

EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO

Prospecção e Hierarquização
de Inovações Tecnológicas



Organizador
Sergio O. Frontin

EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO

Prospecção e Hierarquização
de Inovações Tecnológicas

Organizador
Sergio O. Frontin

EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO

Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas

Organizador
Sergio O. Frontin



1ª edição

Brasília
2013

Tiragem 2.000 livros

Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel
SGAN Quadra 603, Módulos I e J, Asa Norte. CEP: 70830-030. Brasília – DF
Romeu Donizete Rufino
Diretor-Geral

Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. – TAESA
Praça XV de Novembro, nº 20, salas 601, 602, 1002 e 1003.
Centro – Rio de Janeiro – RJ – CEP 20.010-010
José Aloise Ragone Filho
Diretor-Superintendente Geral

Brasnorte Transmissora de Energia S.A. – Brasnorte
Praça XV de Novembro, nº 20, Salas 602 e 1003 (PARTE)
Centro – Rio de Janeiro – RJ – CEP 20.010-010
Márcio Augusto Vasconcelos Nunes
Diretor-Presidente

Fundação de Empreendimentos Científicos e Tecnológicos – Finatec
Universidade de Brasília, Campus Universitário Darcy Ribeiro
Av. L3 Norte – Edifício FINATEC
Asa Norte – Brasília – DF – CEP 70.910-900
Prof. Martim Francisco Bottaro Marques
Diretor-Presidente

Capa, projeto gráfico e diagramação:
Goya Editora LTDA.

Revisão:
Ricardo Dayan

Catalogação na fonte
Centro de Documentação – CEDOC / ANEEL

Equipamentos de alta tensão – prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas / Sergio de Oliveira Frontin (organizador). ---
Brasília : Teixeira, 2013.

934 p. : il.

ISBN: 978-85-88041-09-7

1. Energia elétrica, transmissão. 2. Equipamento elétrico.
3. Inovação. 4. Prospecção. 5. Hierarquização. I. Título.

CDU: 621.3(81)

Esta publicação é parte integrante das atividades desenvolvidas no âmbito do Programa de P&D da Aneel.

Todos os direitos estão reservados aos autores de cada capítulo.

Os textos contidos nesta publicação podem ser reproduzidos, armazenados ou transmitidos, desde que citada a fonte.

Fotos de abertura de capítulos: *dreamstime.com*

PARTICIPANTES DO PROJETO INOVAEQ

Coordenador do Projeto e Autor



Sergio de Oliveira Frontin – Engenheiro eletricista formado pela Escola Nacional de Engenharia da UFRJ em 1969 e mestre em Sistemas de Potência pelo Rensselaer Polytechnic Institute em Troy (New York – Estados Unidos) em 1971. Trabalhou em Furnas Centrais Elétricas S.A (1967-1987 e 1992-1997), Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (1988), Itaipu Binacional (1989-1991) e Agência Nacional de Energia Elétrica (1998-2008). Ex-professor da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC/RJ (1972-1977), Instituto Militar de Engenharia do Rio de Janeiro – IME/RJ (1978) e Universidade Estadual do Rio de Janeiro - UERJ (1980-1986). Atualmente é pesquisador colaborador da Universidade de Brasília – UnB e consultor nas áreas de energia, regulação, geração, transmissão, tecnologia da informação e gestão de conhecimento.

Representantes da Taesa



Gliender Pereira de Mendonça – Pós-graduado em Gestão de Negócios de Energia Elétrica pela Fundação Getúlio Vargas - FGV e em Direito dos Contratos pelo Centro Universitário do Distrito Federal - UniDF, atuando desde 2001 no segmento de Energia Elétrica. Fez parte do quadro de funcionários da Aneel e Eletronorte e, Atualmente ocupa as funções de Gerente de Relações Institucionais e Regulatórias e Gerente dos Programas de Pesquisa e Desenvolvimento da Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. – TAESA.



Paulo Vollu Cyriaco – Engenheiro eletricista formado pela Universidade Federal Fluminense - UFF em 2006 e pós-graduado no MBA em Gestão de Negócios pelo Ibmec Business School em 2013. Atualmente é Coordenador Técnico na área de subestações e equipamentos da Gerência de Engenharia de Operação e Manutenção da Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. – TAESA.



Geyza Gabrielli Rigo – Bacharel em Administração de Empresas formada pela Universidade Gama Filho - UGF em 2011. Atualmente é Analista Financeiro e de Projetos de P&D na área de gestão de ativos da Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. – TAESA.

Autores em Ordem Alfabética



Airton Violin – Engenheiro eletricista, graduado em 1982 pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá – EFEI, Curso de Engenharia de Sistemas Elétricos – CESE em 1991 pela mesma instituição, mestrado na área de Sistemas de Potência em 2003 pela Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI e atualmente concluindo doutorado na mesma área e instituição, no tema Avaliação de Confiabilidade em Subestações. Atuou no Departamento de Planejamento Elétrico da Eletronorte (1984-1993) e atualmente atua como consultor na área de estudos elétricos envolvendo subestações, tais como estudos para definição de concepção de subestações, estudos de transitórios eletromagnéticos para definição de equipamentos. A área de interesse para pesquisa e desenvolvimento é confiabilidade em subestações.



Alexandre Maduro-Abreu – Professor-adjunto do Departamento de Administração da Universidade de Brasília - UnB. Graduado em Administração de Empresas, especialista em Gestão e Marketing do Turismo (CET/UnB), mestre e doutor em Desenvolvimento Sustentável (CDS/ UnB). Desenvolve pesquisas nas seguintes áreas: consumo, valores, desenvolvimento sustentável, gestão e planejamento local, desenvolvimento rural e energia. Antes de ingressar na UnB, atuou como consultor de organismos internacionais e cargos de gestão na iniciativa privada.



Andréia Maia Monteiro – Engenheira eletricista formada pela Universidade Federal Fluminense - UFF em 2000 e mestre em Sistemas de Potência pela Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ em 2005. Engenheira do Operador Nacional do Sistema Elétrico desde 2000, sendo responsável pelas atividades do Grupo de Trabalho para Análise de Superação de Equipamentos de Alta Tensão (GT-AS) desde 2008.



Antonio Carlos C. de Carvalho – Engenheiro eletricista formado em 1978 na Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ e mestre em sistemas de potência pela Coppe/UFRJ (1984). É membro do Cigré desde 1981 com atuação no Comitê de Estudos A3 – Equipamentos de Alta Tensão. É especializado na iteração equipamentos-rede e em soluções para sistemas de transmissão. Trabalhou com P&D no CEPEL e em desenvolvimento de equipamentos na ABB. Atualmente ocupa a Gerência de Padrões de Desempenho e Requisitos Mínimos da Rede Básica no ONS.



Antonio C.P. Brasil Junior – Graduado em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal do Pará - UFPA (1982) com mestrado em Engenharia Mecânica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC/RJ (1985). Seu doutorado na área de Thérmique et Energetique foi obtido na Ecole Centrale de Lyon - França em 1992. Atualmente é professor associado da Universidade de Brasília - UnB, com lotação no Departamento de Engenharia Mecânica e no Centro de Desenvolvimento Sustentável.

Na área de ciências mecânicas, os principais temas de interesse são: elementos finitos em fluidos, escoamentos turbulentos e escoamentos ambientais. Alternativamente, o docente atua na área de desenvolvimento sustentável, com interesses nos modelos para o desenvolvimento nos biomas amazônia e pantanal, explorando temáticas de pesquisa que envolvam de maneira interdisciplinar a sustentabilidade de opções tecnológicas.



Ary D'Ajuz – Engenheiro eletricista formado pela Universidade Gama Filho - UGF em 1977 e mestrado em Sistemas de Potência pela Coppe/UFRJ em 1988. Trabalhou na Internacional de Engenharia (1976-1978), em Furnas Centrais Elétricas S.A. (1978-1986), nas Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte (1986-2000) e desde 2000 trabalha para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.



Bianca Maria Salatiel Matos de Alencar – Engenheira eletricista formada pela Universidade de Brasília – UnB (2009) e mestre em Engenharia de Sistemas Eletrônicos e de Automação (2012) pela mesma instituição. Trabalhou na Companhia Energética de Brasília – CEB Distribuição (2011-2012) na área de planejamento elétrico. Atualmente é Analista de Infraestrutura no Ministério de Minas e Energia.



Caio Fernandes Lopes – Engenheiro eletricista, com ênfase em sistemas elétricos de potência pela Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI (2003). Integrou, juntamente com Ritz do Brasil e Cemig, o time de desenvolvimento de seccionador 500kV para manutenção de linhas vivas, trabalho publicado na Revista Eletricidade Moderna (outubro de 2011) e premiado no IV Cites (Buenos Aires-2009). Participou da elaboração do projeto de P&D Alstom Grid/ Cemig: “Implementação de um bay digital – SE Bom Despacho 2”. Trabalhou como Supervisor Técnico-Comercial para disjuntores, seccionadores, para-raios e transformadores de instrumentos na Alstom Grid. Atualmente dedica-se à área de treinamentos e consultorias em equipamentos de manobra e NR-10 (segurança em eletricidade) como Sócio-Diretor da Konekta Soluções.



Carlos Pederneiras Raja Gabaglia – Engenheiro eletricista formado pela Pontifícia Universidade Católica - PUC/RJ em 1977. Trabalha em Furnas Centrais Elétricas S.A desde 1977.



Claudio Frate – Ph.D em Desenvolvimento Sustentável pela Universidade de Brasília - UnB, onde também fez mestrado. Graduou-se em Engenharia Elétrica – ênfase Sistemas de Potência - pela Universidade de Fortaleza - Unifor. Foi *Visiting Scholar* na Texas Agriculture and Mechanical University, Texas, EUA. É pesquisador associado da UnB onde pesquisa as pontes criadas entre a sociedade, a economia e a natureza para o aproveitamento de fluxos energéticos da água, do vento e da biomassa.



Claudir Afonso Costa – Engenheiro eletricista formado pelo Instituto de Educação Superior de Brasília – IESB e mestrado em Engenharia Elétrica na Universidade de Brasília – UnB. Trabalhou na Companhia Energética de Minas Gerais na área de distribuição de energia elétrica, prestou serviços na área de tecnologia para a Agência Nacional de Energia Elétrica. Atualmente é Analista de Infraestrutura no Ministério da Integração Nacional, onde atua na Gestão de Contratos de obras eletromecânicas do projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional.



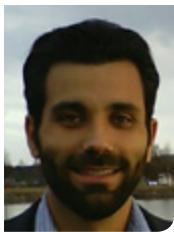
Delmo de Macedo Correia – Engenheiro eletricista pela Universidade Federal Fluminense - UFF em 1975, mestre em Sistemas de Potência pela Universidade Federal de Pernambuco – UFPE em 1992 e Doktor-Ingenieur pela Technische Universität Hamburg-Harburg (Hamburgo, Alemanha) em 1998. Trabalhou na IESA, Themag e IEE-USP em projetos de linhas de transmissão, estudos de engenharia de equipamentos e qualidade de energia para Chesf, Eletropaulo, CTEEP, Eletrosul, Furnas, Itaipu. É atuante no Cigré, no grupo de trabalho C4 – Desempenho de Sistemas Elétricos. Atualmente atua como engenheiro no ONS.



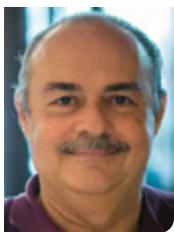
Fabio Machado Resende – Engenheiro eletricista formado pela Pontifícia Universidade Católica – PUC/RJ em 1968 e mestre em Sistemas de Potência pelo Rensselaer Polytechnic Institute em Troy (New York – Estados Unidos) em 1971. Trabalhou em Furnas Centrais Elétricas S.A (1968-1974 e 1979-1999), Themag Engenharia (1975-1979) e FMR Consultoria (1999-2003). Foi Diretor de Operação do Sistema e Comercialização de Energia de Furnas Centrais Elétricas S.A (2003-2009). Atualmente é consultor nas áreas de energia, geração e transmissão.



Francisco Manoel Salgado Carvalho – Engenheiro eletricista pela Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ em 1971. Curso de Extensão Universitária em Análise de Sistemas de Potência na University of Wisconsin em 1979. Curso de Engenharia de Sistemas Elétricos (CESE-1980), pós-graduação patrocinada pela Eletrobras, realizada na Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI, hoje UNIFEI) em 1980. Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI, hoje UNIFEI) em 1982. Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica pela Coppe/UFRJ em 2004. Trabalhou na Companhia Força e Luz Cataguases-Leopoldina, de 1969 a 1970. Trabalhou na Electra – Eletrotécnica Consultoria e Projetos Ltda, de 1970 a 1972. Trabalhou em Furnas – Centrais Elétricas S.A., de 1972 a 1998. Foi professor-adjunto do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal Fluminense – UFF, de 1999 a 2009. Desde 2002, é pesquisador sênior do Cepel – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Eletrobras Cepel).



Jonas de Oliveira e Silva Pinto – Engenheiro eletricista formado pela Universidade São Judas Tadeu - USJT em 2007 e mestre em Sistemas de Potência pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – USP em 2013. Membro do grupo de trabalho Cigré A3.30 *Overstressing of HV Substation Equipment*. Atualmente é engenheiro especialista em transformadores para instrumentos no Centro de Tecnologia da empresa ABB China.



Jorge Amon Filho – Engenheiro (1975) e mestre (1986) em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC/RJ. Trabalha em Furnas Centrais Elétricas desde 1976. Chefe da Divisão de Estudos para Equipamentos do Departamento de Planejamento de Transmissão desde 1998. Coordenador do Comitê Brasileiro de Usuários do EMTP/ATP-CBUE desde de 2002, professor dos cursos de graduação em Engenharia dos Departamentos de Engenharia Elétrica da PUC/RJ, disciplina Estações e Equipamentos, no período de 1990 a 1995 e da Universidade Estadual do Rio de Janeiro UERJ, disciplinas Eletrotécnica Aplicada I e II, nos anos 2000, 2001 e 2003. Membro do Comitê SC A3 (High-Voltage Equipment) do Cigré de 2000 a 2010. Atualmente é secretário do comitê equivalente CE A3 do Cigré-Brasil, do grupo de trabalho A3.30 *Impact of overstressing of substation equipment* e membro sênior do IEEE.



José Alexander Araújo – Professor-adjunto 4 do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Brasília - UnB. Engenheiro mecânico pela Universidade Federal de Uberlândia - UFU. Mestre em Engenharia Mecânica pela UnB. Ph.D em Ciências da Engenharia pela University of Oxford – UK. Pesquisador de produtividade nível 2 do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq. Membro fundador e integrante do Comitê Executivo do Comitê de Mecânica da Fratura, Fadiga e Integridade Estrutural da Associação Brasileira de Ciências Mecânicas-ABCM. Membro correspondente do Working Group do Cigré Internacional WG-B2.49 “Safe Design Tensions for Conductors Fitted with Elastomer Cushioned Suspension Units”. Membro afiliado da Academia Brasileira de Ciências - ABC. Membro do Subcomitê Nacional do Cigré (CIGRÉ SCB2 WG11).



José Antonio Jardini – Engenheiro eletricista (1963), mestre (1969) e doutor (1973) pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - USP. Trabalhou na Themag no cargo de superintendente e como professor e pesquisador na Escola Politécnica da USP (professor titular). Atuou nos projetos: sistema de transmissão de Itaipu, Cesp, Chesf, Eletronorte, Furnas, Eletrosul. É atuante no Cigré, no grupo de trabalho B2 (Linhas) e B4 (Corrente Contínua). É atuante também no IEEE onde participou da organização de vários congressos. É *Fellow Member* do IEEE e atuou como *Distinguished Lecturer* nas Sociedades de Potência (PES) e Industrial (IAS). Coordenou inúmeros projetos de P&D no âmbito do programa da Aneel. Atualmente é consultor independente e Diretor da J2 Consultoria.



José Carlos Mendes – Engenheiro eletricista, mestre e doutor em Engenharia Elétrica, pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – POLI/USP. É membro do IEEE e do Cigré. Trabalhou na SIEMENS entre 1981 a 1984 e, desde então, na ABB Asea Brown Boveri (anterior BBC Brown Boveri) onde atua como Gerente de Tecnologia, Engenharia e Desenvolvimento da Divisão de Transformadores da ABB Brasil e como Global Corporate Executive Engineer da Divisão de Produtos de Potência da ABB. Experiência com desenvolvimento, projeto elétrico, projeto mecânico, simulação, carregamento, monitoração em tempo real, diagnósticos, análise de estado, análises de falhas e análise de interação transitória com o sistema elétrico de transformador ou reator de potência. Atuou como professor de Engenharia Elétrica com participação em bancas de defesas de dissertações de mestrado e teses de doutorado em universidades como USP, USP/SC, UFSC, UFU, UFPE e UNIFEI. É autor de artigos técnicos e capítulos de livros publicados no Brasil e exterior e palestrante em conferências técnicas realizadas no Brasil e em vários outros países.



José Roberto de Medeiros – Graduado em Engenharia Elétrica pelo Instituto Militar de Engenharia - IME (1976) e mestre em ciências pela Coppe/UFRJ (1991). Trabalhou como engenheiro em Furnas (1977-1998). Atualmente trabalha para o ONS como engenheiro consultor nas áreas de qualidade de energia e fontes de energia renovável.



Lauris Rodrigues Perfeito – Engenheira eletricista formada pela Universidade de Brasília – UnB (2012). Estagiou na Themag Engenharia e Gerenciamento Ltda (2011-2012) na Engenharia do Proprietário do projeto do Bipolo 1 de Corrente Contínua – 3.150MW em ±600kV CC da Transmissão do Rio Madeira, Lote C. Atualmente atua como projetista na área de Sistemas de Proteção, Controle e Automação de Subestações em Alta Tensão na Engevix Engenharia S.A.



Leonardo Brant Murça – Engenheiro mecânico formado pela Universidade de Brasília – UnB (2009), mestre em Ciências Mecânicas (UnB-2011). Desenvolveu pesquisas na área transmissão de energia elétrica com foco para o comportamento mecânico de cabos condutores. Atualmente trabalha no setor de óleo e gás como engenheiro de desenvolvimento de produtos.



Dr. Manuel L B Martinez – Nasceu em São Paulo, obteve o título de engenheiro eletricista e mestre em Engenharia Elétrica em 1982 e 1993, respectivamente, na Universidade Federal de Itajubá - UFU. Doutor em Engenharia Elétrica em 2000 pela Universidade de São Paulo - USP. Trabalhou na 3 M do Brasil, Themag e Eletronorte - Centrais Elétricas do Norte do Brasil, de 1982 a 1994. Atualmente é o chefe do Laboratório de Alta Tensão da UFU, autor e coautor de mais de 300 contribuições técnicas e artigos sobre equipamentos elétricos, ensaios, transitórios eletromagnéticos e projetos de subestações.



Marcelo Spinella Moraes – Engenheiro eletricista formado pela Universidade de Mogi das Cruzes - UMC em 1989, com especialização em sistema de potência (1992) e mestre em Engenharia de Energia e Automação pela Escola Politécnica da USP (2004). Ex-professor da Faculdade de Tecnologia de São Paulo – FATEC; trabalhou na Siemens como engenheiro de aplicação na área de dispositivos FACTS onde participou ativamente da transferência de tecnologia de bancos de capacitores série entre Alemanha e Brasil. Atualmente gerencia e desenvolve projetos de eletrônica de potência e compensadores estáticos para a Alstom Grid no Brasil e nos Estados Unidos.



Marcos Bernert Schwarz – Engenheiro eletricista formado pela Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC em 1986, especialização em Administração da Produção (1992) e MBA em Gerência de Projetos pela Fundação Getúlio Vargas - FGV (2006). Trabalhou em várias empresas fabricantes de equipamentos de manobra, como Lorenzetti, Merlin Gerin, Schneider Electric Alta Tensão, Vatech, Areva. Membro do Cigré e IEEE. Atualmente é responsável pela área de Engenharia de Aplicação na Siemens Ltda, E T HP (Energy Sector, Transmission Division, High Voltage Products).



Marcos E. Guerra Alves – Engenheiro eletricista formado pela Universidade São Judas Tadeu – USJT em 2001 e mestre em Energia e Automação pela Universidade de São Paulo – USP em 2005. Cursa atualmente o doutorado em Energia pela USP. Trabalha com a Treetech Sistemas Digitais, desde 1992, atualmente como Gerente Técnico e Coordenador de Pesquisa, Desenvolvimento & Inovação (PD&I). É especializado em sistemas de controle e monitoramento de equipamentos de alta tensão, como transformadores de potência, reatores, disjuntores, seccionadores e transformadores de instrumentos. É membro do IEEE/PES e do Cigré, onde participou de diversos grupos de trabalho, além de colaborar com o COBEI na elaboração de normas técnicas brasileiras.



Marta Lacorte – Engenheira eletricista formada pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC/RJ em 1983. Mestre em Engenharia Elétrica pela Coordenação de Programas de Pós-graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – Coppe/UFRJ, em 1988. Pesquisadora do CEPEL, de 1984 a 1991, tendo atuado na área de pesquisa em equipamentos de manobra e proteção contra sobrecorrentes. Em 1992, transferiu-se para a ABB Suíça, onde trabalhou até 2001 no Departamento de Subestação Isolada a Gás SF6 (GIS) como suporte técnico. Em 2002, retornou ao Brasil como representante da fábrica de disjuntores de gerador da ABB Suíça para América Latina. Desde 2011, é responsável técnica pelos equipamentos de Alta Tensão da ABB Brasil.



Oscar Kastrup Filho – Engenheiro eletricista formado pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC/RJ em 1969. Trabalhou em Furnas Centrais Elétricas S.A (1969-1973 e 1981-2001), Eletrosul Centrais Elétricas do Sul do Brasil (1973-1974) e na Themag Engenharia (1974-1981). Ex-professor da PUC/RJ (1977 a 1989) e da Universidade Estadual do Rio de Janeiro - UERJ (1978-1985). Ministrhou cursos de especialização em transitórios eletromagnéticos e equipamentos elétricos para diversas concessionárias de energia elétrica no Brasil e no exterior (Colômbia, Equador e Uruguai). Foi consultor do ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, de 2001 a 2007. É atualmente consultor independente.



Paulo Cesar Vaz Esmeraldo – Engenheiro eletricista formado pela Escola de Engenharia da Universidade Estadual do Rio de Janeiro - UERJ em 1972, mestre em Ciências pela Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI em 1976. Participou do Power Technology Course da PTI (Schenectady, USA) no ano de 1974. Trabalhou em Furnas Centrais Elétricas por cerca de 30 anos, onde foi Chefe da Divisão de Estudos de Equipamentos e Chefe do Departamento de Planejamento, tendo atuado em Estudos de Planejamento da Transmissão, Estudos em Sistemas de EAT, HVDC e FACTS, Estudos de Concepção de Linhas em 765kV, 500 kV, ±600 kV CC, torres compactas e LPNE e Estudos de Sobretensões e Coordenação de Isolamento, incluindo Estudos em Simuladores e EMTP. Recebeu no ano 2000 as premiações de IEEE Fellow e Cigré Technical Award. Foi Superintendente de Transmissão de Energia na Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2005-2013), responsável pelos estudos de planejamento do Sistema Interligado Nacional. Atualmente é Diretor-Geral do CESI-Brasil.



Rafael Fernando Mendonça de Alencar – Engenheiro mecânico formado pela Universidade de Brasília - UnB em 2011. Ex-estagiário na Petrobras na Gerência de Grandes Consumidores (GRCCO). Trabalha e desenvolve estudos com o grupo de Fadiga, Fratura e Materiais na área de fadiga ocasionada por vibrações eólicas em linhas de transmissão e no estudo de determinação de características dos condutores como auto-amortecimento. Atualmente é mestrando em integridade de materiais de engenharia pela Universidade de Brasília – UnB.



Ricardo Carvalho Campos – Engenheiro eletricista formado pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI em 2001. Trabalhou na Alstom como Engenheiro de Projetos, de 2002 a 2005, e como Supervisor de Engenharia, de 2007 a 2012. Também trabalhou no Operador Nacional do Sistema Elétrico como Engenheiro de Sistemas de Potência em 2006. Atualmente exerce o cargo de Gerente do Departamento Técnico e Comercial da unidade de Compensação Reativa da Alstom, em Itajubá/MG. É membro regular do IEEE, Cigré Brasil e da SBQEE – Sociedade Brasileira de Qualidade da Energia Elétrica.



Rivaele José da Silva – Engenheiro eletricista formado pela Faculdade de Engenharia São Paulo - FESP em 2006 e pós-graduado em Automação Industrial pela Faculdade SENAI de Tecnologia Mecatrônica em 2009. Em 2010, transferiu para ABB Componentes como Engenheiro de Aplicação na área de Componentes para Transformadores na ABB Brasil, Divisão de Produtos de Alta Tensão.



Roberto Vaisman – Engenheiro eletricista formado pelo Instituto Militar de Engenharia - IME em 1975 e mestre em Sistemas de Potência pela Coppe/UFRJ em 1981. Trabalhou na PTEL de 1975 a 1978, em Furnas Centrais Elétricas de 1978 a 1986 e, desde então, é pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Eletrobras Cepel. É professor desde 1981 da Universidade Veiga de Almeida - UVA. Foi representante de Furnas e posteriormente do Cepel na elaboração das normas brasileiras ABNT de Coordenação de Isolamento. É coautor do livro “Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento – Aplicação em Sistemas de Potência de Alta Tensão”.



Sérgio de Azevedo Moraes – Engenheiro eletricista formado (1967) pela Escola Nacional de Engenharia da Universidade do Brasil, atual UFRJ, mestre em Ciências (1977) pelo *University of Manchester Institute of Science and Technology* – UMIST (Inglaterra). Trabalhou em Furnas – Centrais Elétricas S.A., de 1968 a 1992. No período 1997 a 1998, voltou a colaborar com essa firma como bolsista de pesquisa do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq. Pela firma Percurso – Engenharia, Consultoria e Serviços Ltda., prestou serviços de consultoria à Light – Serviços de Eletricidade, ABB Switchgear, ABB Brasil, ONS, Power Consult, Marte Engenharia (1999-2000) e Aneel (2004-2006). Desde 2006, vem trabalhando para a empresa SNC-Lavalin Marte. Desde 1979, participa de comitês de estudo e grupos de trabalho relacionados com disjuntores e equipamentos de manobra no âmbito do Cigré-Brasil e Cigré Internacional, do qual é *Distinguished Member*.



Sidnei Cabral – Tecnólogo formado pelo Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de São Paulo em 2003. Eletrotécnico pela Escola Técnica Estadual Basilides Godoy, em 2000. Licenciado em Matemática pela Faculdade Renascença em 1997. Iniciou carreira na ABB Transformadores, em 2001, atuando na Engenharia de Produto na área de componentes para transformadores. Larga experiência em ensaios de buchas para transformadores de potência.



Thamise Sampaio Vasconcelos Vilela – Engenheira mecânica formada pela Universidade de Brasília – UnB em 2011. Ex-estagiária no Centro de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico (CDT). Foi pesquisadora bolsista na área de fadiga por fretting na École Centrale de Lyon, França. Trabalha e desenvolve estudos com o grupo de Fadiga, Fratura e Materiais (GFFM-UnB) em pesquisas associadas à falha por fadiga provocada por vibrações eólicas em linhas de transmissão e no estudo de análise de tensões em cabos condutores de energia elétrica a partir da extensometria. Atualmente é aluna de mestrado em Ciências Mecânicas na UnB.



Yoshio Nomi – Engenheiro eletricista formado pela Universidade de Mogi das Cruzes - UMC em 1981. Membro Cigré e ABNT. Iniciou carreira na ABB Transformador em 1975. Em 1985, transferiu para ABB Componentes como engenheiro de Aplicação e Produto na área de Componentes para Transformadores na ABB Brasil, Divisão de Produtos de Alta Tensão. Especialista em Buchas de Alta Tensão e Comutadores. De 2010 a 2011, atuou na ABB Suíça, Micafil no desenvolvimento, coordenação e implantação de Bucha RIS na Suíça. Atualmente é responsável técnico de ABB Componentes na América do Sul.

SUMÁRIO

PREFÁCIOS INICIAIS

Equipamentos de Alta Tensão – Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas.....	43
Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas – A Transmissão do Conhecimento	45
Conhecimento Técnico e Acadêmico – A Bússola das Novas Pesquisas.....	47
Resumo Executivo.....	49

CAPÍTULO 1

Planejamento e Custos dos Equipamentos de Alta Tensão

1. OBJETIVO	56
2. O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	56
3. AS PREMISSAS DO PLANO DECENAL.....	56
Premissas Demográficas.....	57
Taxa de Crescimento do Nível de Atividade.....	57
Taxa de Crescimento do Nível de Investimento	58
Consumo de Energia Elétrica.....	58
Geração de Energia	59
Transmissão de Energia	60
Linhas de Transmissão	60
Capacidade de Transformação	62
Configurações do Sistema em 2012 e 2030	63
4. INVESTIMENTOS EM GERAÇÃO E TRANSMISSÃO	64
5. METODOLOGIA DE COMPOSIÇÃO DAS UNIDADES MODULARES DE SUBESTAÇÕES	66
Terminologia.....	67
Módulo de Infraestrutura	68
Módulo de Manobra	68
Módulo de Equipamento	68

6. ELABORAÇÃO DE ORÇAMENTO DE SUBESTAÇÕES	69
Custo Direto	70
Montagem Eletromecânica	71
Canteiro de Obras.....	71
Comissionamento	71
Engenharia.....	71
Administração Local	72
Eventuais	72
Custo Indireto	72
7. ORÇAMENTO SIMPLIFICADO DE SUBESTAÇÕES	72
8. CUSTOS DE EQUIPAMENTOS	73
9. CONSTATAÇÕES	75
10. REFERÊNCIAS	77

CAPÍTULO 2

Subestações de Alta Tensão

1. OBJETIVO.....	80
2. INTRODUÇÃO	80
3. CONFIGURAÇÕES DE BARRA	84
Barra Simples – BS	85
Barra Principal e Transferência – BP+T	86
Barra Principal Seccionada e Transferência – BPS+T	88
Barra Dupla com Disjuntor Simples a Três Chaves – BD-Ds-3 ch.....	88
Barra Dupla com Disjuntor Simples a Quatro Chaves – BD-Ds-4 ch.....	89
Barra Dupla com Disjuntor Simples a Cinco Chaves – BD-Ds-5 ch.....	90
Barra Dupla com Disjuntor Simples a Três e Quatro chaves – BD-Ds-3 e 4 ch.....	91
Barra Dupla e Transferência com Disjuntor Simples a Três e Quatro Chaves – BD+T	92
Barra Dupla Seccionadas com Disjuntor Simples a Quatro Chaves – BDS-Ds-4 ch	93
Anel Simples – AN.....	94
Anel Múltiplo – ANM.....	95
Barra Dupla com Disjuntor e Meio – BD-D1/2	97
Barra Dupla com Disjuntor e Meio Modificado – BD-D1/2-M.....	98
Barra Dupla com Disjuntor e Um Terço – BD-D1/3	99
Barra Dupla com Disjuntor Duplo – BD-Dd.....	100
4. CLASSIFICAÇÃO QUALITATIVA DE CONFIGURAÇÕES DE BARRA	102
5. SUBESTAÇÕES ISOLADAS A GÁS SF₆ – GIS	103
6. MÓDULOS COMPACTOS.....	105
7. A LEGISLAÇÃO E AS SUBESTAÇÕES DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	106
Referências de Configurações de Barra.....	106
Qualidade dos Serviços da Transmissão	109
8. AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE DE SUBESTAÇÕES.....	110
Evolução da Metodologia	110
Exemplo de Aplicação	114
9. CONSTATAÇÕES	118
10. REFERÊNCIAS	119

CAPÍTULO 3

Desempenho de Equipamentos de Alta Tensão

1. OBJETIVO	122
2. INTRODUÇÃO	122
3. DEFINIÇÕES	122
4. OS PROCEDIMENTOS DE REDE	124
Módulo 2 – Requisitos Mínimos para Instalações e Gerenciamento de Indicadores de Desempenho	125
Submódulo 2.3 – Requisitos Mínimos para Transformadores e para Subestações e seus Equipamentos	126
Módulo 16 – Acompanhamento de Manutenção	126
Submódulo 16.3 – Gestão de Indicadores para Avaliação de Desempenho de Equipamentos e Linhas de Transmissão na Perspectiva da Manutenção	126
Módulo 22 – Análise de Ocorrências e Perturbações.....	127
Submódulo 22.4 – Análise de Falhas em Equipamentos e Linhas de Transmissão	127
Módulo 23 – Critérios para Estudos	127
Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para os Estudos Elétricos	127
Módulo 25 – Apuração de Dados, Relatórios da Operação do Sistema Interligado Nacional e Indicadores de Desempenho.....	128
Submódulo 25.8 – Indicadores de Desempenho de Equipamentos e Linhas de Transmissão e das Funções de Transmissão e Geração	128
5. DESLIGAMENTOS FORÇADOS DE EQUIPAMENTOS DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	129
Transformadores de Potência	129
Reatores em Derivação	134
Capacitores em Derivação.....	137
Compensadores Estáticos	141
Capacitores Série	144
6. DESLIGAMENTOS FORÇADOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO PROVOCADOS POR FALHAS E DEFEITOS NOS EQUIPAMENTOS TERMINAIS.....	146
Consolidação dos Resultados	148
7. PADRÕES DE DESEMPEÑO DA FUNÇÃO TRANSMISSÃO	149
8. DESEMPEÑO DE EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO EM ÂMBITO INTERNACIONAL	150
Disjuntores a SF ₆	151
Com Relação ao Tipo Construtivo.....	151
Com Relação ao Tipo de Aplicação e Nível de Tensão	151
Com Relação ao Mecanismo de Operação.....	152
Frequência de Falhas por Nível de Tensão	152
Frequência de Falhas por Tipo de Aplicação e por Tipo Construtivo	153
Frequência de Falhas em Função do Ano de Instalação e Tipo Construtivo	153
Frequência de Falhas em Função da Causa	154
Seccionadores e Chaves de Aterramento.....	154
Com Relação ao Tipo	154
Com Relação ao Nível de Tensão.....	155
Frequência de Falhas por Nível de Tensão	156
Frequência de Falhas em Função do Ano de Instalação	156
Frequência de Falhas em Função do Tipo Construtivo	157
Frequência de Falhas em Função da Causa	157

Transformadores de Instrumento	158
Com Relação ao Nível de Tensão.....	158
Frequência de Falhas por Nível de Tensão	158
Frequência de Falhas em Função do Tipo.....	159
Frequência de Falhas em Função do Ano de Instalação.....	160
9. CONSTATAÇÕES	160
Com Relação aos Transformadores	161
Com Relação aos Reatores em Derivação	161
Com Relação aos Capacitores em Derivação	161
Com Relação aos Compensadores Estáticos	162
Com Relação aos Capacitores Série.....	162
Com Relação a Desligamentos de Linhas Provocadas por Equipamentos Terminais	162
Com Relação às Pesquisas Internacionais.....	163
10. REFERÊNCIAS	164

CAPÍTULO 4

Estudos Básicos para Especificação de Equipamentos

1. OBJETIVO	166
2. INTRODUÇÃO	166
3. CORRENTE NOMINAL.....	167
4. CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO	167
5. SOBRETENSÕES.....	168
Métodos de Controle das Sobretenções.....	169
Resistores de Pré-inserção dos Disjuntores	169
Para-raios.....	170
Modificações na Configuração do Sistema	170
Blindagem de Linhas de Transmissão e Subestações Contra Descargas Atmosféricas.....	170
6. ISOLAMENTOS	171
Níveis de Isolamento dos Equipamentos	171
7. COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO	172
Métodos de Coordenação de Isolamento	173
Efeito-distância.....	173
Espaçamentos Elétricos e Distância de Segurança.....	174
Distância de Escoamento de Buchas e Isoladores	175
8. ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO.....	175
Relatório R1.....	175
Arranjos de Barramento	176
Definição das Correntes Nominais dos Barramentos e Equipamentos.....	176
Análise das Correntes de Curto-circuito	176
Definição de Tipo, Potência e Tensões Nominais e Derivações das Unidades Transformadoras	176
Análise de Adequações das Instalações Existentes	177
Relatório R2.....	177
Relatório R3.....	177
Relatório R4.....	178

9.	PROCEDIMENTOS DE REDE.....	178
	Corrente em Regime Permanente	178
	Capacidade de Curto-círcuito.....	179
	Tensão em Regime Permanente	179
	Isolamento sob Poluição	179
	Desempenho sob Descargas Atmosféricas.....	179
	Transformadores de Potência	180
	Banco de Capacitores em Derivação.....	180
	Reatores em Derivação	180
	Banco de Capacitores Série	180
	Dispositivos FACTS	180
	Disjuntores.....	180
	Seccionadores, Lâminas de Terras e Chaves de Aterramento.....	181
	Para-raios	181
	Transformadores de Potencial e Transformadores de Corrente.....	181
10.	EDITAL DE LEILÃO DE TRANSMISSÃO	181
	Subestações.....	182
	Equipamentos	182
	Disjuntores	182
	Seccionadores, Lâminas de Terra e Chaves de Aterramento.....	183
	Para-raios.....	183
	Transformadores de Corrente e Potencial.....	183
	Unidades Transformadoras de Potência	184
	Reatores em Derivação.....	184
	Banco de Capacitores Série	185
	Demonstração da Conformidade das Instalações de Transmissão	185
11.	REFERÉNCIAS	186

CAPÍTULO 5

Transformadores de Potência

1.	OBJETIVO	188
2.	INTRODUÇÃO	188
	Função no Sistema.....	188
	Princípio Básico e Propriedades Gerais	188
	Transformador Ideal	189
	Aspectos Construtivos	191
	Partes Constituintes	191
	Enrolamentos.....	191
	Núcleo.....	192
	Isolação	192
	Tipos de Transformador	193
	Critérios de Classificação.....	193
	Finalidade e Função no Sistema	193
	Autotransformadores Versus Enrolamentos Separados	194
	Enrolamento Terciário	194
	Material do Núcleo	194

Quantidade de Fases	195
Tensão Variável.....	195
3. DESEMPENHO TÉRMICO.....	195
Conceitos Básicos.....	195
Limites de Elevação de Temperatura.....	196
Condições de Carregamento	196
Gestão do Desempenho Térmico	197
Etapas de Gerenciamento de uma Unidade Transformadora Nova.....	198
Gerenciamento da Operação de Unidades Transformadoras.....	201
Determinação do Envelhecimento.....	202
Temperatura do Ponto mais Quente do Ano Anterior	202
Curvas de Carga e Temperatura Ambiente do Ano Anterior	202
Distribuição da Temperatura do Ponto mais Quente do Ano Anterior para a Situação de Regime Normal e de Emergência.....	203
Curva de Carga e Temperatura Ambiente do Ano Anterior Caracterizadas por Dados Típicos de uma Semana de Cada Mês	203
Curva de Carga e Temperatura Ambiente do Ano Anterior Caracterizadas por Dados Típicos de um Dia de Cada Mês.....	204
Estabelecimento da Capacidade Operativa.....	204
Sistema de Monitoração	205
4. ESPECIFICAÇÃO PARA PROJETO E FABRICAÇÃO.....	206
Parâmetros de Operação	207
Especificação de Transformador	208
Normas	208
Dados de Especificação.....	208
Perdas em Vazio e em Carga – Otimização	212
Capitalização de Perdas em Vazio e em Carga	213
Transformador e Circuitos Equivalentes	216
Transformador de Dois Enrolamentos	216
Transformador de Três Enrolamentos.....	219
Transformador de Três Enrolamentos e Carregamento Simultâneo.....	220
Enrolamento Terciário em Autotransformador	222
Desempenho de Transformador.....	224
Desempenho do Núcleo	224
Desempenho Térmico	228
Desempenho Mecânico	230
Desempenho em Sobre-excitação	231
Desempenho dos Enrolamentos	234
Desempenho dos Acessórios.....	246
Transformador e o Sistema Elétrico	246
Estado de Operação em Regime Permanente	246
Estado de Operação em Regime Transitório	247
Interação Transformador – Sistema Elétrico	249
Proteção de Transformador.....	252
Proteção por Sinal Elétrico	252
5. OPERAÇÃO	256
Sistema de Isolação	256
Confiabilidade e Falhas.....	257

Consequências de Falhas	257
Sobretensões Locais e Remotas ao Local da Falha.....	258
Sobrecorrentes Locais e Remotas ao Local da Falha	258
Solicitações Térmicas	259
Contaminação por Umidade, Sujeira e Partículas	259
Solicitações Mecânicas em Componentes Externos.....	259
Monitoração, Estado e Diagnósticos de Transformadores em Operação	260
Monitoração em Tempo Real.....	260
Análise de Estado e Diagnóstico	261
Estado do Óleo	262
Estado da Isolação Sólida.....	264
Estado dos Acessórios	266
6. REVITALIZAÇÃO OU SUBSTITUIÇÃO	268
Análise e Classificação de Estado	268
Envelhecimento e Final de Vida Útil	269
Revitalização de Transformador	269
7. NOVAS TECNOLOGIAS.....	270
Projetos Avançados	270
Materiais Avançados	273
8. REFERÊNCIAS.....	273

CAPÍTULO 6

Reatores em Derivação

1. OBJETIVO	278
2. INTRODUÇÃO	278
3. POTÊNCIA REATIVA E CONTROLE DE TENSÃO.....	278
Função no Sistema Elétrico.....	280
4. REATOR EM DERIVAÇÃO.....	281
Princípio Básico e Propriedades Gerais	282
Tipos de Reatores em Derivação.....	288
Tipos de Ligação – Não Manobrável ou Manobrável.....	288
Tipos de Núcleo – Ar ou Ferromagnético	288
Número de Fases – Monofásicos ou Trifásicos	288
Aspectos Construtivos	289
Componentes de um Reator em Derivação.....	289
Núcleo	290
Enrolamentos.....	291
Isolação	292
Resfriamento	292
5. REQUISITOS FUNCIONAIS	293
Tolerância do Valor da Reatância.....	293
Esquema de Aterramento.....	293
Regime de Operação	293
Vida Útil.....	294
Perda	294

6. ESPECIFICAÇÃO DE REATOR EM DERIVAÇÃO	294
Normas	294
Dados de Especificação	295
Potência Nominal	296
Tensão Nominal e Tensão Máxima Operativa	297
Reatância e Indutância Nominal.....	297
Ligações Entre Enrolamentos.....	298
Níveis de Isolamento	298
Limites de Elevações de Temperatura do Óleo e Enrolamento	298
Carregamento e expectativa de vida útil da isolação	299
Sistema de Resfriamento	299
Linearidade do Núcleo.....	300
Suportabilidade a Sobretensões Dinâmicas	300
Características Especiais.....	300
Perdas Totais e Otimização.....	301
Capitalização de Perdas	301
Reator e Circuito Equivalente	302
Baixa Frequência.....	302
Média Frequência	302
Alta Frequência	303
7. DESEMPENHO DE REATOR EM DERIVAÇÃO.....	304
Desempenho Eletromagnético	304
Fluxo Magnético e Indução Magnética	304
Forças Eletromagnéticas.....	305
Desempenho Térmico	307
Perdas Totais.....	307
Equilíbrio Térmico.....	309
Elevações de Temperatura	309
Limites de Elevações de Temperaturas.....	309
Expectativa de Vida da Isolação	310
Desempenho Dielétrico.....	311
Desempenho Acústico.....	312
Desempenho Mecânico.....	313
Vibrações Mecânicas	313
Vibrações Mecânicas e Ensaios	314
Desempenho de Acessórios	314
8. REATOR EM DERIVAÇÃO E O SISTEMA ELÉTRICO	314
Estado de Operação em Regime Permanente	315
Estado de Operação em Regime Transitório	315
Correntes de Ligação (Inrush)	315
Sobretensões Temporárias e Transitórias.....	316
9. PROTEÇÃO DE REATOR EM DERIVAÇÃO	317
Proteção por Sinal Elétrico	317
Proteção Diferencial.....	318
Proteção de Sobrecorrente	318
Proteção de Corrente de Neutro.....	318
Proteção por Sinal Térmico ou Mecânico	319

10.	OPERAÇÃO	319
	Carregamento, Isolação e Confiabilidade.....	319
	Monitoração, Estado e Diagnósticos de Reator em Operação.....	320
11.	NOVAS TECNOLOGIAS.....	320
	Reator com Potência Reativa Variável	321
	Aplicação e Benefícios de VSR	322
	Aspectos de Projeto de VSR.....	323
	Aplicação de VSR.....	324
	Reator-transformador.....	324
	Potência do Enrolamento Secundário.....	325
	Tensão Secundária.....	325
	Tensão Secundária para Serviços Auxiliares	325
12.	REFERÊNCIAS	327

CAPÍTULO 7

Buchas

1.	OBJETIVO	330
2.	INTRODUÇÃO	330
3.	HISTÓRICO.....	330
	Buchas Sólidas ou <i>Bulk Bushing</i> , Sem Partição Capacitiva	330
	Buchas Capacitivas	331
4.	FUNDAMENTOS DE BUCHAS	332
5.	TIPOS.....	332
	Bucha Não Capacitiva.....	333
	Bucha Capacitiva.....	334
6.	TECNOLOGIA.....	334
	Buchas Sólidas ou Buchas Secas (<i>Bulk Bushing</i>)	334
	Buchas Sólidas de Isolação Combinada (Resina Epóxi e Silicone).....	335
	Buchas de Papel Aglutinado com Resina (RBP)	335
	Buchas de Papel Impregnado com Óleo (OIP)	335
	Buchas de Papel Impregnado com Resina (RIP)	336
	Buchas Isoladas a Gás SF ₆	336
	Buchas com Isolação Combinada de Papel Impregnado com Óleo (OIP) e Gás (SF ₆)	337
	Buchas com Isolação Combinada de Papel Impregnado com Resina (RIP) e Gás (SF ₆)	338
	Buchas de Fibra Sintética Impregnado com Resina (RIS)	338
7.	NORMAS TÉCNICAS.....	338
8.	APLICAÇÕES.....	339
	Aplicação Óleo-Ar e SF ₆ -Ar	339
	Aplicação Óleo-Óleo e Óleo-SF ₆	340
	Aplicação Ar-Ar	340
	Sistema Interior-Interior	340
	Sistema Interior-Exterior	341
	Sistema Exterior-Exterior	341
9.	CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS	341

10. CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS	343
Sistema de Isolação	343
11. ENSAIOS	345
Ensaios de Rotina	345
Medição do Fator de Perdas Dielétricas (Tang Δ) e da Capacitância, na Temperatura Ambiente	346
Ensaio de Tensão Suportável Nominal à Frequência na Industrial a Seco	346
Medição da Intensidade de Descargas Parciais	346
Ensaio de Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial das Derivações de Ensaio e/ou de Tensão	346
Ensaio de Pressão em Buchas com Enchimento Gasoso e em Buchas Isoladas a Gás	347
Ensaio de Vedação em Buchas com Enchimento Líquido e em Buchas com Isolação Líquida	347
Ensaio de Vedação em Buchas com Enchimento Gasoso e em Buchas Isoladas a Gás	347
Ensaio de Vedação do Flange ou Outro Dispositivo de Fixação.....	347
Ensaios de Tipo	347
Ensaio de Tensão Suportável Nominal à Frequencia Industrial Sob Chuva.....	348
Ensaio de Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico, a Seco	348
Ensaio de Tensão Suportável Nominal de Impulso de Manobra, a Seco ou Sob Chuva	348
Ensaio de Estabilidade Térmica do Dielétrico	348
Ensaio de Elevação de Temperatura	348
Ensaio de Corrente Suportável Nominal de Curta Duração (It).....	348
Ensaio do Valor de Crista da Corrente Suportável Nominal de Curta Duração (Id).....	349
Ensaio de Suportabilidade a Carga de Flexão	349
Ensaios Conforme Norma IEC	349
Ensaios de Rotina.....	349
Ensaios de Tipo	349
12. REFERÊNCIAS	349

CAPÍTULO 8

Transformadores de Corrente

1. OBJETIVO	352
2. INTRODUÇÃO	352
3. NORMAS TÉCNICAS	353
Normas ABNT	353
Normas ANSI ou IEEE	353
Normas IEC	353
4. DEFINIÇÕES	354
Definições Relativas a Transformadores para Instrumentos (em Geral)	354
Definições Relativas a Transformadores de Corrente.....	355
5. CLASSIFICAÇÃO DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE.....	359
6. TIPOS CONSTRUTIVOS	360
Transformador de Corrente Tipo Enrolado	360
Transformador de Corrente Tipo Barra.....	360
Transformador de Corrente Tipo Janela.....	360
Transformador de Corrente Tipo Bucha	361

Transformador de Corrente Tipo com Núcleo Dividido	361
Transformador de Corrente Tipo com Vários Enrolamentos Primários.....	361
Transformador de Corrente Tipo com Vários Núcleos	361
7. CARACTERÍSTICAS PARA ESPECIFICAÇÃO DE UM	
TRANSFORMADOR DE CORRENTE DO TIPO CONVENCIONAL.....	361
8. ENSAIOS.....	362
Ensaios de Rotina	362
Ensaios de Tipo.....	362
9. VALORES NOMINAIS	363
Corrente(s) Nominal(is) e Relação(ões) Nominal(is).....	363
Tensão Máxima do Equipamento e Níveis de Isolamento.....	364
Frequência Nominal	366
Carga Nominal.....	366
Classe de Exatidão	367
Transformadores de Corrente para Serviço de Medição	367
Transformadores de Corrente para Serviço de Proteção	369
Número de Núcleos para Proteção e Medição	370
Fator Térmico Nominal	370
Corrente Suportável Nominal de Curta Duração.....	371
Valor de Crista Nominal da Corrente Suportável	371
10. TIPO DE ATERRAMENTO DO SISTEMA.....	371
11. USO INTERNO OU EXTERNO.....	371
12. FORMA DE ESPECIFICAÇÃO DA CLASSE DE EXATIDÃO.....	372
Transformador de Corrente para Serviço de Medição	372
Transformador de Corrente para Serviço de Proteção	373
13. CIRCUITO EQUIVALENTE DE UM TRANSFORMADOR DE CORRENTE	373
14. CÁLCULO DA EXATIDÃO DE UM TRANSFORMADOR DE CORRENTE	
PARA SERVIÇO DE PROTEÇÃO UTILIZANDO SUA CURVA DE EXCITAÇÃO SECUNDÁRIA	374
15. TRANSFORMADORES DE CORRENTE INSTALADOS JUNTO A	
GRANDES BANCOS DE CAPACITORES EM DERIVAÇÃO (CAPACITORES SHUNT)	377
16. ABERTURA DO CIRCUITO SECUNDÁRIO DE UM TRANSFORMADOR DE CORRENTE	381
17. SOBRETENSÕES NOS SECUNDÁRIOS DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE SATURADOS.....	382
18. RESPOSTA TRANSITÓRIA DE TRANSFORMADORES DE CORRENTE.....	383
Resposta de Transformadores de Corrente para	
Serviço de Proteção às Correntes de Faltas Assimétricas	383
Desempenho do Transformador de Corrente Durante Faltas	384
Especificação da Capacidade Transitória de Transformadores de Corrente.....	386
19. TRANSFORMADORES DE CORRENTE ÓPTICOS	388
20. REFERÊNCIAS	392
A. Normas Técnicas.....	392
B. Bibliografia Geral.....	392
21. APÊNDICE A	393
Especificação Básica de um Transformador de Corrente do	
Tipo Convencional (Tensão Nominal 525 kV).....	393

CAPÍTULO 9

Transformadores de Potencial

1. OBJETIVO	396
2. INTRODUÇÃO	396
3. FUNDAMENTOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	398
4. CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS	399
Transformadores de Potencial Indutivo.....	400
Transformador de Potencial Capacitivo	400
Transformadores de Potencial Capacitivos	
Atuando como Transmissor e Receptor Carrier	402
5. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL ÓPTICOS	404
6. CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS.....	406
Sistema de Isolação	407
Erros e Classe de Exatidão	408
Potência Térmica Nominal.....	409
7. ENSAIOS.....	409
Ensaio de Rotina	410
Ensaio de Tipo	410
Ensaio Especial	411
8. FERRORRESSONÂNCIA	411
9. REFERÊNCIAS	412

CAPÍTULO 10

Para-raios

1. OBJETIVO	414
2. INTRODUÇÃO	414
3. DETALHES CONSTRUTIVOS DOS PARA-RAIOS.....	417
Classe ou Modo de Absorção de Energia Tipo I.....	431
Classe ou Modo de Absorção de Energia Tipo II	431
Classe ou Modo de Absorção de Energia Tipo III	432
Capacidade de Absorção de Energia Devido ao Limite de Estabilidade Térmica	433
Capacidade de Absorção de Energia Devido a Choque Térmico	435
4. CARACTERÍSTICAS DE PROTEÇÃO DOS PARA-RAIOS.....	438
Sobretensões.....	438
Níveis de Proteção	439
Nível de Proteção a Impulso Atmosférico	440
Nível de Proteção a Impulso de Manobra	442
Características Elétricas dos Para-raios Convencionais.....	446
Tensão Nominal	446
Tensão de Reselagem.....	447
Tensão Residual	447
Tensão Disruptiva de Frequência Industrial.....	448
Tensão Disruptiva de Impulso.....	448
Tensão Disruptiva de Impulso de Alta Probabilidade.....	448

Tensão Disruptiva de Impulso de Manobra na Sobretensão de 1,3	448
Tensão Disruptiva na Frente do Impulso	448
Tensão Disruptiva de Impulso Atmosférico Normalizado	449
Tensão Disruptiva de Impulso de Manobra.....	449
Capacidade de Absorção de Energia.....	449
Características Elétricas dos Para-raios a Óxido Metálico	450
Tensão Nominal	450
Tensão de Operação Contínua	450
Característica Tensão Suportável à Frequência Industrial <i>Versus</i> Tempo	450
Tensão Residual	452
Capacidade Máxima de Absorção de Energia	452
5. ASPECTOS RELACIONADOS COM A SELEÇÃO DE PARA-RAIOS.....	454
Operação de um Para-raios.....	454
Máxima Tensão sob Frequência Industrial – TOV.....	455
Seleção da Tensão Nominal do Para-raios por Tentativa.....	457
Seleção da Classe do Para-raios – Classificação	458
Características de Proteção	464
Correntes Recomendadas de Coordenação para Surtos Atmosféricos.....	465
Correntes Recomendadas para Subestações Blindadas	
com Linhas Blindadas em Toda a sua Extensão	465
Correntes de Descargas para Linhas Blindadas	
Apenas em um Trecho a Partir da Subestação	466
Correntes de Descarga em Subestações Onde as Linhas Não São Blindadas	466
Níveis de Isolamento dos Equipamentos	467
Localização dos Para-raios	467
Localização do Para-raios em Instalações Não Blindadas	468
Localização do Para-raios em Instalações Blindadas	468
Efeito Distância.....	469
Margens de Proteção.....	469
6. NORMAS	471
7. REFERÊNCIAS	472

CAPÍTULO 11

Seccionadores

1. OBJETIVO	478
2. INTRODUÇÃO	478
3. NORMAS TÉCNICAS	478
ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas	480
IEC – <i>International Electrotechnical Commission</i>	480
IEEE – <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>	480
4. FUNÇÕES DESEMPENHADAS PELOS SECCIONADORES	480
Seccionadores.....	481
Contornar (<i>Bypass</i>) Equipamentos como Disjuntores e Capacitores Série.....	481

Isolar Equipamentos (Disjuntores, Barramentos, Transformadores etc.) para Manutenção	482
Transferência de Barras Dentro de uma Subestação	484
Seccionadores de Aterramento	485
Seccionadores de Operação em Carga (<i>Circuit Switchers</i>)	488
5. COMPONENTES PRINCIPAIS	488
Parte Ativa	490
Parte Baixa.....	490
Isoladores	491
Ensaios de Rotina.....	493
Ensaios de Aceitação	493
Ensaios de Tipo	493
Mecanismo de Acionamento	493
Árvore de Manobra.....	494
6. ACESSÓRIOS	494
Restritor de Arco	494
Terminais de Linha.....	495
Conectores de Linha	495
Dispositivos para Manobras de Transferência de Barras	495
Dispositivos Especiais.....	495
Bloqueio <i>Kirk</i>	497
Desacoplamento Mecânico	497
7. TIPOS CONSTRUTIVOS	498
Seccionadores com <i>Gap</i> Horizontal	498
Abertura Lateral	498
Abertura Central	499
Abertura Central em "V"	501
Dupla Abertura Lateral.....	501
Abertura Vertical	503
Abertura Semipantográfica Horizontal	504
Seccionadores com <i>Gap</i> Vertical.....	505
Abertura Vertical Reversa	506
Abertura Semipantográfica Vertical	506
Abertura Pantográfica	507
Chaves de Aterramento	508
8. REQUISITOS DO OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS	509
9. ESPECIFICAÇÃO DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	509
Tensão Nominal (<i>Rated Voltage</i>)	511
Níveis de Isolamento (<i>Insulation Level</i>)	511
Tensão Suportável Nominal de Frequência Industrial (<i>Rated Power Frequency Withstand Voltage</i>)	511
Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico (<i>Rated Lightning Impulse Withstand Voltage ou Basic Lightning Insulation Level</i>).....	511
Tensão Suportável Nominal de Impulso de Manobra (<i>Rated Switching Impulse Withstand Voltage ou Basic Switching Impulse Insulation Level</i>).....	512
Frequência Nominal (<i>Rated Frequency</i>)	512
Corrente Nominal (<i>Rated Normal Current ou Rated Continuous Current</i>)	512

Correntes Nominais de Curto-circuito.....	513
Esforços Mecânicos Sobre os Terminais	514
Tensão Nominal de Alimentação dos Dispositivos de Operação e/ou Circuitos Auxiliares	514
10. ENSAIOS	514
Ensaios de Rotina	515
Tensão Suportável à Frequência Industrial a Seco	515
Ensaios Dielétricos nos Circuitos Auxiliares e de Controle	515
Medição da Resistência do Circuito Principal	516
Verificar se Está de Acordo com Especificação de Compra ou Desenhos de Projeto	516
Ensaios de Rotina que Normalmente se Realizam, de Acordo com a IEC 62271-102	516
Ensaios de Aceitação.....	517
Ensaios de Tipo.....	517
Critério para Aprovação	518
Ensaios de Tipo/Dielétricos	519
Tensão Suportável de Impulso Atmosférico	519
Tensão Suportável de Impulso de Manobra	520
Ensaio de Tensão de Rádiointerferência.....	520
Ensaio de Durabilidade Mecânica.....	521
Ensaio de Elevação de Temperatura.....	521
Ensaio de Corrente Suportável de Curta Duração e Valor de Crista da Corrente.....	522
Ensaios de Tipo mais Comuns para Homologação do Produto	522
Mecânicos.....	522
Dielétricos	522
Corrente	522
11. TECNOLOGIAS	523
Tecnologia dos Contatos.....	523
Acoplamento Direto	523
Acoplamento em Dois Estágios (com Rotação).....	523
Contato Encapsulado	523
Monitoramento e Controle	524
12. ASPECTOS COMERCIAIS E CONTRATUAIS.....	525
13. MANUTENÇÃO	527
14. COMISSIONAMENTO E SEGURANÇA OPERACIONAL.....	528
Condições de Segurança.....	528
15. EXPEDIÇÃO	528
16. REFERÊNCIAS	529

CAPÍTULO 12

Disjuntores

1. OBJETIVO	532
2. INTRODUÇÃO	532
3. NORMAS TÉCNICAS	533
Normas IEC	533
Normas ABNT	534
Normas ANSI/IEEE	534

4. FUNÇÕES DESEMPENHADAS PELOS DISJUNTORES NOS SISTEMAS	535
5. TIPOS DE DISJUNTORES.....	535
Disjuntores a Óleo	535
Disjuntores a Ar Comprimido	538
Resistores de Abertura – Conceito	540
Resistores de Abertura – Aplicações.....	541
Disjuntores a SF ₆	545
Sistema de Autossopro (<i>Puffer</i>)	546
Sistemas de Autocompressão.....	548
Comparação das Técnicas de Autossopro (<i>Puffer</i>) e Autocompressão	549
Glossário das Diversas Técnicas de Interrupção	549
Subestações Blindadas a SF ₆	550
Disjuntores a Vácuo.....	550
6. COMPONENTES DOS DISJUNTORES	551
Dispositivos para Equalização de Tensões	551
Resistores de Fechamento	552
Resistores de Fechamento para Chaveamento de Linhas de Transmissão Longas	553
Resistores de Fechamento para Chaveamento de Bancos de Capacitores.....	553
Resistores de Fechamento para Chaveamento de Transformadores	554
7. MANOBRA CONTROLADA DE DISJUNTORES.....	554
Manobra Controlada de Fechamento	556
Comportamento em Relação ao Pré-arco	556
Manobra Controlada de Abertura	557
Aplicações Específicas (Manobras de Abertura e Fechamento)	558
Manobra Controlada de Abertura de Reatores <i>Shunt</i>	558
Manobra Controlada de Fechamento de Reatores <i>Shunt</i>	562
Manobra Controlada de Bancos de Capacitores	563
Manobra Controlada de Linhas em Vazio	567
Manobra Controlada de Transformadores em Vazio	570
Resumo.....	578
8. ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS.....	578
Características Comuns a Outros Equipamentos de Manobra	578
Características Relativas à Corrente e Frequência	579
Características Dielétricas	579
Características Específicas dos Disjuntores	579
Características Relativas à Manobra de Corrente de Falta	579
Características Relativas à Manobra de Correntes Normais	602
Outras Características	617
9. ENSAIOS.....	625
Ensaios de Tipo	626
Norma NBR IEC 60694	626
Norma IEC 62271-100	626
Ensaios de Protótipo	627
Ensaios de Rotina	627
10. REFERÊNCIAS	628

CAPÍTULO 13

Capacitores em Derivação

1. OBJETIVO	632
2. INTRODUÇÃO	632
3. NORMAS TÉCNICAS	633
4. UNIDADE CAPACITIVA	634
Aspectos Construtivos	634
Elementos Capacitivos.....	635
Proteção Individual das Unidades Capacitivas	636
Caixa (ou <i>Container</i>).....	638
Líquido Impregnante	638
Placa de Dados	639
Dispositivo Interno de Descarga.....	639
Categorias de Temperaturas.....	640
Capacitância	641
Cálculo da Potência de um Capacitor Trifásico	642
Perdas	642
Limitações das Unidades Capacitativas	644
Sobretensões à Frequência Industriais.....	644
Sobretensões Transitórias	645
Sobrecorrentes	645
Sobrecargas nas Unidades Capacitivas	646
5. BANCOS DE CAPACITORES.....	646
Aspectos Construtivos	646
Potência de Bancos de Capacitores	648
Potência Máxima e Mínima de um Banco de Capacitores.....	649
Tolerâncias	650
Ligação de Bancos de Capacitores.....	651
Ligação em Estrela ou Dupla Estrela.....	651
Ligação em Delta	652
Ligação em Ponte H.....	652
Níveis de Isolamento de Bancos de Capacitores.....	653
Isolamento para a Terra - Tensão Suportável à Frequência Industrial à Terra.....	654
Isolamento para a Terra - Tensão Suportável à de Impulso Atmosférico à Terra.....	654
Isolamento Entre Fases e Entre Partes de uma Mesma Fase	656
Proteção de Bancos de Capacitores.....	656
Proteção de Desequilíbrio	657
Proteção de Desequilíbrio em Bancos em Estrela com Neutro Aterrado	658
Proteção de Desequilíbrio em Banco em Estrela com Neutro Isolado	659
Proteção de Desequilíbrio ou Proteção por Diferencial de Tensão	659
Proteção de Desequilíbrio em Bancos em Ponte H.....	660
Proteção contra Surtos de Tensão	660
Transformadores de Corrente e de Potencial.....	661

Manobra de Bancos de Capacitores	662
Fenômenos Transitórios em Bancos de Capacitores	662
Exemplo de Aplicação	663
Métodos de Controle das Tensões e Correntes Transitórias	668
Modelo Representativo para Estudos	670
Harmônicos em Bancos de Capacitores	671
6. REQUISITOS PARA ESPECIFICAÇÃO	673
Unidades Capacitivas.....	673
Bancos de Capacitores	674
7. ENSAIOS	675
8. REFERÊNCIAS.....	676

CAPÍTULO 14

Capacitores Série

1. OBJETIVO	678
2. INTRODUÇÃO	678
3. NORMAS TÉCNICAS	679
4. NECESSIDADE DO SISTEMA DE PROTEÇÃO	679
5. EFEITOS DO CAPACITOR SÉRIE NO SISTEMA	680
6. TIPOS CONSTRUTIVOS	683
Proteção com Centelhadores	683
Capacitores com Centelhador Simples	683
Capacitores com Centelhador Duplo	684
Proteção com Varistores	685
Capacitor Controlado por Tiristores.....	686
7. COMPONENTES	686
Unidades Capacitivas.....	688
Centelhadores.....	689
Varistores.....	690
Disjuntor	690
Círculo de Amortecimento.....	691
Plataforma.....	692
Secionadoras.....	693
Comunicação Plataforma-solo	694
Proteção dos Componentes	695
Reator e Tiristores do CSCT	696
8. ESTUDOS PARA AS ESPECIFICAÇÕES.....	697
Fase de Planejamento	697
Transitórios Eletromagnéticos	698
Coordenação do Isolamento	699
9. ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA.....	699
10. ENSAIOS	700
11. REFERÊNCIAS	701

CAPÍTULO 15

Dispositivos FACTS

1. OBJETIVO	704
2. INTRODUÇÃO	704
3. CLASSIFICAÇÃO DOS PRINCIPAIS DISPOSITIVOS FACTS.....	705
FACTS Baseados em Elementos Reativos Passivos	705
FACTS Baseados em Conversores.....	706
4. CARACTERÍSTICAS DE OPERAÇÃO DOS DISPOSITIVOS FACTS	708
Dispositivos FACTS e a Influência na Impedância do Sistema.....	709
GCSC (<i>Gate Controlled Series Capacitor</i>) – Breve Descrição.....	711
SSSC (<i>Static Synchronous Series Compensator</i>) – Breve Descrição	712
Dispositivos FACTS e a Influência no Fluxo de Potência.....	713
TCPAR (<i>Thyristor Controlled Phase Angle Regulator</i>)	713
UPFC (<i>Unified Power Flow Controller</i>) – Breve Descrição	715
Dispositivos FACTS e a Influência na Tensão	716
5. SVC (<i>STATIC VAR COMPENSATOR</i>)	717
Noções Básicas de Funcionamento.....	717
Configuração do Compensador Estático	721
Transformador de Acoplamento.....	723
Reator Controlado por Tiristor – TCR.....	724
Capacitor Chaveado por Tiristor – TSC	726
Filtros de Harmônicas.....	728
Potência de Saída do Compensador Estático	729
Controle do Compensador Estático	730
Válvulas de Tiristores	733
6. STATCOM	736
Conversor VSC	738
Configurações do Conversor VSC	738
Capacitor Corrente Contínua – CC.....	739
7. COMPARAÇÃO ENTRE AS TECNOLOGIAS CER E STATCOM.....	740
8. ESPECIFICAÇÃO FUNCIONAL DE UM COMPENSADOR ESTÁTICO	742
Configuração Mínima do Compensador	744
Tensões Nominais Contínuas e Limites de Potência Reativa	744
Ciclo de Sobrecarga do Compensador	745
Estratégia de Controle Mediante a Variação de Tensão	746
Estratégia de Subtensão.....	746
Estratégia de Sobretenção	746
Requisitos Mínimos de Desempenho	747
Regime Permanente.....	747
Desempenho Dinâmico	747
Desempenho Harmônico.....	748
Perdas	748
Disponibilidade e Confiabilidade.....	750
Operação Degradada	750
Sistema de Proteção	750
Sistema de Controle	752

9. ESTUDOS E SIMULAÇÃO EM TEMPO REAL RTDS	753
10. ENSAIOS	754
11. REFERÊNCIAS	754

CAPÍTULO 16

Superação de Equipamentos – Dispositivos Limitadores de Corrente de Curto-Círcuito

1. OBJETIVO	756
2. INTRODUÇÃO	756
3. MÉTODOS PARA A IDENTIFICAÇÃO DA SUPERAÇÃO	756
Superação por Corrente de Carga.....	757
Superação por Corrente de Curto-círcuito	757
Superação por Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT)	759
Superação por X/R da Rede (Constante de Tempo)	759
4. MÉTODOS PARA MITIGAÇÃO DA SUPERAÇÃO	761
Mitigação da Superação por Corrente de Carga.....	761
Mitigação da Superação por Corrente de Curto-círcuito	762
Seccionamento de Barra	762
Modificação da Rede de Sequência Zero do Sistema	764
Chave de Aterramento Rápido	765
Chaveamento Sequencial	766
Transformador de Maior Reatância	766
Bypass de Linhas nas Subestações.....	767
Interligação de Redes Através de Sistema de Corrente Contínua	767
Aplicação de Dispositivos Limitadores de Corrente de Curto-círcuito – DLCC	767
Solução Final para Casos de Superação por Curto-círcito	777
Mitigação da Superação por Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT)	778
5. TRATAMENTO DISPENSADO À SUPERAÇÃO DE EQUIPAMENTOS NO ATUAL MARCO REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO	778
6. REFERÊNCIAS	780

CAPÍTULO 17

Inovações Aplicadas ao Monitoramento de Equipamentos de Alta Tensão

1. OBJETIVO	784
2. INTRODUÇÃO	784
3. ARQUITETURAS DOS SISTEMAS DE MONITORAMENTO	785
Medição de Grandezas.....	785
Transmissão de Dados	788
Armazenamento e Tratamento de Dados	788
Disponibilização das Informações	789
4. MONITORAMENTO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA E REATORES DE DERIVAÇÃO	789
Estatísticas de Falhas em Transformadores.....	789
Funções de Diagnóstico para os Subsistemas de Transformadores	790

Grandezas Monitoradas nos Subsistemas de Transformadores.....	791
Modelos de Engenharia para os Subsistemas de Transformadores	792
Monitoramento <i>On-line</i> de Reatores de Derivação.....	794
Exemplo de Aplicação – Transformador Elevador	794
Exemplo de Aplicação – Transformador Conversor CC	797
5. MONITORAMENTO DE DISJUNTORES	800
Breve Descrição do Funcionamento do Disjuntor	800
Modos de Falha Conhecidos dos Disjuntores	801
Grandezas Monitoradas em Disjuntores	802
Modelos de Engenharia para Diagnósticos de Disjuntores	802
6. MONITORAMENTO DE SECCIONADORES MOTORIZADOS.....	804
Grandezas Monitoradas em Seccionadores	804
Modelos de Engenharia para Diagnósticos de Seccionadores	805
7. MONITORAMENTO DE BUCHAS CAPACITIVAS E TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS.....	806
Buchas Capacitivas	806
Transformadores de Corrente.....	808
Transformadores de Potencial Capacitivos	811
Método da Soma Vetorial das Correntes de Fuga para Monitoração <i>On-line</i>	812
Topologia Típica para Monitoração <i>On-line</i> pela Soma Vetorial de Correntes de Fuga	813
Exemplo de Aplicação – Buchas 525 kV e 230 kV em Bancos de Autotransformadores e Reatores.....	816
8. MONITORAMENTO DE PARA-RAIOS	819
Para-raios de Carboneto de Silício.....	820
Para-raios de Óxido de Zinco	821
Monitoramento <i>On-line</i> de Para-raios.....	822
Método de Medição A1	822
Método de Medição A2	823
Método de Medição A3	823
Método de Medição B3	824
Método de Medição C	824
Terceira Harmônica da Corrente de Fuga – Métodos de Medição B1, B2 e A4	824
Método de Medição A4	825
Método de Medição B1	825
Método de Medição B2	826
Limitações da Monitoração por Medição de Terciro Harmônico.....	826
9. REFERÊNCIAS	827

CAPÍTULO 18

Inovações Tecnológicas Aplicadas à Manutenção em Equipamentos de Subestações de Alta Tensão

1. OBJETIVO	830
2. DEFINIÇÕES	830
Manutenção Corretiva	830
Manutenção Corretiva Não Planejada	830
Manutenção Corretiva Planejada	831

Manutenção Preventiva.....	831
Manutenção Preditiva.....	831
Manutenção Detectiva	832
Outras Definições de Manutenção.....	832
3. A PARCELA VARIÁVEL NO CONTEXTO DA MANUTENÇÃO.....	833
4. INOVAÇÕES EM MANUTENÇÃO DE EQUIPAMENTOS	834
Detecção de Vazamento de Gás SF ₆	834
Sistema Especialista – Inteligência Artificial no Auxílio da Manutenção	835
A Realidade Aumentada na Manutenção	837
Gerenciamento Integrado e Realidade 3D.....	838
Utilização de Seccionadores na Manutenção de Equipamentos	841
5. PESQUISAS REALIZADAS.....	842
Programa de P&D da Aneel	842
Distribuição dos Projetos por Ano	842
Investimentos Realizados	842
Empresas Proponentes	843
Entidades Executoras	843
SNPTEE	844
IEEE.....	846
Cigré.....	846
6. REFERÊNCIAS	846
Programas de Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel	846
SNPTEE	850
IEEE.....	854
Cigré.....	856
Internet.....	856

CAPÍTULO 19

Materiais Avançados Aplicados a Equipamentos de Alta Tensão

1. OBJETIVO.....	860
2. INTRODUÇÃO	860
3. PESQUISAS REALIZADAS.....	861
Programa de P&D da Aneel	861
Seminário Nacional de Produção e Transmissão e Energia Elétrica – SNPTEE	862
Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE	863
4. MATERIAIS AVANÇADOS.....	863
Papel Isolante.....	865
Óleos Isolantes.....	866
5. REFERÊNCIAS	868
Programa de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel	868
Seminário Nacional da Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE	869
Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE	871

CAPÍTULO 20

Prospecção das Inovações Tecnológicas Aplicadas a Equipamentos de Alta Tensão

1. OBJETIVO	874
2. INTRODUÇÃO	874
3. CONSOLIDAÇÃO DA PROSPECÇÃO TECNOLÓGICA	876
Patentes	876
Produção Acadêmica Brasileira	877
Programa de P&D da Aneel	878
Publicações e Seminários	880
4. TEMAS PARA FUTUROS DESENVOLVIMENTOS NA ÁREA DE EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO	884
Transformadores de Potência	885
Materiais Avançados	888
Reatores em Derivação	889
Transformadores de Instrumento – TI	890
Disjuntores	891
Seccionadores	892
Capacitores Série	893
Capacitores em Derivação	895
Dispositivos FACTS	896
Manutenção de Equipamentos	896
Monitoramento de Equipamentos	898
5. CONSTATAÇÕES	901
6. REFERÊNCIAS	902
Transformadores de Potência	902
Reatores em Derivação	906
Buchas	907
Transformadores de Instrumento	908
Para-raios	910
Disjuntores	911
Seccionadores	913
Capacitores Série	914
Capacitores em Derivação	915
FACTS	915

CAPÍTULO 21

Hierarquização de Inovações Tecnológicas Aplicadas a Equipamentos de Alta Tensão

1. OBJETIVO	920
2. INTRODUÇÃO	920
3. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	920
Expansão do Sistema	921
Melhoria do Sistema Existente	921
Custos	922

Desempenho e Manutenção	922
Meio Ambiente	922
4. RESULTADOS DA PRIMEIRA RODADA DELPHI	922
O Seminário	923
Resultados da Autoavaliação	923
Escolha dos Itens mais Promissores	925
5. RESULTADOS DA SEGUNDA RODADA DELPHI	927
Escolha dos Pesos de Autoavaliação	927
Análise de Sensibilidade	928
6. HIERARQUIZAÇÃO	931
7. AGENDA ESTRATÉGICA	932
Transformadores de Potência	932
Disjuntor	933
Transformador de Instrumento	933
Reator em Derivação	933
Manutenção	933
Monitoramento	933
8. REFERÊNCIAS	933

PREFÁCIOS INICIAIS

Equipamentos de Alta Tensão – Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas

Máximo Luiz Pompermayer

Superintendente de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética da Aneel

Decorridos 13 anos da publicação da Lei nº 9.991 de 24 de julho de 2000, que obriga empresas de energia elétrica a realizar projetos de pesquisa e desenvolvimento, segundo regulamentos da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), pode-se afirmar que os esforços empreendidos e os resultados alcançados permitiram a construção de um modelo de parceria que se mostra promissor e serve de referência para outros setores da economia.

A maior parte dos investimentos tem sido direcionada para temas ou áreas de grande relevância, entre as quais as fontes alternativas de energia e o que se convencionou chamar de rede elétrica inteligente. O caráter estratégico do primeiro tema vem do grande potencial dessas fontes no Brasil, do estágio de desenvolvimento de muitas delas e das oportunidades socioeconômicas e ambientais decorrentes do aproveitamento racional desses recursos, incluindo o necessário domínio tecnológico do processo produtivo.

A revolução tecnológica nos setores de telecomunicação e de informação e sua fusão ou convergência com o setor de energia elétrica têm proporcionado alterações importantes no modelo de negócio deste último setor e grande expectativa em relação ao conceito de rede elétrica inteligente. De um modelo vertical, centralizado e unidirecional, em que as questões centrais giravam em torno das grandes obras de expansão da capacidade de geração e transmissão de energia, migra-se para um modelo cujo desafio inclui a integração das várias fontes, tecnologias e possibilidades de suprimento energético.

Será necessário, portanto, conciliar os desafios da integração de fontes, tecnologias, sistemas e mercados com os da expansão da capacidade de geração e de transmissão de energia. Considerando, ainda, a localização dos novos empreendimentos hidrelétricos, o segmento de transmissão ganha ainda mais relevância, pois a conexão entre a geração de grandes blocos de energia e os centros de carga deverá levar em conta novos atores e variáveis, como a geração distribuída e o gerenciamento de carga pelos consumidores.

Diante do exposto e considerando ainda a vida média dos equipamentos e componentes da rede básica do sistema elétrico nacional, torna-se relevante para o setor direcionar recursos para pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias no segmento de transmissão. É nesse contexto que se insere o projeto em referência, disponibilizando a todos os interessados no assunto informações relevantes sobre inovações tecnológicas em equipamentos de alta tensão, incluindo transformadores, para-raios, capacitores, buchas e reatores.

Boa leitura!

Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas – A Transmissão do Conhecimento

José Aloise Ragone Filho

Diretor-Superintendente Geral
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (TAESA)

O crescimento da economia brasileira, vivenciada nos últimos anos, tem requerido atenção especial dos agentes governamentais e das entidades públicas e privadas, no tocante à necessidade de reavaliações dos segmentos de infraestrutura e serviços do nosso país, a fim de que possam suportar o ritmo acelerado de expansão destes setores.

Para sustentar e manter o desenvolvimento da indústria e do comércio, bem como garantir o atendimento da demanda energética gerada pelos clientes residenciais, faz-se necessária a ampliação e recapacitação da matriz energética brasileira em todos os seus segmentos: geração, transmissão e distribuição.

A Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (TAESA), por ser um dos maiores grupos privados de transmissão de energia do Brasil, em termos de Receita Anual Permitida (RAP), dedica-se exclusivamente à construção, operação e manutenção de ativos de transmissão. Detém aproximadamente 9.407 km de linhas de transmissão e 60 subestações com nível de tensão entre 230 e 525 kV e está presente em todas as regiões do país, possuindo por todos esses motivos um papel importante neste momento de ascensão do nosso país.

Transmitir energia elétrica com excelência, de forma contínua e eficaz garantindo rentabilidade e sustentabilidade, é a missão da Companhia. Assim, a TAESA cada vez mais se preocupa com a qualidade da prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica, com a eficiência e capacitação do seu corpo técnico e administrativo, bem como com a modernização dos seus ativos.

O projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) – Aneel, intitulado de “*Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas Aplicadas a Equipamentos de Alta Tensão em Corrente Alternada – INOVAEQ*”, constitui-se no segundo projeto de P&D executado pela TAESA sobre a temática de inovação tecnológica e reforça a importância da busca por conhecimentos e, consequentemente, permite a obtenção de melhores resultados para otimizar e ampliar o Sistema Interligado Nacional (SIN).

A excelência dos resultados obtidos nas pesquisas realizadas pela TAESA, em parceria com a Universidade de Brasília (UnB), sob a gestão da Fundação de Empreendimentos Científicos e Tecnológicos (Finatec), ratifica o conceito da empresa de que o investimento dos recursos derivados de P&D/Aneel, de forma planejada e estruturada, resulta em benefícios diretos para o setor elétrico e para a sociedade como um todo através da formação de agenda estratégica sobre assuntos relacionados a P&D.

Assim, alcançando o equilíbrio entre conhecimento adquirido, o sucesso organizacional e o desempenho socioambiental, a TAESA destaca-se no setor elétrico, ambiente onde expressa o seu relacionamento ético, respeitoso e saudável com as comunidades do entorno, empregados e acionistas, com o meio ambiente e com a sociedade em geral, garantindo à Companhia excelência em sua gestão, governança e estratégia corporativa.

Enfim, a implementação futura dos resultados desta pesquisa garantirá a melhoria da estrutura operacional da TAESA, que será traduzida em resultados sólidos, no que compete ao seu desempenho técnico materializado pelos elevados índices de disponibilidade de suas linhas de transmissão. Desta forma, a TAESA garante a disseminação e a prática do conhecimento adquirido, com o intuito de preservar a espiral do conhecimento que move as empresas e a sociedade em geral na direção do desenvolvimento.

Conhecimento para inovar: a Taesa apoia esta ideia!

Conhecimento Técnico e Acadêmico – A Bússola das Novas Pesquisas

Gliender Pereira de Mendonça

Gerente Regulatório, Institucional e do Programa de P&D
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (TAESA)

A estrutura elétrica brasileira, quando comparada a de outros países, sob a ótica física, operacional e técnica, encontra-se num estágio de concepção, consolidação e amadurecimento ascendente. A rede básica em geral, quando atingir o patamar de 20 a 30 anos de serviço, sofrerá, naturalmente, com desgastes e com a degradação de suas plantas, o que reforça a necessidade imediata de se buscar o aperfeiçoamento de metodologias e de novas tecnologias que venham a suportar o envelhecimento do Sistema Elétrico Brasileiro.

Neste sentido, a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (TAESA), por ser uma das maiores empresas privadas de transmissão de energia elétrica do Brasil, com foco na construção, operação e manutenção de ativos de transmissão, assume um papel relevante junto à sociedade brasileira na busca de melhorias, inovações, alternativas técnicas e operacionais, que poderão ser empregadas diretamente no setor, visando à manutenção da excelência da disponibilização com qualidade, confiabilidade e ininterruptibilidade da transmissão de energia elétrica ao mercado consumidor.

Corroborando o entendimento supracitado, a TAESA incentivou nos últimos anos, por meio do Programa de P&D/Aneel, o desenvolvimento de projetos de pesquisa, com o apoio da Universidade de Brasília (UnB) e sob a gestão da Fundação de Empreendimentos Científicos e Tecnológicos (Finatec). As pesquisas foram direcionadas à “Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas Aplicadas as Linhas de Transmissão e a Equipamentos de Alta Tensão”, de forma a se obter um direcionamento acerca dos temas de pesquisa mais promissores e prioritários, cujos resultados dos estudos possam aumentar a confiabilidade do sistema, gerando, por conseguinte, a redução de custos com operação e manutenção dos ativos.

Especificamente, este projeto de P&D denominado *Hierarquização e Prospecção de Inovações Tecnológicas Aplicadas a Equipamentos de Alta Tensão* – INOVAEQ pelos produtos apresentados e resultados alcançados, principalmente com publicação desta obra, consolida o sucesso desta pesquisa. Ademais, a capacitação do corpo técnico envolvido no projeto corrobora significativamente com os resultados positivos da pesquisa, uma vez que se eleva o grau de conhecimento dos envolvidos, ampliando suas habilidades relativas ao tema em evidência.

Com relação ao produto final, ao se obter uma agenda estratégica dos temas mais promissores em termos de P&D, considerando os indicadores econômicos e de desempenho, será possível direcionar os estudos e as pesquisas inerentes aos assuntos levantados, envolvendo diretamente nos trabalhos os diversos autores que compõem o cenário atual do sistema elétrico e que detêm expertise nas matérias, dentre eles: concessionários de transmissão, fabricantes de equipamentos, empresas montadoras, laboratórios de pesquisa.

Os dados obtidos por meio do projeto INOVAEQ fornecerão subsídios para estruturar e implementar a cadeia de inovação tecnológica nas empresas, com vistas a identificar os pontos de ruptura tecnológica entre os equipamentos existentes, quando comparados com os mais modernos materiais atualmente ofertados no mercado, ou seja, indicadores que possam contribuir no diagnóstico do momento da substituição dos equipamentos empregados nas plantas das companhias, considerando os critérios econômico, de desempenho e de obsolescência.

Certamente este projeto, que apresenta um *ranking* das promissoras inovações tecnológicas, fornecerá subsídios importantes para o aprimoramento contínuo das estratégias das empresas na busca da maximização da disponibilidade dos seus ativos minimizando seus riscos operacionais e econômicos.

Transmitir energia elétrica com excelência, de forma contínua e eficiente, garantindo rentabilidade e sustentabilidade. Estas são as metas da TAESA que norteiam a prospecção e a execução de projetos de P&D, como o INOVAEQ, que contribuem para o alcance dos excelentes resultados da Companhia.

Resumo Executivo

Sergio O. Frontin
Coordenador do Projeto

O Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) reconhece, no contexto do tema Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, que a rede básica, com vida média na faixa de 20 a 30 anos de serviço, em pouco tempo apresentará inevitável degradação. Por este motivo, vem sendo enfatizada a importância do desenvolvimento de tecnologias que permitam aumentar a capacidade de transporte e a confiabilidade.

Neste sentido, em 2009, a empresa Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (TAESA) patrocinou o projeto de P&D “Inovações Tecnológicas Aplicadas a Linhas de Transmissão”, de maneira a levantar e analisar a situação atual das tecnologias empregadas em linhas de transmissão, apresentando aquelas mais promissoras. Este projeto denominado de INOVALT foi concluído em setembro de 2010, com a publicação de livro e apresentação de informe técnico no XXI SNPTEE realizado em 2011 em Florianópolis. Tendo em vista o sucesso desta iniciativa, foi proposto completar esta pesquisa, analisando agora as inovações aplicadas aos equipamentos de alta tensão das subestações. Este novo projeto passou a ser denominado de INOVAEQ.

Assim, no âmbito do programa de P&D da Aneel, foi realizado o projeto Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas Aplicadas a Equipamentos de Alta Tensão em Corrente Alternada. Este projeto foi executado pela Fundação de Empreendimentos Científicos e Tecnológicos (Finatec) da Universidade de Brasília, sob o patrocínio das empresas Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (TAESA) e Brasnorte Transmissora de Energia S.A (Brasnorte).

O projeto iniciado em dezembro de 2011 com duração de 24 meses foi primordialmente conduzido em três etapas. Na primeira delas, foi realizada a contextualização do tema proposto a partir da análise dos diversos estudos e atividades necessários para a implantação de um equipamento no sistema, da análise do sistema de transmissão atual, da expansão planejada e dos indicadores de desempenho.

A segunda etapa refere-se à realização das atividades de prospecção para a identificação e análise dos temas que poderiam conduzir a inovações tecnológicas.

Já a terceira etapa refere-se ao estabelecimento e aplicação de metodologia de hierarquização aos temas selecionados, considerando as dimensões: aumento da capacidade de transporte, aumento da confiabilidade, redução do impacto ambiental e redução dos custos. Abaixo, se apresenta o detalhamento destas atividades.

- a) Levantamento de desempenho dos equipamentos existentes.
- b) Levantamento dos equipamentos existentes e planejados.
- c) Levantamento de custos dos equipamentos.
- d) Visita aos fabricantes de equipamentos no Brasil.
- e) Análise dos diversos arranjos de subestações.
- f) Levantamento de procedimentos de manutenção de equipamentos.
- g) Prospecção das inovações aplicadas aos equipamentos.
 - transformadores, reatores e buchas;
 - disjuntores e seccionadores;
 - transformadores de potencial e corrente;
 - capacitores série e derivação;
 - para-raios;
 - dispositivos FACTS.
- h) Consolidação das informações relativas à superação de equipamentos.
- i) Consolidação das informações relativas a monitoramento dos equipamentos.
- j) Preparação e realização de seminário.
- k) Hierarquização dos temas mais promissores.
- l) Publicação do livro.

A hierarquização das inovações tem como objetivo a formação de uma agenda estratégica de itens mais promissores, de maneira a fornecer subsídios importantes para as empresas na escolha dos seus projetos de P&D.

As informações geradas poderão igualmente fornecer subsídios para a gestão da cadeia de inovação tecnológica da empresa, com vistas à determinação dos pontos de ruptura entre os equipamentos existentes e os modernos equipamentos que estão sendo ofertados no mercado, ou seja, indicadores que podem contribuir no sentido de antever o momento da substituição de equipamentos considerando os fatores econômico, desempenho e obsolescência. Pode também permitir inclusive a postergação de investimentos com maior segurança.

Os conhecimentos adquiridos neste projeto foram consolidados e apresentados neste livro, constituído de 21 capítulos, conforme indicados a seguir:

CAPÍTULO 1 – Planejamento e Custos dos Equipamentos de Alta Tensão

Apresenta as características básicas do processo de planejamento da expansão do sistema de transmissão, onde as linhas, subestações e equipamentos associados, necessários para o atendimento da demanda de energia, são identificados. Este capítulo visa igualmente apresentar, de forma resumida, as premissas básicas da metodologia indicada pela Aneel para a elaboração do orçamento e a formação e atualização de banco de preços dos diferentes tipos de subestações e equipamentos.

CAPÍTULO 2 – Subestações de Alta Tensão

O objetivo deste capítulo é apresentar e comentar as principais configurações de barramento utilizadas em subestações de alta tensão. Também apresentar indicadores quantitativos de custos e confiabilidade envolvendo estudos para a seleção de configurações de barramento. Embora o enfoque seja sobre subestações isoladas em ar, neste capítulo também são comentados os aspectos mais relevantes de subestações com tecnologias especiais, isoladas em Hexafluoreto de Enxofre (SF_6) ou compactas isoladas em ar, que podem interferir na seleção da configuração de barramento de uma subestação.

CAPÍTULO 3 – Desempenho de Equipamentos de Alta Tensão

Apresenta informações relativas aos indicadores de desempenho dos equipamentos de alta tensão em corrente alternada em âmbito nacional e internacional, com a identificação das falhas, níveis de tensão e outras informações pertinentes.

CAPÍTULO 4 – Estudos Básicos para Especificação de Equipamentos

Apresenta os estudos básicos que são necessários para a especificação das características elétricas dos equipamentos.

Os capítulos 5 a 15 apresentam as funções e características básicas dos diversos equipamentos, indicando as normas técnicas pertinentes, definições e classificações, aplicações, tecnologias, tipos construtivos, ensaios e especificação.

CAPÍTULO 5 – Transformadores de potência

CAPÍTULO 6 – Reatores em derivação

CAPÍTULO 7 – Buchas

CAPÍTULO 8 – Transformadores de corrente

CAPÍTULO 9 – Transformadores de potencial.

CAPÍTULO 10 – Para-raios.

CAPÍTULO 11 – Seccionadores.

CAPÍTULO 12 – Disjuntores.

CAPÍTULO 13 – Capacitores em derivação.

CAPÍTULO 14 – Capacitores série.

CAPÍTULO 15 – Dispositivos FACTS.

CAPÍTULO 16 – Superação de Equipamentos – Dispositivos Limitadores de Corrente de Curto Circuito

Apresenta os métodos para identificação da superação de equipamentos por corrente de carga, corrente de curto-círcito, por tensão de restabelecimento transitória e pela relação X/R da rede. São apresentados igualmente os métodos empregados para a mitigação da superação.

CAPÍTULO 17 – Inovações Aplicadas ao Monitoramento de Equipamentos de Alta Tensão

Este capítulo traz uma revisão das inovações em tecnologias, filosofias, arquiteturas e funcionalidades dos sistemas de monitoramento *on-line* de estado dos principais ativos de subestações de alta tensão, além de demonstrar os objetivos atingidos com o uso corporativo desses sistemas.

CAPÍTULO 18 – Inovações Tecnológicas Aplicadas à Manutenção em Equipamentos de Subestações de Alta Tensão

Este capítulo apresenta o resultado da prospecção tecnológica realizada com foco nas inovações tecnológicas aplicadas à manutenção em equipamentos de subestações de alta tensão.

CAPÍTULO 19 – Materiais Avançados Aplicados a Equipamentos de Alta Tensão

Este capítulo apresenta o resultado da prospecção tecnológica realizada com foco em novos materiais aplicados a equipamentos de alta tensão.

CAPÍTULO 20 – Prospecção das Inovações Tecnológicas Aplicadas a Equipamentos de Alta Tensão

Apresenta consolidação dos resultados da prospecção realizada objetivando a identificação das inovações tecnológicas aplicadas a equipamentos de alta tensão em corrente alternada. Serão igualmente apresentados temas para a realização de pesquisas complementares visando à aplicação efetiva das inovações identificadas.

CAPÍTULO 21 – Hierarquização de Inovações Tecnológicas Aplicadas a Equipamentos de Alta Tensão

A partir da aplicação da metodologia Delphi, foram realizadas análises objetivando a hierarquização dos temas mais promissores na área de equipamentos de alta tensão. Estes temas foram identificados por meio de prospecção bibliográfica em diversas fontes de informação apresentadas nos capítulos anteriores.

Devemos ressaltar que, para a elaboração deste livro, o principal fator motivador foi a possibilidade de promover a atualização do livro – Equipamentos Elétricos, Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão – publicado em 1985 pela Universidade Federal Fluminense em parceria com a empresa Furnas Centrais Elétricas S.A. Este livro foi resultado da consolidação dos conhecimentos adquiridos por uma equipe de engenheiros que enfrentou diversos desafios na implantação do sistema de transmissão de Furnas.

Muitos destes autores, ainda atuantes no setor de energia elétrica, concordaram em contribuir para este novo livro, repartindo quando necessário a responsabilidade desta atualização com outros técnicos ligados à indústria de fabricação de equipamentos.

Neste sentido, agradeço a estes colegas, homenageando-os através da publicação da foto a seguir, datada de 1985, quando do lançamento do livro (ver livro em cima da mesa).



Engenheiros de Furnas da Divisão de Estudos de Equipamentos.

Sentados da direita para esquerda: Sergio de Azevedo Morais, Francisco Manoel Salgado Carvalho, Fabio Machado Resende, Oscar Kastrup Filho, Jorge Amon Filho, Irapoan Garrido Nunes, Ary D'Ajuz, Luiz Eduardo Nora Dias.

Em pé da direita para esquerda: Paulo César Vaz Esmeraldo, Carlos Pederneiras Raja Gabaglia, Sergio de Oliveira Frontin, Marco Polo Pereira, Claudio dos Santos Fonseca, Roberto Vaisman.

A experiência deste grupo de alta capacitação e desempenho profissional tornou possível transferir os conhecimentos para a equipe da Universidade de Brasília que participou deste projeto.

A equipe da UnB foi constituída de professores, bolsistas e alunos que participaram de diversas etapas do projeto e contribuíram, de forma relevante, para a prospecção e hierarquização das inovações tecnológicas aplicadas aos equipamentos. Agradeço ao empenho de todos apresentados na foto a seguir.



Equipe da Universidade de Brasília para o projeto INOVAEQ

Sentados da direita para a esquerda: Cláudir Afonso Costa, Thamise Sampaio Vasconcelos Vilela, José Alexander Araújo, Bianca Maria Salatiel Matos de Alencar, Lauris Rodrigues Perfeito.

Em pé da direita para esquerda: Cláudio Albuquerque Frate, Alexandre Maduro-Abreu, Antônio Cesar Brasil Junior, Gliender Mendonça (TAESA), Sergio de Oliveira Frontin, Leonardo Brant Murça, Rafael Fernando Mendonça de Alencar

Gostaria de enfatizar o apoio que recebemos de diversos especialistas, que contribuíram de forma relevante para a elaboração deste livro. Foram os seguintes:

Andreia Maia Monteiro, Antônio Carlos Carvalho, Airton Violin, Caio Fernandes Lopes, Delmo Correia, José Carlos Mendes, José Antônio Jardini, José Roberto Medeiros, Jonas de Oliveira e Silva Pinto, Marcos Bernert Schwarz, Manoel Martinez, Marcos E. G. Alves, Marcelo Spinella Moraes, Marta Lacorte, Yoshio Nomi, Ricardo Carvalho Campos, Rivaele José da Silva e Sidnei Cabral.

Agradecemos ainda o suporte recebido da equipe da Finatec, principalmente da Presidente, professora Júlia Issy Abrahão e os assessores Francisco Rogério Fontenele Aragão, Débora Fernandes da Cunha, Carlos Cesar Correa dos Santos, Erika da Silva Cruz e Guilhermina de Jesus Messias.

Nossos agradecimentos finais para a equipe da TAESA que nos apoiou durante todo o projeto: Gliender Mendonça, Paulo Vollu Cyriaco, Geyza Gabrielli Rigo, Carolina Bugulin da Fonseca e Ivy Rocha e Couto.

Foi realmente gratificante ter atuado como coordenador deste projeto, tendo em vista a participação dinâmica de tantas pessoas altamente motivadas e imbuídas do espirito de poder compartilhar os seus conhecimentos e experiências. Certamente todos nós desejamos que este livro seja utilizado pelos alunos, pelos profissionais e que dele possam usufruir dos conhecimentos que foram reportados com muito dedicação e alegria objetivando transferir para o setor de energia elétrica mais um instrumento para o fomento da excelência da engenharia nacional.

*“Quando se sonha sozinho, é apenas um sonho...
Quando sonhamos juntos é o começo da realidade”*
Miguel de Cervantes

CAPÍTULO 1

Planejamento e Custos dos Equipamentos de Alta Tensão

Sergio de Oliveira Frontin
José Antônio Jardini
Carlos Pederneiras Raja Gabaglia



1. OBJETIVO

Apresentar as características básicas do processo de planejamento da expansão do sistema de transmissão, onde as linhas, subestações e equipamentos associados, necessários para o atendimento da demanda de energia, são identificados.

Este capítulo visa igualmente apresentar, de forma resumida, as premissas básicas da metodologia indicada pela Aneel para a elaboração do orçamento e a formação e atualização de banco de preços dos diferentes tipos de subestações e equipamentos.

Palavras-chave: plano decenal, planejamento da expansão do sistema de transmissão, unidades modulares de subestações, custos de equipamentos, orçamento de subestações.

2. O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

A expansão do sistema de transmissão é apresentada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no Programa de Expansão da Transmissão (PET) e no Plano Decenal (PD) e pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) no Plano de Ampliações e Reforços (PAR).

O PET elaborado pela EPE após estudos de planejamento de longo prazo, e o PAR elaborado pelo ONS após estudos das necessidades de curto prazo da rede elétrica, indicam as linhas de transmissão e subestações necessárias para a prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica pela Rede Básica (RB).

O PAR e o PET são analisados e consolidados pelo Ministério de Minas e Energia (MME), resultando num conjunto de empreendimentos de transmissão necessário para o atendimento da geração e da carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) e para o adequado desempenho do sistema no período considerado.

Com base nestas informações, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) prepara os editais para os leilões das novas instalações de transmissão. Neste processo, os agentes de transmissão são os responsáveis pelos investimentos; e os agentes de distribuição, pela contratação da parcela de energia, com antecedência necessária à implantação dos novos empreendimentos.

3. AS PREMISSAS DO PLANO DECENTAL

O planejamento decenal tem a função de orientar e subsidiar a realização dos futuros leilões de compra de energia e de novos empreendimentos de geração e de transmissão; definir quais estudos de expansão da transmissão devem ser priorizados com relação à viabilidade técnico-econômica e socioambiental de novas usinas geradoras e, ainda, quais estudos de inventários deverão ser feitos ou atualizados.

Os estudos são realizados a partir das projeções de carga e do plano de geração. Inicialmente são efetuadas simulações de fluxo de potência em regime normal e contingência. Posteriormente, estudos complementares são realizados para a determinação da

mais adequada alternativa técnica e econômica. Estudos específicos necessários para o dimensionamento dos equipamentos podem ainda serem solicitados nos editais dos leilões dos empreendimentos.

Todos estes estudos seguem critérios de planejamento, com a avaliação das alternativas estabelecidas e escolha daquela de mínimo custo global, considerando os custos das perdas elétricas e dos investimentos necessários.

O Plano Decenal apresenta as premissas de crescimento da demanda de energia e ponta, expansão do parque gerador, bem como as premissas demográficas, macroeconômicas e setoriais, que foram consideradas no planejamento, caracterizando assim o cenário nacional e internacional, em que foram analisadas e selecionadas as alternativas de expansão do sistema elétrico. Neste sentido serão apresentadas algumas destas premissas, de maneira a fixar o contexto em que este trabalho de pesquisa foi realizado, considerando o Plano Decenal de 2021: [1]

Premissas Demográficas

Pode-se notar que a população brasileira cresce num ritmo menor e está envelhecendo. Espera-se um aumento de 194 milhões em 2012 para cerca de 206 milhões de pessoas em 2021, sendo fortemente concentrada na região Sudeste (41,9%) e Nordeste (27,7%). Em termos relativos, as regiões Norte e Centro-Oeste apresentam taxas maiores médias de crescimento de cerca de 0,9%, enquanto as outras regiões crescem a uma taxa média de 0,6 % ao ano.

Tabela 1 – Projeção da população total residente (mil habitantes)

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Brasil
2012	16.335	54.134	81.884	27.849	14.482	194.684
2016	17.002	55.622	84.035	28.503	15.083	200.246
2021	17.712	57.207	86.326	29.200	15.722	206.167
Variação média (% ao ano)						
2012-2016	1,0	0,7	0,7	0,6	1,0	0,7
2017-2021	0,8	0,6	0,5	0,5	0,8	0,6
2012-2021	0,9	0,6	0,6	0,5	0,9	0,6
Estrutura de Participação Populacional (%)						
2012	8,4	27,8	42,1	14,3	7,4	100,0
2016	8,5	27,8	42,0	14,2	7,5	100,0
2021	8,6	27,7	41,9	14,2	7,6	100,0

Taxa de Crescimento do Nível de Atividade

A tabela a seguir apresenta as premissas adotadas pelo Plano Decenal de 2021 com relação às taxas de crescimento (PIB e Comércio) tanto em âmbito nacional como internacional. Para fins de comparação, são apresentados os valores históricos para o período 2001 a 2010.

Tabela 2 – Taxas de crescimento por nível de atividade (médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2001-2005	2006-2010	2012-2016	2017-2021
PIB mundial (% a.a.)	3,7	3,6	4,1	3,9
Comércio mundial (% a.a.)	5,5	4,1	5,6	5,1
PIB nacional (% a.a.)	2,8	4,4	4,4	5,0

Fontes: IBGE e FMI (dados históricos) e EPE (projeções).

Taxa de Crescimento do Nível de Investimento

Espera-se uma elevação expressiva dos investimentos nos próximos anos, devido principalmente aos eventos esportivos (Copa do Mundo de Futebol e Olimpíadas) programados para 2014 e 2016 e, ainda, o avanço esperado da cadeia produtiva de petróleo e gás na camada pré-sal. Nota-se, igualmente, uma ampliação dos investimentos públicos para estes projetos.

Tabela 3 – Investimentos e PIB (taxas médias no período)

Indicadores Econômicos	Histórico		Projeção	
	2001-2005	2006-2010	2012-2016	2017-2021
Investimento total (% PIB) ⁽¹⁾	16,7	18,3	20,2	21,7
Investimento público (% PIB) ^{(1), (2)}	3,1	3,3	3,4	4,0

⁽¹⁾ Taxas de investimento a preços correntes.⁽²⁾ Inclui empresas estatais federais.

Fontes: IBGE e Ministério do Planejamento (dados históricos) e EPE (Projeções).

Consumo de Energia Elétrica

A tabela a seguir apresenta a projeção do consumo nacional de energia elétrica na rede por classe de consumo. Entre 2011 e 2021, a taxa média de crescimento é de 4,2 % ao ano, sendo a classe comercial a que apresenta maior crescimento.

Tabela 4 – Consumo de eletricidade na rede por classe (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2012	117.088	192.206	77.388	62.985	449.668
2016	140.053	225.262	96.617	72.609	534.541
2021	173.706	266.546	128.876	86.962	656.090
Período	Variação (% a.a.)				
2011-2016	4,6	4,2	5,6	2,6	4,3
2016-2021	4,4	3,4	5,9	3,7	4,2
2011-2021	4,5	3,8	5,8	3,1	4,2

Fonte: EPE

Na análise da projeção do consumo por subsistema, pode-se notar um maior crescimento no subsistema Norte devido principalmente à interligação Tucuruí – Macapá – Manaus com a consequente instalação de grandes cargas industriais na região

Tabela 5 – Consumo de eletricidade na rede por subsistema (GWh)

Ano	Subsistema				SIN	Sistemas Isolados	Brasil
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul			
2012	31.720	62.230	273.074	74.988	442.012	7.656	449.668
2016	47.128	74.843	323.414	87.392	532.777	1.764	534.541
2021	57.725	95.087	394.688	106.333	653.833	2.257	656.090
Período	Variação (% a.a.)						
2011-2016	9,5	4,6	4,3	3,3	4,6	-24,5	4,3
2016-2021	4,1	4,9	4,1	4,0	4,2	5,1	4,2
2011-2021	6,8	4,7	4,2	3,6	4,4	-11,0	4,2

Obs.: Considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus ao subsistema Norte a partir de julho de 2013 e a interligação do sistema Boavista a partir de outubro de 2014.

Fonte: EPE

Geração de Energia

A previsão é que a capacidade instalada passará de 116.498 MW (2011) para cerca de 182.408 MW em 2021. Neste cenário, a participação das hidroelétricas cairá de 72 % para 64 % sendo que a geração de fontes alternativas (eólica, biomassa e PCH) vai quase que dobrar neste período de 10 anos, passando de 12 % para 20 % , com destaque para a geração eólica que passará de 1,0 % para 9,0 %. Ver tabela e figura a seguir.

Tabela 6 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (MW)

Fonte	2011 ^(a)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Renováveis	97.317	101.057	107.230	111.118	116.553	122.616	128.214	134.151	139.172	144.889	152.952
Hidro ^(a)	83.604	85.159	87.637	89.216	93.511	98.181	103.049	106.806	108.917	111.784	116.837
Outras	13.713	15.898	19.593	21.902	23.042	24.435	25.165	27.345	30.255	33.105	36.115
Não Renováveis	19.181	20.766	23.395	27.351	27.351	28.756	28.756	28.756	28.756	28.756	29.456
Urânio	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
Gás Natural	10.209	10.350	11.362	12.055	12.055	12.402	12.402	12.402	12.402	12.402	13.102
Carvão	1.765	2.845	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
Óleo Combustível	3.316	3.482	4.739	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002
Óleo Diesel	1.197	1.395	1.395	1.395	1.395	1.395	1.048	1.048	1.048	1.048	1.048
Gás de Processo	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687
Total^(b)	116.498	121.823	130.625	138.469	143.904	151.372	156.970	162.907	167.928	173.645	182.408

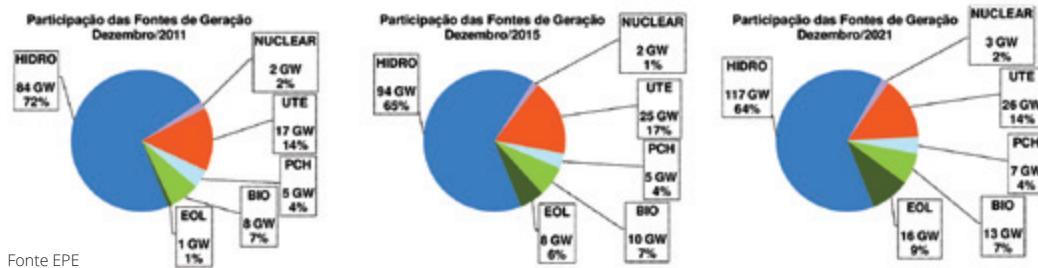
Notas: Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHE.

(a) Inclui a estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico paraguaio.

(b) Não considera a autoprodução, que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga. A evolução da participação da autoprodução de energia é descrita no capítulo II.

(c) Valores de capacidade instalada em dezembro de 2011, incluindo as usinas já em operação comercial nos sistemas isolados. Fonte: ONS.

Fonte: EPE.

**Figura 1** – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração (GW e %)

Transmissão de Energia

Linhas de Transmissão

A tabela e figura a seguir apresentam a evolução física do sistema de transmissão no período de 1998-2010, relativamente à extensão das linhas de transmissão (km) para a rede básica. Neste período, a extensão das linhas de transmissão passou de 63.971 km para 98.648,3 km [2].

Tabela 7 – Evolução das linhas de transmissão (km) – Período 1998 - 2010

Tensão	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
230kV	31.431,1	32.278,3	32.451,4	32.537,3	32.997,4	33.999,7	35.073,8
345kV	8.991,6	9.023,5	9.023,5	9.023,5	9.021,0	9.021,0	9.047,0
440kV	5.936,1	6.049,3	6.162,5	6.667,5	6.667,5	6.667,5	6.667,5
500kV	14.217,2	15.877,2	17.405,8	17.510,1	19.525,2	23.659,0	24.924,4
600kV CC	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612,0
750kV	1.783,0	2.114,0	2.379,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0
SIN	63.971,0	66.954,3	69.034,2	70.033,4	72.506,1	77.642,1	80.007,7

Tensão	2005	2006	2007	2008	2009	2010
230kV	35.736,5	36.342,5	37.155,5	37.709,9	41.503,5	43.250,6
345kV	9.579,1	9.579,1	9.772,1	9.772,1	9.783,6	10.060,5
440kV	6.667,5	6.671,2	6.671,2	6.671,2	6.671,2	6.670,5
500kV	26.771,1	29.341,2	29.392,2	31.868,3	33.211,8	34.371,7
600kV CC	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612,0	1.612,0
750kV	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0
SIN	83.049,2	86.228,9	87.285,9	90.316,4	95.464,9	98.648,3

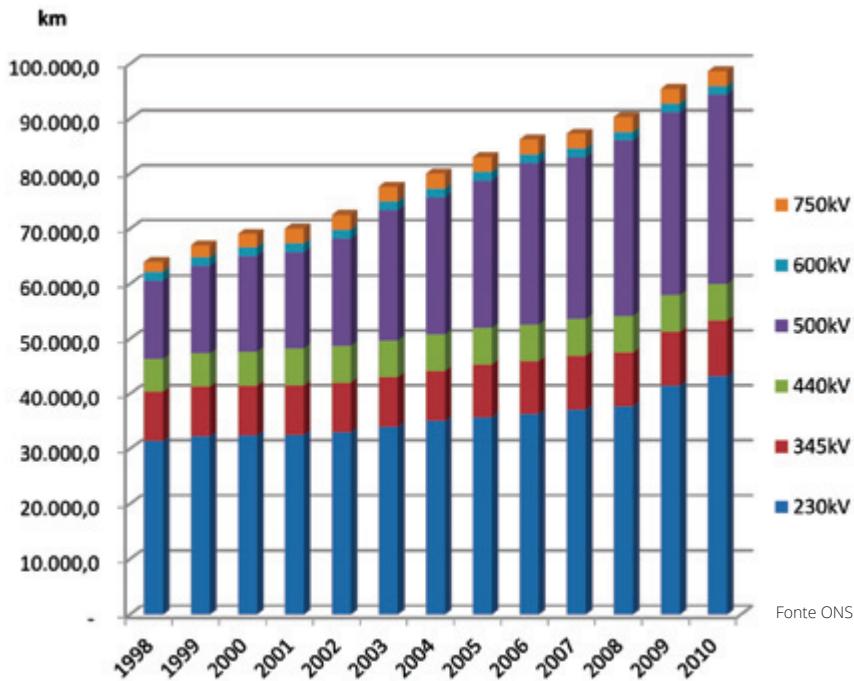


Figura 2 – Evolução das linhas de transmissão por nível de tensão – Período 1998 – 2010

A tabela a seguir apresenta a evolução da expansão da rede básica em quilômetros de linhas de transmissão por classe de tensão.

A extensão do sistema interligado de transmissão passará de 102.850 km em 2011 para cerca de 150.583 km em 2021. Grande parte dessa expansão corresponderá às interligações das usinas do Rio Madeira (Santo Antônio e Jirau) e Belo Monte para as regiões Nordeste e Sudeste. Nota-se que as linhas de transmissão de 500 kV continuam tendo uma evolução bastante importante.

Tabela 8 – Estimativa da evolução das linhas de transmissão (km) – período 2011 - 2021

Tensão	±800 KV	750 KV	±600 KV	500 KV	440 KV	345 KV	230 KV	TOTAL
Existente em 2011	0	2.683	3.224	34.851	6.679	10.063	45.349	102.850
Evolução 2012-2021	7.325	0	4.750	26.889	113	337	8.318	47.732
Evolução 2012-2016	0	0	4.750	21.547	47	337	7.874	34.555
Evolução 2017-2021	7.325	0	0	5.342	66	0	444	13.177
Estimativa 2021	7.325	2.683	7.974	61.740	6.792	10.400	53.668	150.583

* Inclui linhas em fase de implantação com previsão de energização até dez/2010

Fonte: EPE

Capacidade de Transformação

A tabela a seguir apresenta a evolução da capacidade de transformação. Nota-se que a capacidade evoluiu do total de 143.202,8 MVA em 1998 para 227.803,4 MVA em 2010 [2].

Tabela 9 – Evolução da capacidade de transformação (MVA) – período 1998 a 2010

Região	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
SE/CO	99.282,7	101.602,7	103.252,7	105.570,9	107.370,9	113.180,9	114.155,9
S	19.849,7	21.891,7	23.264,7	24.785,7	26.678,7	28.172,7	28.256,7
S/SE/CO	119.132,4	123.494,4	126.517,4	130.356,6	134.049,6	141.353,6	142.412,6
N	7.661,9	8.143,9	8.243,9	9.953,9	10.183,9	10.483,9	10.516,9
NE	16.408,5	16.453,5	19.128,5	19.495,5	21.978,8	24.078,8	25.517,8
N/NE	24.070,4	24.597,4	27.372,4	29.449,4	32.162,7	34.562,7	36.034,7
Sist. Interligado	143.202,8	148.091,8	153.889,8	159.806,0	166.212,3	175.916,3	178.447,3

Região	2005	2006	2007	2008	2009	2010
SE/CO	116.693,4	123.139,4	121.764,4	123.684,4	129.629,4	133.254,4
S	31.162,7	35.005,7	38.505,7	41.272,7	43.912,7	45.430,7
S/SE/CO	147.856,1	158.145,1	160.270,1	164.957,1	173.542,1	178.685,1
N	10.516,9	10.966,9	14.288,9	15.188,9	16.333,9	17.926,9
NE	26.417,8	27.651,1	28.411,1	29.966,4	30.516,4	31.191,4
N/NE	36.934,7	38.618,0	42.700,0	45.155,3	46.850,3	49.118,3
Sist. Interligado	184.790,8	196.763,1	202.970,1	210.112,4	220.392,4	227.803,4

A tabela a seguir apresenta a evolução da expansão da capacidade de transformação por classe de tensão, que passará de 232.877 MVA em 2011 para cerca de 311.213 MVA em 2021.

Tabela 10 – Estimativa da evolução da capacidade de transformação (MVA) – período 2011–2021

Tensão	750 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
Existente em 2011						232.877
Evolução 2012-2021	1.500	49.331	2.433	5.676	19.396	78.336
Evolução 2012-2016	1.500	38.168	2.433	5.577	16.803	64.481
Evolução 2017-2021		11.163		99	2.593	13.855
Estimativa 2021						311.213

* Inclui os transformadores de fronteira.

** Inclui transformadores em fase de implantação com previsão de energização até dez/2010.

Fonte: EPE

Configurações do Sistema em 2012 e 2030

As figuras a seguir apresentam a configuração para os anos de 2012 e 2030 do Sistema Interligado Nacional com a indicação das principais linhas existentes e planejadas. É relevante apontar o futuro sistema de transmissão de corrente contínua de 600 kV entre Porto Velho e Araraquara, projetado para a transferência de energia das usinas de Jirau e Santo Antônio, do sistema de corrente contínua em 800 kV da Usina de Belo Monte, da transmissão da Usina de Teles Pires e das interligações regionais Tucuruí-Manaus-Macapá e Rondônia-Acre.

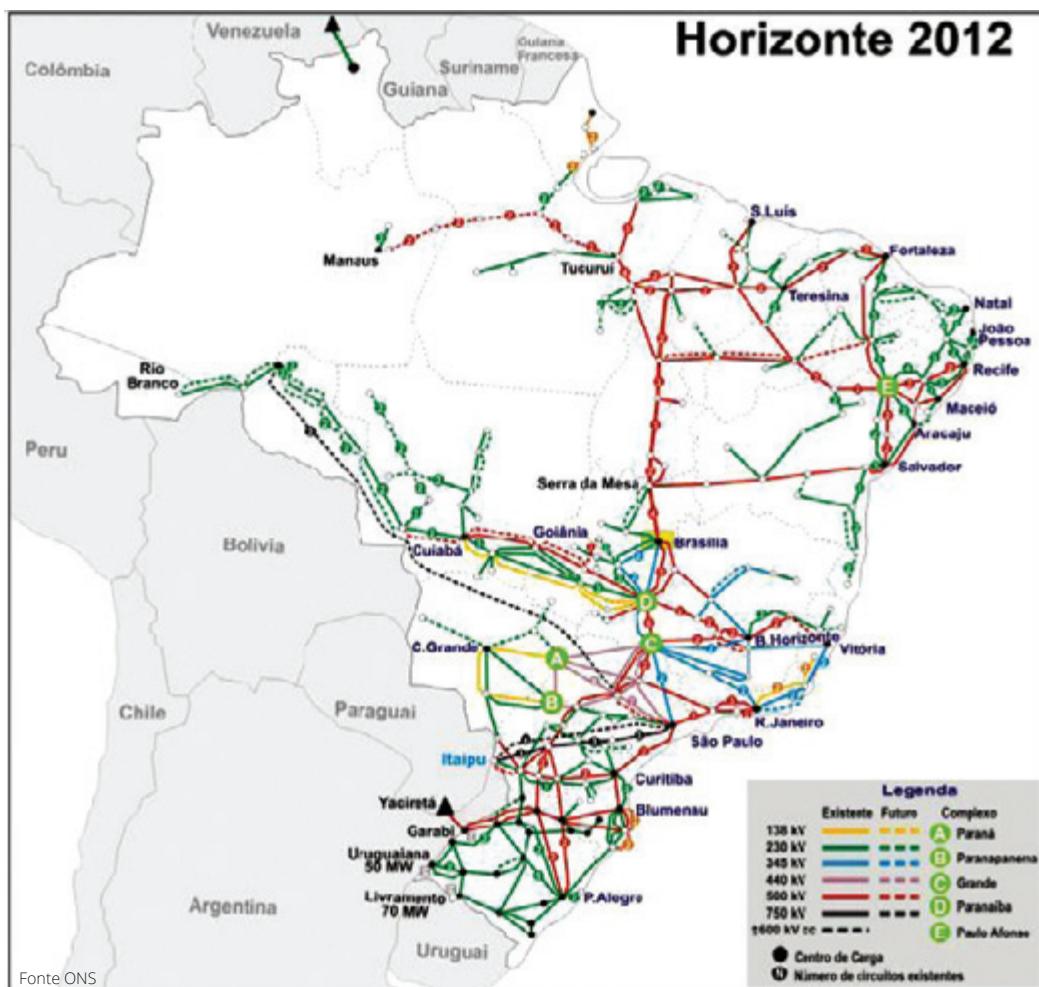


Figura 3 – Sistema elétrico brasileiro – 2012

REDE DE TRANSMISSÃO 2030



Figura 4 – Sistema elétrico brasileiro – 2030 (Fonte Eletrobrás – XXI SNPTEE)

4. INVESTIMENTOS EM GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

A expansão da geração no período 2012 – 2021 demandará investimentos de R\$ 190 bilhões, considerando os empreendimentos já autorizados. Considerando as usinas ainda não contratadas ou autorizadas, o valor total estimado é de R\$ 100 bilhões, sendo 55 % em hidrelétricas e 45 % em outras fontes renováveis.

Por outro lado, a estimativa total de investimentos em transmissão no período 2012 – 2021 atinge cerca de R\$ 55,8 bilhões, sendo R\$ 36,3 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 19,5 em subestações, incluindo as instalações de fronteira. Sem considerar as instalações já licitadas, o valor total previsto é de R\$ 32 bilhões, sendo R\$ 22 bilhões em novas linhas de transmissão e R\$ 10 bilhões em novas subestações, incluindo as instalações de fronteira.

As figuras a seguir apresentam os investimentos em linhas de transmissão e subestações por ano e por nível de tensão, incluindo as instalações já licitadas que entram em operação no período decenal.

Pode-se notar que os valores mais altos dos investimentos ocorrerão nos anos de 2012 e 2013, em decorrência da implantação dos seguintes sistemas de transmissão: corrente contínua em 600 kV entre Porto Velho e Araraquara, do sistema de corrente alternada em 500 kV e sistema de corrente contínua em 800 kV da Usina de Belo Monte, da transmissão da Usina de Teles Pires e das interligações regionais Tucuruí-Manaus- Ma-

capá e Rondônia – Acre. Neste sentido, os maiores investimentos se concentram nos níveis de tensão de 500 kV, 600 kV CC e 800 kV CC.



Figura 5 – Estimativa de investimentos em linhas de transmissão por ano

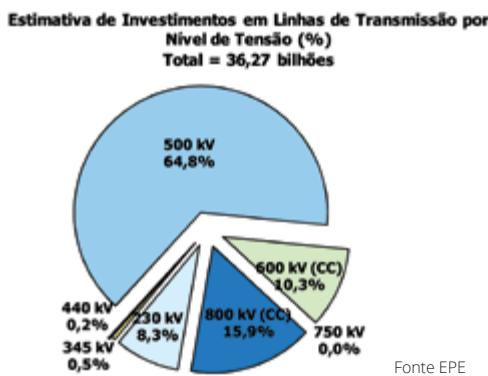


Figura 6 – Investimento total em linhas de transmissão, por nível de tensão, período 2012-2021.



Figura 7 – Estimativa de investimentos em subestações, por ano

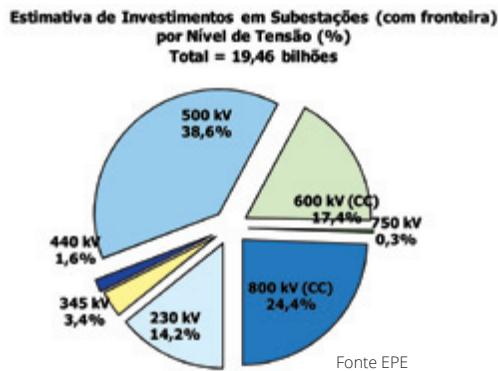


Figura 8 – Investimentos total em subestações, com fronteira, por nível de tensão, período 2012-2021

5. METODOLOGIA DE COMPOSIÇÃO DAS UNIDADES MODULARES DE SUBESTAÇÕES

Conforme mencionado anteriormente, os planos de expansão são analisados e consolidados pelo Ministério de Minas e Energia (MME), resultando num conjunto de empreendimentos de transmissão necessário para o atendimento da carga do Sistema Interligado Nacional (SIN). Com base nestas informações, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) prepara os editais para os leilões das novas instalações de transmissão. Realizados os leilões e definidos os vencedores, estes deverão assinar os respectivos contratos de concessão.

O contrato de concessão para a comercialização de empreendimento de transmissão exige a apresentação de orçamento que deve ser utilizado pela empresa transmissora como referência para a implantação das instalações correspondentes.

Estes orçamentos disponíveis nos contratos de concessão de transmissão licitados pela Aneel, desde o ano de 2000, podem fornecer subsídios para a participação dos empreendedores em futuros leilões. Pode-se citar, por exemplo, a possibilidade de estabelecer faixas de valores de preços por nível de tensão, tanto para as Receitas Anuais Permitidas (RAP), como para os diversos tipos de subestações e equipamentos. Estes indicadores são importantes para o estabelecimento da estratégia econômica na formulação dos lances do leilão.

Observa-se que a elaboração destes orçamentos devem levar em consideração as características de cada subestação especificada no edital, tais como tensão, potência de transformação, correntes nominais e de curto circuito, níveis de isolamento, arranjo do barramento e condições ambientais da região (vento, temperatura ambiente etc.).

Objetivando estabelecer padronização de conceitos e valores, a Aneel apresenta metodologia para a elaboração do orçamento e para a formação e atualização de banco de preços dos diferentes tipos de subestações e equipamentos. Este item visa apresentar, de forma resumida, as premissas básicas desta metodologia e preços estimativos de alguns equipamentos.

A metodologia indicada pela Aneel para a elaboração de orçamentos de subestações é baseada no conceito de modulação. Os módulos são detalhados e quantificados com base em materiais, equipamentos e serviços necessários à execução do empreen-

dimento. A Resolução Homologatória Aneel nº 758, de 6 de janeiro de 2009, apresenta esta metodologia [3]

Neste sentido, o banco de preços de referência Aneel utiliza igualmente o conceito de modulação em que a subestação é subdividida em unidades menores, as quais representam setores bem definidos em termos funcionais, operacionais e físicos.

Esta concepção de modulação da subestação facilita as estimativas de sua expansão, caso típico de autorização de reforços em instalações de transmissão, por trazer o detalhamento físico e respectivo orçamento dos módulos a serem utilizados no empreendimento, conferindo maior flexibilidade na elaboração de orçamentos.

Terminologia

Para o entendimento do assunto, é necessário conhecer a terminologia utilizada na metodologia, em termos de arranjos, conexões e módulos de subestações, conforme apresentada abaixo.

- AN – Arranjo em Anel.
- BPT – Arranjo em Barra Principal e Transferência.
- BDDD – Arranjo em Barra Dupla Disjuntor Duplo.
- BD4 – Arranjo em Barra Dupla (com 4 Chaves Seccionadoras).
- BS – Arranjo em Barra Simples.
- DJM – Arranjo em Disjuntor e Meio.
- CC – Conexão de Compensador.
- CCP – Conexão de Capacitor em Paralelo.
- CCS – Conexão de Capacitor em Série.
- CRB – Conexão de Reator de Barra.
- CRL – Conexão de Reator de Linha.
- CT – Conexão de Transformador.
- CTA – Conexão de Transformador de Aterramento.
- CB – Cubículo Blindado.
- EL – Entrada de Linha.
- IB – Interligação de Barras.
- MIG – Módulo de Infraestrutura Geral.
- MIG.A – Módulo de Infraestrutura Geral do Acessante.
- MIM – Módulo de Infraestrutura de Manobra.
- BC – Módulo de Equipamento Banco de Capacitores.
- RM – Módulo de Equipamento Reator Monofásico.
- RT – Módulo de Equipamento Reator Trifásico.
- TA – Módulo de Equipamento Transformador de Aterramento.
- TM – Módulo de Equipamento Auto/Transformador Monofásico.
- TT – Módulo de Equipamento Auto/Transformador Trifásico.
- CE – Módulo de Compensador Estático.
- CS – Módulo de Compensador Síncrono.

Pela metodologia, uma subestação é composta por todos os módulos necessários ao seu funcionamento, como módulos de entradas de linha, de conexão de equipamentos e de infraestrutura. As unidades modulares, independentemente da classe de tensão e do tipo de arranjo, subdividem-se em três tipos: Módulo de Infraestrutura, Módulo de Manobra e Módulo de Equipamento, conforme definição a seguir.

Módulo de Infraestrutura

Consiste no conjunto de todos os itens (bens e serviços) de infraestrutura comuns à subestação, tais como terreno, cercas, terraplenagem, grama embritamento, pavimentação, arroamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, abastecimento de água, redes de esgoto, malha de terra e cabos para-raios, canaletas, edificações, serviço auxiliar, área industrial e caixa separadora de óleo.

Este módulo é constituído, para cada nível de tensão da subestação, por um Módulo de Infraestrutura Geral (MIG) e pelos Módulos de Infraestrutura de Manobra (MIM), necessários para cada etapa do empreendimento (implantação ou ampliação).

Especificamente em ampliações por parte dos acessantes, pode ser adotado um padrão sem compartilhamento, denominado de Módulo de Infraestrutura Geral para Acessante (MIG.A).

Módulo de Manobra

Consiste no conjunto de equipamentos, materiais e serviços necessários à implantação dos setores de manobra.

Módulo de Equipamento

É composto pelos equipamentos principais da subestação e pelos materiais e serviços necessários a sua instalação.

O quadro abaixo apresenta um resumo da constituição de cada um destes módulos

Módulo	Componentes
Infraestrutura	Módulo de Infraestrutura Geral (MIG)
	Módulo de Infraestrutura de Manobra (MIM)
	Módulo de Infraestrutura Geral para Acessante (MIG.A)
Manobra	Entrada de Linha (EL)
	Interligação de Barramentos (IB)
	Conexão de Auto/Transformador (CT)
	Conexão de Reator de Barra ou Linha (CRB, CRL)
	Conexão de Banco de Capacitores Paralelo (CCP)
	Conexão de Banco de Capacitores Série (CCS)
	Conexão de Transformador de Aterramento (CTA)
Equipamento	Conexão de Compensador Estático (CC)
	Auto/Transformador Trifásico (TT)
	Auto/Transformador Monofásico (TM)
	Reator Trifásico (RT)
	Reator Monofásico (RM)
	Banco de Capacitores (BC)
	Transformador de Aterramento (TA)
	Compensador Estático (CE)
	Compensador Síncrono (CS)

6. ELABORAÇÃO DE ORÇAMENTO DE SUBESTAÇÕES

Para a elaboração do orçamento, as subestações são classificadas pelos níveis de tensão e arranjo físico, conforme relacionamentos indicados abaixo:

Tensão (kV)	BS	BPT	BD4	DJM	BDDD	AN
69	X	X				
138	X	X	X			
230		X	X			
345			X	X		X
500				X	X	X
750				X	X	

O orçamento pode ser realizado a partir dos dados e expressões contidos nas planilhas disponibilizadas na página da Aneel - www.aneel.gov.br. As tabelas de materiais e serviços foram elaboradas a partir das informações obtidas de diferentes empresas, fabricantes de materiais e equipamentos. Os dados nelas contidos retratam os valores médios coletados. Os itens que compõem o orçamento de subestações estão apresentados a seguir.

Custo Direto

Compreende as despesas com aquisição de equipamentos, materiais e serviços de construção, montagem eletromecânica, canteiro de obras, comissionamento, engenharia e administração local. Os custos diretos dependem do tipo do módulo a ser implantado na subestação, e cada tipo de módulo é composto por diferentes equipamentos, materiais e serviços. A seguir, serão apresentados exemplos para cada um dos tipos de módulos de infraestrutura, manobra e equipamento:

Módulo de Infraestrutura Geral – (MIG). Os itens comuns aos vários setores são considerados apenas no setor de maior nível de tensão – terreno, cercas e muros, grama, edificações, serviço auxiliar, sistema de proteção contra incêndio, sistema de abastecimento de água, sistema de telecomunicações, sistema de proteção, controle e supervisão, área industrial. A relação completa dos itens é apresentada abaixo:

- Terreno.
- Cercas e muros externos.
- Grama.
- Proteção contra incêndio.
- Sistema de abastecimento de água.
- Edificações.
- Serviço auxiliar.
- Área industrial.
- Sistemas de proteção, controle e supervisão.
- Terraplenagem.
- Drenagem.
- Embritamento.
- Arruamento.
- Iluminação do pátio.
- Malha de terra e cabeamento em área energizada.
- Canaletas principais.
- Transformador de potencial para o barramento.
- Bases, suportes e estruturas dos TP's de barra.
- Montagem eletromecânica.

Módulo de Manobra – Entrada de Linha (EL). É composto pelos equipamentos, materiais e serviços necessários à instalação de uma entrada de linha.

- Equipamentos.
- Sistema de proteção, controle e supervisão.
- Estruturas e suporte e potência.
- Isoladores e tubos.
- Obras civis.
- Montagem eletromecânica.

Módulo de Equipamento. É composto pelos equipamentos, materiais e serviços necessários à instalação de um determinado equipamento.

- Equipamentos.
- Sistema de proteção contra incêndio.
- Barramento cabos e tubos.
- Estruturas e suportes.
- Isoladores.
- Montagem eletromecânica.

Montagem Eletromecânica

Compreende o somatório das despesas de montagem (mão de obra e fornecimento de materiais de instalação e consumo) dos diversos equipamentos e materiais. Considera-se no custo de montagem de cada equipamento a sua interligação. Os percentuais de montagem eletromecânica estão definidos, por equipamento, nas tabelas de cada módulo.

Canteiro de Obras

Compreende as despesas com a aquisição de materiais e serviços necessários à instalação de escritórios e almoxarifados, redes de energia elétrica, telefonia e outras facilidades para apoio às obras. Deve ser prevista também, ao final da obra, a retirada e limpeza geral da área que serviu para este fim. Foi estipulado um percentual de 4% sobre o valor das obras civis e montagem eletromecânica, sendo o mesmo aplicável em todos os módulos.

Comissionamento

Compreende todas as despesas para a aceitação do empreendimento, incluindo ensaios e inspeções dos equipamentos e instalações no campo que permitirão a sua operação comercial. Foi estipulado um percentual de 2% sobre o valor de aquisição de equipamentos, materiais e serviços de construção.

Engenharia

Inclui despesas com topografia, sondagem e projetos básico e executivo. Inclui ainda as atividades de inspeção de fornecimento e fiscalização de projeto. Foi estipulado um percentual de 1% sobre o valor de aquisição de equipamentos, materiais e serviços de construção.

Administração Local

Inclui despesas com a fiscalização direta da obra. Foi estipulado um percentual de 2% sobre o valor de aquisição de equipamentos, materiais e serviços de construção.

Eventuais

Compreende um valor do orçamento estimado sobre os custos diretos, a fim de cobrir imprevistos que venham a acontecer durante a execução do empreendimento. Esta rubrica aplica-se apenas em orçamentos nas fases de planejamento e previsão orçamentária. Foi estipulado um percentual de 3% sobre o valor do Custo Direto.

Custo Indireto

Compreende as despesas com a administração central e/ou local do empreendimento, contabilizadas através de rateio proporcional. Foi estipulado um percentual de 2% sobre o valor do Custo Direto.

7. ORÇAMENTO SIMPLIFICADO DE SUBESTAÇÕES

Nos leilões de instalações de transmissão, os proponentes vencedores dos lotes de subestações devem submeter orçamento simplificado para a Aneel, considerando os itens indicados abaixo que foram extraídos de modelo apresentado no edital correspondente.

- Engenharia
 - ▷ Estudos e Projetos.
 - ▷ Sondagens.
 - ▷ Topografia.
 - ▷ Meio ambiente.
- Obras
 - ▷ Desmatamento e limpeza.
 - ▷ Execução de fundações.
 - ▷ Escavação em solo.
 - ▷ Escavação em rocha.
 - ▷ Reaterro.
 - ▷ Construção civil.
- Materiais
 - ▷ Estruturas.
 - ▷ Barramentos.

- ▷ Painéis – Quadros.
- ▷ Malha da terra.
- ▷ Pórticos.
- ▷ Compensação: reativa/capacitiva.
- ▷ Transformadores.
- ▷ Acessórios.

- Terrenos e acessos
- Montagem equipamentos
- Transportes e fretes
- Outros
- Mão de obra
- Total geral
- R\$/MVA

8. CUSTOS DE EQUIPAMENTOS

A Aneel apresenta na sua página na Internet (www.aneel.gov.br – espaço do empreendedor) o banco de preços de referência para os módulos de infraestrutura, equipamentos de manobra, de acordo com a metodologia apresentada anteriormente.

Foram estabelecidos valores para as cinco regiões geográficas (Norte, Nordeste, Sul, Centro-Oeste e Sudeste) de modo a atender às diferenças regionais em termos de clima, relevo, vegetação, solo, transporte, mão de obra etc. que implicam a adoção de diferentes critérios de projetos e, consequentemente, de parcelas de custos distintas.

As tabelas a seguir apresentam os preços unitários de equipamentos, que foram extraídos deste banco de preços (referência junho de 2012). Estes valores devem ser analisados considerando as premissas de tensão e potência indicadas nas tabelas, pois os preços finais dependem da especificação de cada equipamento que deve levar em consideração as solicitações impostas pelo sistema no local da sua instalação.

Os valores são apresentados para fins de comparação, objetivando a futura utilização durante o processo de hierarquização das inovações tecnológicas. Neste processo, o impacto econômico nos custos dos equipamentos decorrente da aplicação de determinada inovação será um dos indicadores analisados. Neste sentido, para a obtenção de valores mais acurados, enfatiza-se que o leitor deve sempre procurar pela versão mais atualizada do banco de preços na página da Aneel.

Transformador Trifásico

Tensão (kV)	Potência (MVA)	Preço (R\$)
230/69	100	5.040.000,00
345/69	100	7.340.000,00
500/138	100	9.062.000,00
500/345	100	10.069.000,00

Autotransformador Trifásico

Tensão (kV)	Potência (MVA)	Preço (R\$)
230/69	100	4.441.000,00
345/69	100	5.175.000,00
500/138	100	6.173.000,00
500/345	100	6.859.000,00

Transformador Monofásico

Tensão (kV)	Potência (MVA)	Preço (R\$)
230/69	100	4.280.000,00
345/69	100	4.914.000,00
500/138	100	5.850.000,00
500/345	100	6.500.000,00
750/500	100	7.738.000,00

Autotransformador Monofásico

Tensão (kV)	Potência (MVA)	Preço (R\$)
230/69	100	2.888.000,00
345/69	100	3.881.000,00
500/138	100	5.597.000,00
500/345	100	6.219.000,00
750/500	100	8.048.000,00

Rreator Monofásico

Tensão (kV)	Potência (MVA)	Preço (R\$)
230	100	3.122.000,00
345	100	3.416.000,00
500	100	3.796.000,00
750	100	4.099.000,00

Banco de Capacitores Série

Tensão (kV)	Potência (MVA)	Preço (R\$)
230	100	13.012.000,00
345	100	13.663.000,00
500	100	11.961.000,00
750	100	12.559.000,00

Banco de Capacitores em Derivação

Tensão (kV)	Potência (MVA)	Preço (R\$)
69	100	2.738.000,00
138	100	2.882.000,00
230	100	3.034.000,00
345	100	3.202.000,00

Equipamentos de Entrada de Linha

Tensão (kV)	Disjuntor	Chave com Lâmina de Terra	Chave sem Lâmina de Terra	Transformador Potencial Capacitivo	Transformador Corrente	Para-raios
230	339.000,00	108.000,00	59.000,00	64.000,00	75.000,00	19.000,00
345	1.120.000,00	139.000,00	98.000,00	79.000,00	152.000,00	47.000,00
500	2.173.000,00	170.000,00	148.000,00	110.000,00	339.000,00	72.000,00
750	3.872.000,00	210.000,00	210.000,00	191.000,00	696.000,00	100.000,00

Valores em R\$

9. CONSTATAÇÕES

Foram apresentadas algumas premissas do Plano Decenal de 2021, de maneira a fixar o contexto que este trabalho de pesquisa foi realizado, como por exemplo:

- A população brasileira cresce num ritmo menor e está envelhecendo. Espera-se um aumento de 194 milhões em 2012 para cerca de 206 milhões de pessoas em 2021, sendo fortemente concentrada na região Sudeste (41,9%) e Nordeste (27,7%). Em termos relativos às regiões Norte e Centro-Oeste apresentam taxas maiores médias de crescimento de cerca de 0,9%, enquanto as outras regiões crescem a uma taxa média de 0,6 % ao ano.
- A projeção do consumo nacional de energia elétrica na rede por classe de consumo, no período 2011 e 2021, indica uma taxa média de crescimento de 4,2 % ao ano, sendo a classe comercial a que apresenta maior crescimento.
- A previsão é que a capacidade de geração instalada passará de 116.498 MW em 2011 para cerca de 182.408 MW em 2021. Neste cenário a participação das hidroelétricas cairá de 72 % para 64 %, sendo que a geração de fontes alternativas (eólica, biomassa e PCH) vai quase que dobrar neste período de 10 anos passando de 12 % para 20 %, com destaque para a geração eólica que passará de 1,0 % para 9,0 %.

- A extensão do sistema interligado de transmissão passará de 102.850 km em 2011 para cerca de 150.583 km em 2021. Grande parte dessa expansão corresponderá às interligações das usinas do Rio Madeira (Santo Antônio e Jirau) e Belo Monte para as regiões Nordeste e Sudeste. Nota-se que as linhas de transmissão de 500 kV continuam tendo uma evolução bastante importante.
- A expansão da capacidade de transformação por classe de tensão passará de 232.877 MVA em 2011 para cerca de 311.213 MVA em 2021.
- A expansão da geração no período 2012 – 2021 demandará investimentos de R\$ 190 bilhões, considerando os empreendimentos já autorizados. Considerando as usinas ainda não contratadas ou autorizadas, o valor total estimado é de R\$ 100 bilhões, sendo 55 % em hidrelétricas e 45 % em outras fontes renováveis.
- A estimativa total de investimentos em transmissão no período 2012 – 2021 atinge cerca de R\$ 55,8 bilhões, sendo R\$ 36,3 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 19,5 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira. Sem considerar as instalações já licitadas, o valor total previsto é de R\$ 32 bilhões, sendo R\$ 22 bilhões em novas linhas de transmissão e R\$ 10 bilhões em novas subestações, incluindo as instalações de fronteira.

A elaboração dos orçamentos de subestações deve levar em consideração as características especificadas no edital, tais como tensão, potência de transformação, correntes nominais e de curto circuito, níveis de isolamento, arranjo do barramento e condições ambientais da região (vento, temperatura ambiente etc.).

A Aneel apresenta metodologia para a elaboração do orçamento e para a formação e atualização de banco de preços dos diferentes tipos de subestações e equipamentos. A metodologia para a elaboração de orçamentos de subestações é baseada no conceito de modulação. Os módulos são detalhados e quantificados com base em materiais, equipamentos e serviços necessários à execução do empreendimento.

Para a formação do banco de preços de equipamentos, a Aneel estabelece valores para as cinco regiões geográficas (Norte, Nordeste, Sul, Centro-Oeste e Sudeste) de modo a atender às diferenças regionais em termos de clima, relevo, vegetação, solo, transporte, mão de obra etc. que implicam a adoção de diferentes critérios de projetos e, consequentemente, de parcelas de custos distintas.

Os preços unitários de equipamentos apresentados foram extraídos do banco de preços da Aneel (referência junho de 2012). Estes valores devem ser analisados considerando as premissas de tensão e potência indicadas nas tabelas, pois os preços finais dependem da especificação de cada equipamento que deve levar em consideração as solicitações impostas pelo sistema no local da sua instalação.

10. REFERÊNCIAS

- [1] EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2021*. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/20130326_1.pdf>.
- [2] GOMES, Roberto. *A Gestão do Sistema de Transmissão no Brasil*. Fundação Getúlio Vargas. Rio de Janeiro, 2012.
- [3] ANEEL. *Resolução Homologatória Aneel n. 758*, 6 jan. 2009.

CAPÍTULO 2

Subestações de Alta Tensão

Airton Violin

Ary D'Ajuz

Marta Lacorte



1. OBJETIVO

O objetivo deste capítulo é apresentar e comentar as principais configurações de barra utilizadas em subestações de alta e extra-alta tensão. Também apresentar indicadores quantitativos de custos e confiabilidade envolvendo estudos para a seleção de configurações de barra. Embora o enfoque seja sobre subestações convencionais, isoladas em ar (*AIS – Air Insulated Substation*), neste capítulo também são comentados os aspectos mais relevantes de subestação com tecnologia isolada em gás SF₆ (*Gas Insulated Substation – GIS*), módulos híbridos e módulos compactos isolados em ar, que podem, em determinadas situações, serem alternativas viáveis em relação às subestações convencionais.

Palavras-chave: subestações, configurações de barra, arranjos de barras, esquemas de manobras, confiabilidade.

2. INTRODUÇÃO

Pode-se definir uma subestação, de forma genérica, como sendo um conjunto de sistemas específicos e interdependentes concebidos para atender a um objetivo comum: servir ao sistema elétrico da melhor maneira possível, atendendo aos seus requisitos no limite dos custos.

Conceber, projetar e construir uma subestação é uma tarefa complexa e multidisciplinar. Envolve a atuação de muitos profissionais, boa parte deles altamente especializados, para lidar com a área civil, elétrica, mecânica, de comunicação, entre outras.

O processo de implantação de uma subestação se desenvolve em várias etapas. Uma nova subestação surge quando os estudos de planejamento da expansão do sistema elétrico identificam a necessidade de atendimento a uma dada região, a uma cidade ou a uma planta industrial. Em seguida, com base em estudos específicos é definida a configuração de barra da futura subestação. Também são definidas as principais características dos equipamentos elétricos do pátio de manobras, bem como as características do sistema de proteção e controle. Estas definições devem estar em conformidade com os requisitos mínimos definidos em documentos do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e nos requisitos estabelecidos nos editais de licitação do empreendimento de transmissão elaborados pela Aneel.

Após as etapas anteriores, chega-se ao projeto da subestação, onde é definido o seu arranjo físico, o sistema de comando, controle e proteção, a malha de terra, os serviços auxiliares, as estruturas de alvenaria, instalações secundárias, infraestrutura geral da subestação etc. Em um dado momento, antes desta etapa, o terreno da futura subestação deve ter sido escolhido e adquirido, após análises técnicas de solo, relevo local, rotas das linhas, meio ambiente etc.

Com o projeto concluído e os equipamentos adquiridos, inicia-se a fase de construção, onde são montadas as estruturas físicas e os equipamentos, instalados os sistemas projetados anteriormente e demais providências necessárias previstas na etapa de projeto.

Na etapa final de comissionamento, são realizados testes gerais, verificando a operacionalidade de todos os sistemas instalados, bem como os documentos de operação e manutenção (instruções de operação e manutenção) e, posteriormente, a subestação é liberada para iniciar a sua operação comercial.

Uma vez iniciada a sua operação comercial, a subestação poderá sofrer ampliações ao longo do tempo, conectando novas linhas e/ou transformadores, além de outros equipamentos, realizará centenas de manobras para atender às necessidades do sistema e dela própria e operará por, no mínimo, 35 anos que é a sua vida útil econômica estimada. Neste período, haverá eventos programados (desligamentos ou não) para a execução de manutenções, ajustes e inspeções, além de ocorrências não previstas, como falhas em equipamentos e em sistemas específicos com exigências de reparos ou substituições.

É esperado, idealmente, que uma subestação proporcione: (i) confiabilidade adequada para o sistema elétrico, requisito este garantido principalmente por uma escolha bem avaliada de sua configuração de barra; (ii) facilidades e segurança para a sua manutenção, facilidades para ampliações, boa visibilidade de seus componentes etc., requisições estes garantidos principalmente por um projeto de arranjo físico bem elaborado; (iii) equipamentos do pátio de manobras com suportabilidade suficiente para atender às solicitações do sistema e (iv) sistema de comando e proteção atuando corretamente de forma segura e eficaz.

A figura 1 mostra a configuração de barra de um pátio de manobras em *barra dupla com disjuntor e meio*. O termo “configuração de barra” pode ser entendido como sendo a maneira pela qual os equipamentos do pátio de manobras estão conectados, ou seja, a conectividade elétrica da subestação.

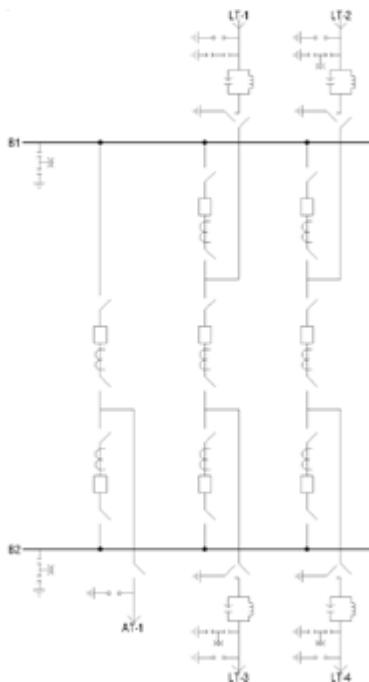


Figura 1 – Configuração em barra dupla com disjuntor e meio

A figura 2 mostra uma planta de corte típico (projeto) do arranjo físico desta configuração. O termo “arranjo físico” pode ser entendido como sendo a maneira pela qual os equipamentos do pátio de manobras estão dispostos fisicamente de forma a atender, entre outras coisas, à configuração de barra previamente definida. Entretanto, alguns autores utilizam o termo “arranjo físico” tanto para a conectividade elétrica da subestação como para a disposição física dos equipamentos no pátio da subestação.

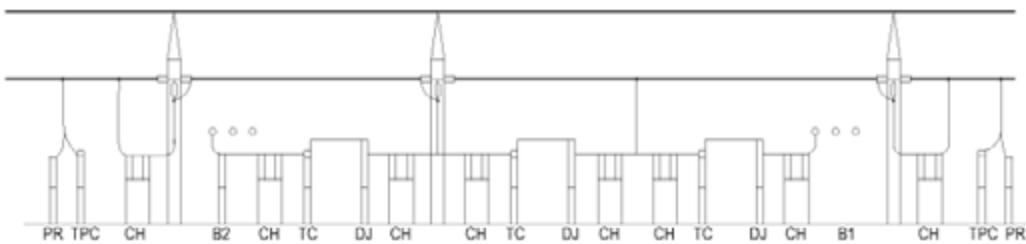


Figura 2 – Corte típico de arranjo físico em barra dupla com disjuntor e meio

A figura 3 mostra a configuração de barra de um pátio de manobras em *barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves*.

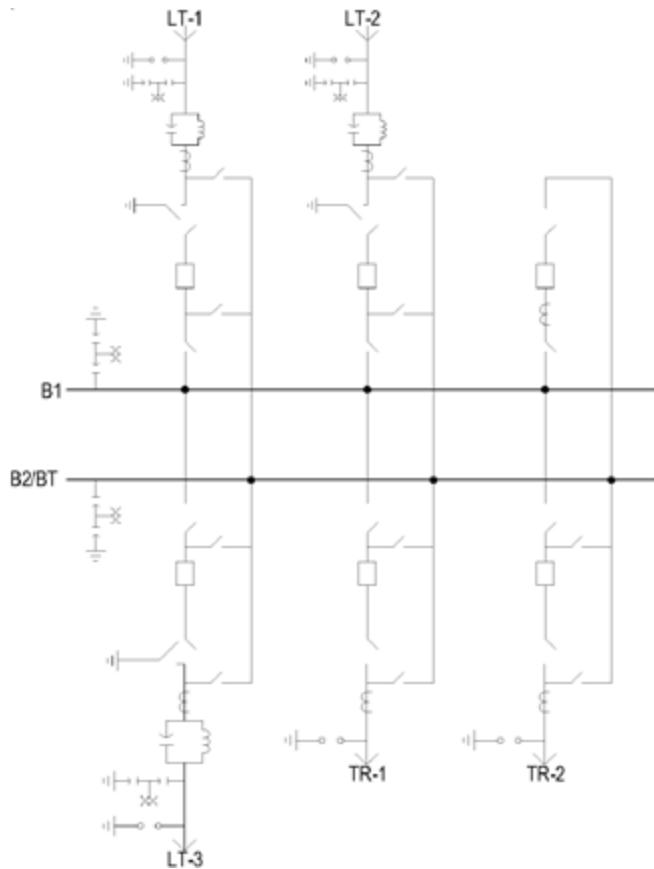


Figura 3 – Configuração em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves

A figura 4 mostra uma planta de corte típico (projeto) do arranjo físico desta configuração.

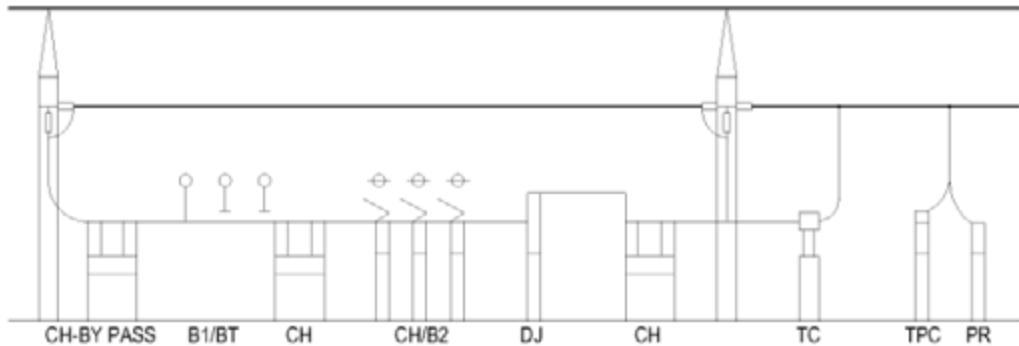


Figura 4 – Corte típico de arranjo físico em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves

A figura 5 mostra uma visão geral de uma subestação de grande porte, com três pátios de manobras, em 500/345/138 kV já construída e em operação.



Figura 5 – Disposição geral e arranjo físico dos pátios de manobras da SE Samambaia-DF

A figura 6 mostra uma visão geral de uma subestação de pequeno porte, com dois pátios de manobras, em 500/138 kV já construída e em operação.



Figura 6 – Disposição geral e arranjo físico dos pátios de manobras da SE Itajubá-MG

As subestações (às vezes também chamadas de estações) podem ser classificadas em função de suas atribuições no sistema elétrico. Quando ela conecta geradores ao sistema, é comum se referir a elas como subestação elevadora / manobra, quando conecta linhas e transformadores ao sistema: subestação de transmissão, quando interliga os sistemas de transmissão com o de subtransmissão: subestação de subtransmissão, quando integra as redes de distribuição ao sistema de subtransmissão: subestações / estações distribuidoras etc.

Quanto ao seu isolamento, podem-se considerar as isoladas em ar (AIS) e aquelas que empregam tecnologia com isolamento em gás SF₆ (*Gas Insulated Switchgear – GIS*).

No próximo item, o termo “subestação” se refere àquelas convencionais, isto é, isoladas em ar. Nos itens 5 e 6 deste capítulo são feitos comentários sobre tecnologias empregadas na compactação de subestações.

O tema envolvendo subestações é amplo e este capítulo tratará quase que exclusivamente de configurações de barra de subestações com ênfase nos tipos mais usuais, os cuidados na sua escolha, custos envolvidos e na avaliação de confiabilidade.

3. CONFIGURAÇÕES DE BARRA

A seleção criteriosa da configuração de barra da futura subestação é um fator essencial para o sistema elétrico. Ao longo da vida útil da subestação, o sistema no qual ela está inserida sofrerá as consequências desta escolha. Se a configuração de barra estiver aquém das necessidades do sistema, pode-se fragilizá-lo, se estiver além haverá investimentos ociosos. Portanto, a decisão sobre qual configuração de barra utilizar em uma dada subestação e a sua evolução ao longo do tempo é uma das tarefas mais importantes para a inserção de uma nova subestação no sistema elétrico.

A seguir são apresentados os principais tipos de configuração de barra utilizados em sistemas elétricos de média, alta e extra-alta tensão. De forma a simplificar os diagramas, somente os equipamentos necessários para diferenciar os tipos de configuração foram incluídos.

Podem-se dividir as configurações de barra de subestações em dois grandes grupos: o primeiro grupo, das configurações com conectividade concentrada. Neste grupo estão, por exemplo, as configurações em *barra simples* e as configurações do tipo *barra dupla disjuntor simples*. Uma das principais características das configurações deste grupo é que as contingências simples externas a elas, no geral, são menos severas do que as contingências simples internas à subestação, onde normalmente ocorre grande perda de circuitos.

O segundo grupo é o das configurações com conectividade distribuída. Neste grupo estão, por exemplo, as configurações em *anel simples* e em *barra dupla com disjuntor e meio*. Neste grupo, as contingências simples externas ou internas, normalmente, não provocam grande perda de circuitos, porém as contingências duplas podem provocar grandes perdas de circuitos, bem como a formação de ilhas elétricas no sistema.

A seguir são apresentadas as configurações de barras mais usuais utilizadas em sistemas elétricos de potência.

Barra Simples – BS

A figura 7 apresenta a configuração em *barra simples*. Trata-se de uma das mais simples configuração de barra e pode ser utilizada em subestações de pequeno porte em média e alta tensão, aplicadas em subestações de distribuição ou subestações industriais para atendimento a cargas específicas.

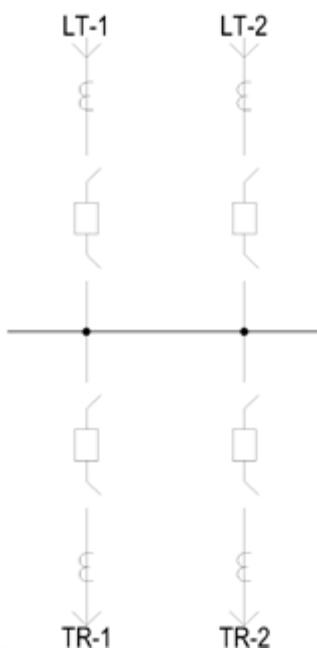


Figura 7 – Configuração em barra simples

No caso, o exemplo mostra duas linhas de transmissão alimentando dois transformadores. Se o sistema for redundante, apenas falhas ou manutenções programadas envolvendo o barramento e as chaves seccionadoras tornam a subestação indisponível. Se for necessário, pode-se lançar mão de recursos de baixo custo de modo a melhorar a flexibilidade operativa, como mostrado na figura 8.

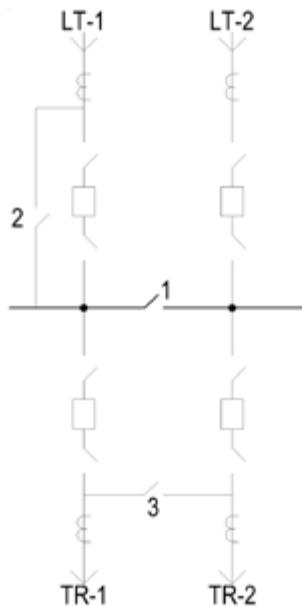


Figura 8 – Opções de melhorias para a configuração em barra simples

Pode-se, por exemplo, introduzir um seccionamento de barra com a instalação da chave seccionadora 1. Para falhas na barra, parte da subestação é recuperada, melhorando a sua disponibilidade. Ou pode-se instalar chaves de *bypass* nos disjuntores, como a chave seccionadora 2, que permite manutenções e reparos no disjuntor sem desligar elementos da transmissão. Neste caso, a proteção da linha LT-1, neste local, passa a ser feita pelos disjuntores remanescentes, expondo a subestação a um desligamento temporário. Há também a possibilidade da instalação de chave transversal, entre os transformadores, chave 3, de tal forma que um disjuntor possa proteger dois transformadores temporariamente, para liberar um dos disjuntores. Neste caso, os equipamentos dos *bays* (também chamados de vãos ou terminais) devem ter capacidade nominal compatível com a necessidade.

Barra Principal e Transferência – BP+T

A figura 9 apresenta a configuração em *barra principal e transferência* utilizada em subestações de média e alta tensão. Em algumas subestações de extra-alta tensão no Brasil, é possível também encontrar este tipo de configuração de barra. Aqui, a liberação de um disjuntor é realizada com auxílio das chaves de *bypass*, da barra e do *bay* de transferência, mantendo-se a proteção individual de cada circuito. As manobras são realizadas sem que haja desligamentos e somente pode ser liberado um disjuntor de cada vez.

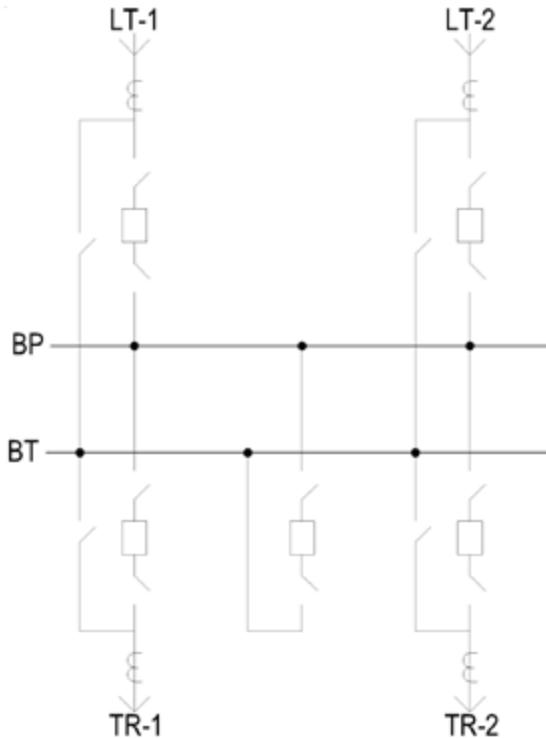


Figura 9 – Configuração em barra principal + barra de transferência

No processo (sequência de manobras para o *bypass* do disjuntor), ocorre a transferência da “linha de *trip*” do disjuntor do *bay* para o disjuntor de transferência de forma automática, realizada pelas unidades de controle que monitoram os estados de chaves e disjuntores e comutam automaticamente a proteção. Uma vez que o sistema está sincronizado nesta barra, a tensão e frequência é praticamente a mesma para todos os seguimentos da barra. Assim, fecham-se as chaves do *bay* de transferência, em seguida energiza-se a barra auxiliar, fechando-se o disjuntor. Em seguida, fecha-se a chave de *bypass* do *bay* desejado, abre-se o disjuntor do *bay* e, em seguida, as suas chaves. O disjuntor estará então liberado para manutenção ou reparos, e o circuito passou a ser protegido pelo disjuntor de transferência.

Embora esta configuração possua flexibilidade para a manutenção e reparos em disjuntores, a sua flexibilidade operativa é limitada, pois opera somente um barramento que limita a sua disponibilidade para ocorrências de falhas na barra e seccionadoras. Também impõe desligamentos para a sua expansão. Outro aspecto que é importante mencionar: tanto a barra quanto o *bay* de transferência permanecem ociosos durante grande parte do tempo (mais de 95% do tempo), dado que só operam em emergências. Na realidade, em operação normal (sem falhas ou manutenções) a configuração é similar à *barra simples* e, em emergências, é similar às configurações do tipo *barra dupla com disjuntor simples*. O ideal seria que no projeto fosse prevista a sua evolução para configuração do tipo *barra dupla com disjuntor simples*.

Barra Principal Seccionada e Transferência – BPS+T

Para subestações que foram projetadas sem esta perspectiva de evolução e tiveram aumento considerável do número de circuitos conectados, aumentando com isto o seu grau de importância no sistema, pode-se inserir (se houver espaço) um *bay* de seccionamento na barra principal, como mostrado na figura 10. Embora o seccionamento não elimine por completo o risco de perda total da subestação devido à ocorrência de falhas, a sua probabilidade é substancialmente reduzida, pois somente uma falha no disjuntor de seccionamento é que provocará este evento severo. A flexibilidade para a manutenção das secções de barras tem uma sensível melhora, mantendo-se a subestação parcialmente em operação.

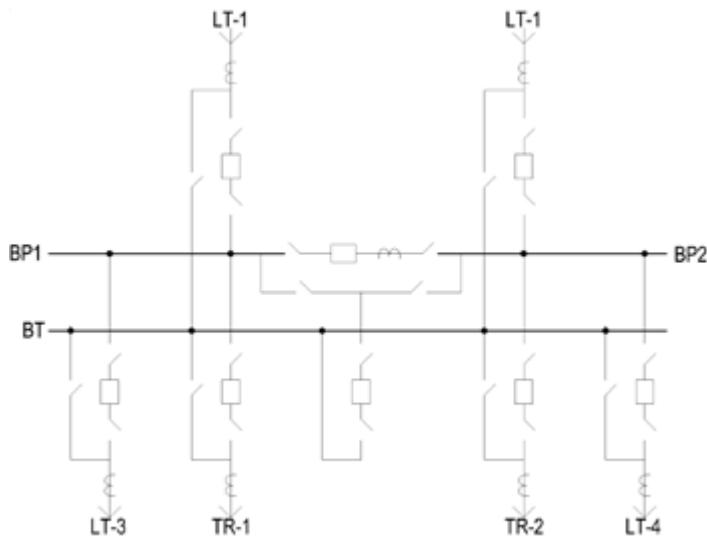


Figura 10 – Configuração em barra principal seccionada e transferência

Barra Dupla com Disjuntor Simples a Três Chaves – BD-Ds-3 ch

A figura 11 apresenta a configuração em *barra dupla com disjuntor simples a três chaves*. Nesta configuração, cada circuito do sistema pode ser conectado em qualquer das duas barras mediante o uso das chaves seletoras de barras. As duas barras operam normalmente e a presença de um conjunto de transformadores de corrente instalados no *bay* de interligação de barras permite a separação de zonas de proteção das barras, melhorando a disponibilidade da subestação para falhas em barras.

Devido à inexistência de chaves de *bypass*, a manutenção ou reparos em disjuntores retira de operação um circuito do sistema. Para sistemas marcadamente malhados e redundantes, este fato pode não ser relevante. Além disso, não ocorre a perda da configuração normal, minimizando, com isto, os riscos para o sistema. Na maioria dos casos em que se utiliza de chaves de *bypass*, a configuração normal é perdida e, nesta condição, o sistema é fragilizado.

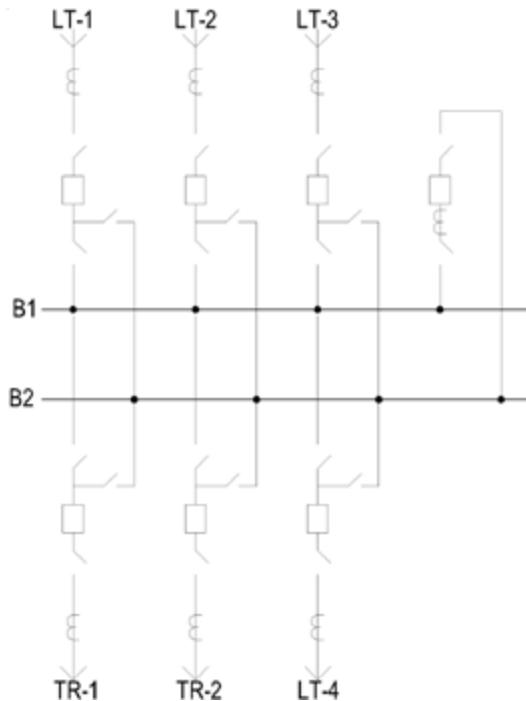


Figura 11 – Configuração em barra dupla com disjuntor simples a três chaves

Barra Dupla com Disjuntor Simples a Quatro Chaves – BD-Ds-4 ch

A figura 12 apresenta a configuração em *barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves*. Nesta configuração, acrescenta-se uma chave de *bypass* em cada *bay*, de forma que todo disjuntor possa ser liberado para manutenção e reparos sem que seja necessário desligar o circuito correspondente. Assim, aproveita-se a vantagem da operação normal em barra dupla e, em emergências para disjuntores, uma das barras, previamente definida, é utilizada como barra de transferência, permanecendo temporariamente dedicada a um *bay*. Somente é possível liberar (transferir) um disjuntor de cada vez.

A sequência de manobras é: remanejar os circuitos para a barra exclusiva de operação (B1), exceto o do *bay* a ser transferido que deve ser conectado à barra B2/BT; fechar a chave de *bypass* do referido *bay*, abrir o disjuntor a ser liberado e abrir as suas chaves de isolamento.

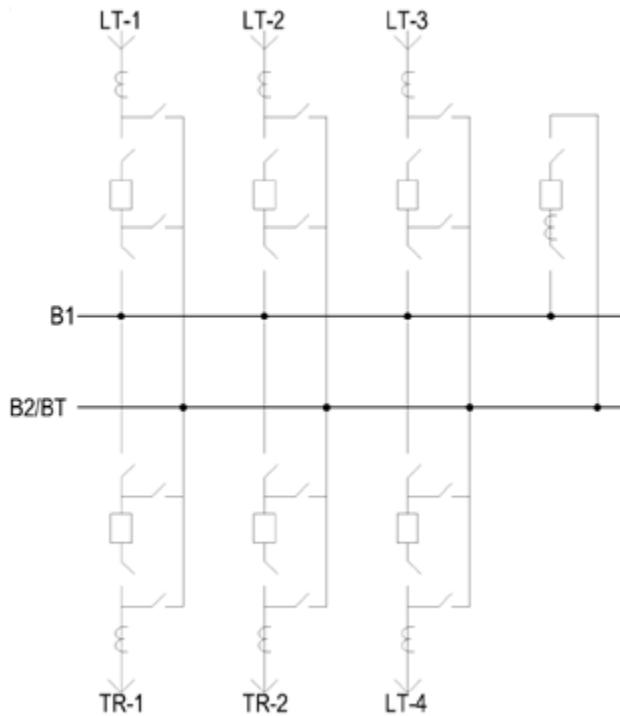


Figura 12 – Configuração em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves

Esta configuração, muito utilizada no Brasil, principalmente em 138 e 230 kV, optimiza os investimentos, de forma que apenas duas chaves por *bay* operam normalmente abertas, sendo que o disjuntor de interligação de barras também faz a função de transferência para liberação de disjuntores. Para subestações de pequeno e médio porte, em grande parte do tempo (da ordem de 95% do tempo), a subestação operará na configuração de operação normal. Durante aproximadamente 5% do tempo, a subestação poderá estar operando em configurações de emergência, onde somente uma barra poderá estar em operação, podendo com isto aumentar o risco para o sistema.

Esta configuração possui boa flexibilidade operativa, facilidades para a expansão, pois se pode liberar temporariamente uma barra sem que se provoquem desligamentos de circuitos do sistema. Também o seu arranjo físico é de fácil visualização, minimizando os riscos de acidentes.

Barra Dupla com Disjuntor Simples a Cinco Chaves – BD-Ds-5 ch

A configuração em *barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves*, apresentada na figura 13, é também muito utilizada no Brasil, principalmente nas tensões de 138 e 230 kV e em algumas subestações de 345 kV. Difere da solução anterior por possuir uma chave a mais por *bay*.

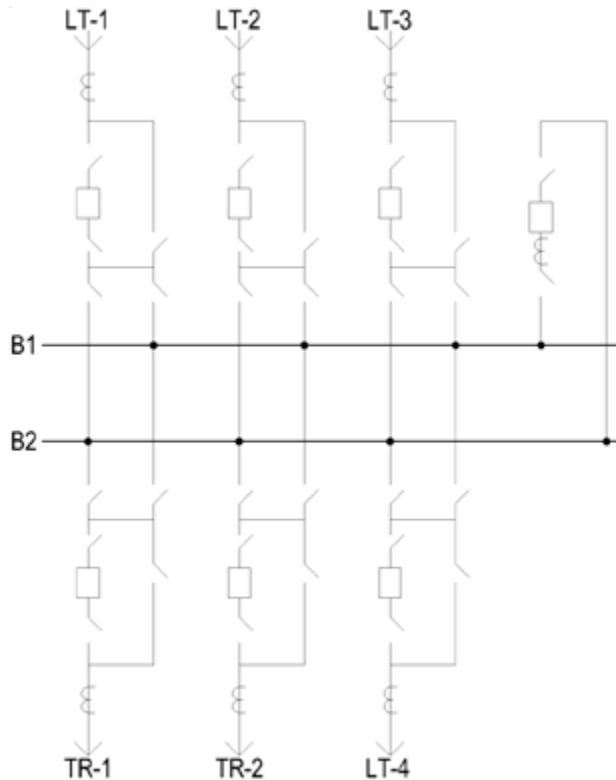


Figura 13 – Configuração em barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves

Aparentemente, o ligeiro aumento na flexibilidade operativa, já que não há uma barra previamente definida para operar como barra de transferência, não se traduz necessariamente em vantagens quando se faz uma análise global. Uma chave a menos por *bay* da configuração anterior significa um menor número de intertravamentos entre os equipamentos de manobras, uma menor probabilidade de falha na subestação (uma chave energizada a menos) e um custo final menor, já que o número de equipamentos e a área energizada são menores.

Em subestações que tiveram a sua implantação com configurações a cinco chaves, é conveniente manter a sua evolução na mesma configuração para efeito de padronização do projeto, das normas operativas, minimizando-se com isto acidentes devido a manobras indevidas. O mesmo comentário vale para um subsistema com várias subestações de um determinado tipo, operadas por um mesmo grupo de técnicos. A introdução de um novo tipo de configuração, para um mesmo nível de tensão, deve ser previamente discutida com as equipes de operação e manutenção.

Barra Dupla com Disjuntor Simples a Três e Quatro chaves – BD-Ds-3 e 4 ch

Às vezes, para atender a uma subestação específica, uma configuração mista pode ser a solução. A figura 14 apresenta uma configuração de barras onde os *bays* que conectam máquinas são do tipo a três chaves, e os *bays* de linhas do tipo a quatro chaves.

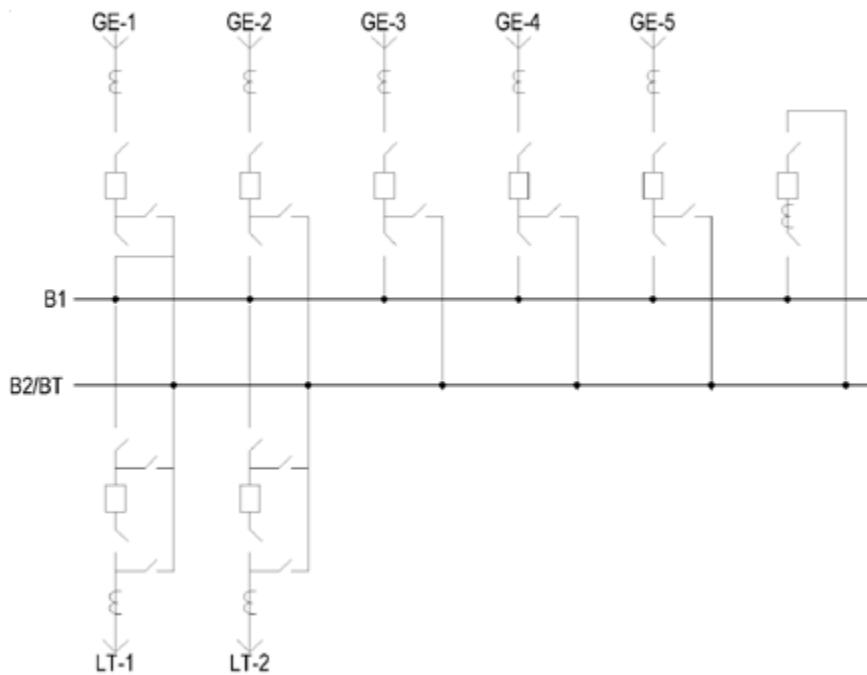


Figura 14 – Configuração em barra dupla com disjuntor simples a três e quatro chaves

A premissa é que, de maneira geral, em usinas hidrelétricas o fator de capacidade médio é da ordem de 50%. Isto significa que em parte do tempo há geradores desligados e que, ao entrarem em manutenção programada, se pode incluir os equipamentos do *bay* para a manutenção no mesmo período, reduzindo a necessidade de instalação de chaves de *bypass*. Para os *bays* de linhas, como mostrado, são mantidas as chaves de *bypass*, pois a intenção é que as duas linhas estejam sempre em operação. Para usinas com reduzido número de geradores, potência unitária elevada e alto fator de capacidade, esta solução pode não ser a melhor opção.

Barra Dupla e Transferência com Disjuntor Simples a Três e Quatro Chaves – BD+T

Para usinas hidrelétricas de grande porte e elevado número de máquinas, porém com média potência unitária, pode ser conveniente (ou necessário) se evitar configurações que em emergências aumentem os riscos para o sistema. A figura 15 apresenta a configuração em *barra dupla e barra de transferência com disjuntor simples a três e quatro chaves*.

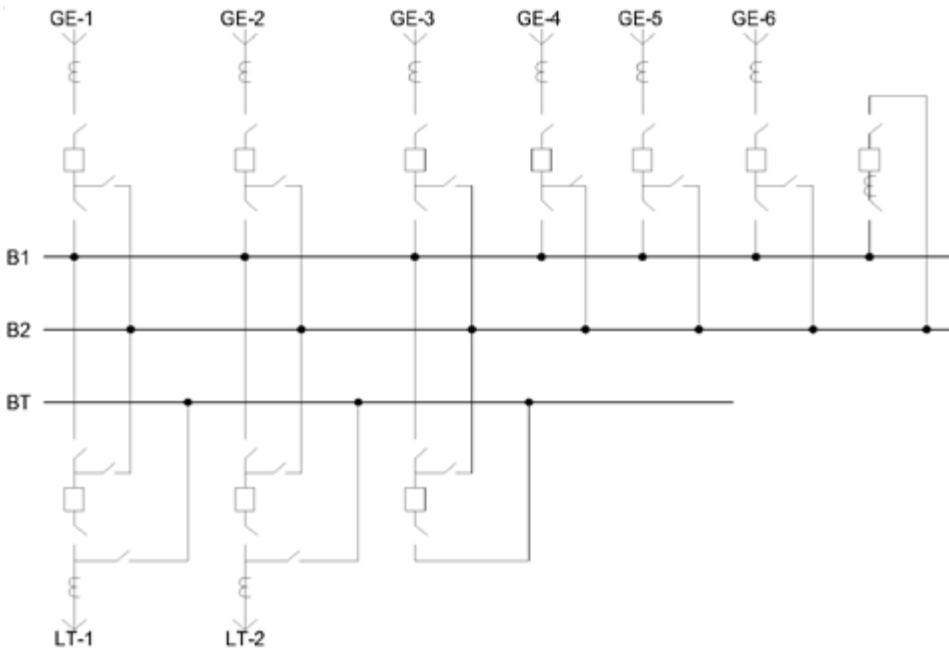


Figura 15 – Configuração em barra dupla e barra de transferência

É importante observar que a utilização de chaves de *bypass* nos *bays* de linhas juntamente com uma barra auxiliar (terceira barra) proporciona alta flexibilidade operativa, reduzindo número de manobras sem a alteração na configuração normal de operação da subestação para o caso de liberação de disjuntores de linhas para manutenções e reparos. Como indicado, a barra auxiliar pode ter comprimento reduzido, suficiente para alcançar os *bays* de linhas. Há usinas hidrelétricas de grande porte no Brasil que se utilizam de configurações similares à apresentada. Embora seja um tipo de configuração de barra em desuso devido à necessidade de se adotar uma terceira barra, para determinadas situações específicas esta solução pode se mostrar viável e competitiva com outros tipos de configuração de barra.

Barra Dupla Seccionadas com Disjuntor Simples a Quatro Chaves – BDS-Ds-4 ch

Para subestações de transmissão, onde os cenários de longo prazo são de difíceis previsões, é importante que durante a fase de planejamento e projeto da subestação sejam previstas facilidades para que no futuro a subestação possa ter seu desempenho melhorado. Por exemplo, pode ocorrer de, na fase de implantação, a subestação só possuir três ou quatro *bays* e assim permanecer por vários anos. Porém, uma decisão macroeconómica pode introduzir um cenário que faz com que a subestação alcance, por exemplo, 10 *bays*, aumentando a conectividade do sistema nesta barra. Se nenhuma previsão foi feita, poderá haver dificuldades para melhorar o seu desempenho e atender às necessidades do sistema elétrico neste novo cenário.

A figura 16 apresenta uma configuração de subestação em *barra dupla seccionadas com disjuntor simples a quatro chaves*. Esta poderia ser a previsão de configuração final de todas as subestações de transmissão (ou de boa parte delas) em extra-alta tensão em barra dupla e disjuntor simples a quatro ou cinco chaves. Durante a fase de projeto, espaços deveriam ser reservados para que no futuro, caso necessário, novos equipamentos pudessem ser instalados, melhorando o desempenho da subestação.

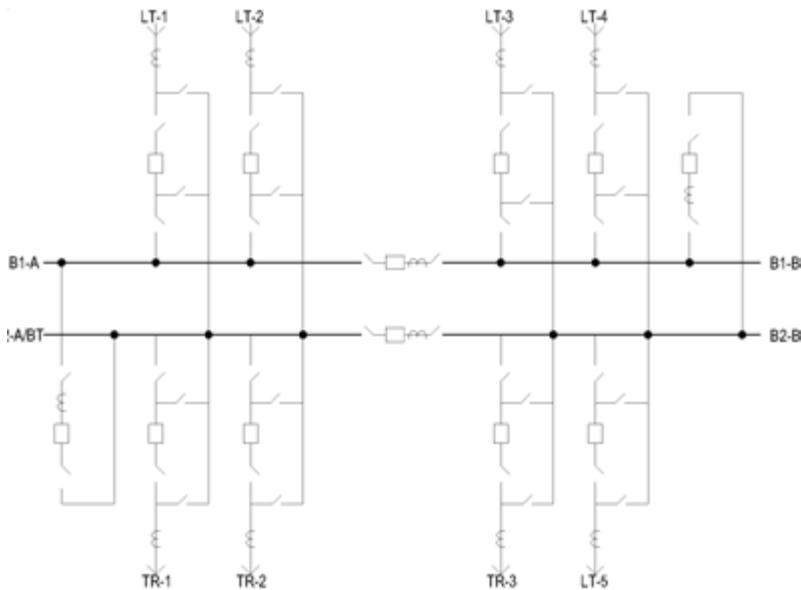


Figura 16 – Configuração em barra dupla seccionada disjuntor simples a quatro chaves

As quatro seções de barras interligadas, operando cada uma com sua própria proteção diferencial, em operação normal evitam grande perda de circuitos para falhas em seções de barras. A configuração permite também o *bypass* de um disjuntor mantendo-se os demais circuitos divididos entre três seções de barras, ou o *bypass* de dois disjuntores simultaneamente mantendo-se os demais circuitos divididos entre duas seções de barras.

É importante comentar que a configuração final, juntamente com uma adequada distribuição de circuitos nas seções de barra da subestação, pode reduzir substancialmente os riscos para o sistema, mas não possuiará o mesmo desempenho de configurações de barras superiores como, por exemplo, a configuração em *barra dupla com disjuntor e meio e anel*, conforme descritas a seguir.

Anel Simples – AN

A figura 17 apresenta a configuração em *anel simples*. Observa-se que os quatro circuitos são conectados por meio de um laço elétrico formado pelos equipamentos do pátio de manobras. Esta configuração, embora econômica e flexível, tem o inconveniente de expor o sistema elétrico devido a falhas externas ao pátio em segundas contingências.

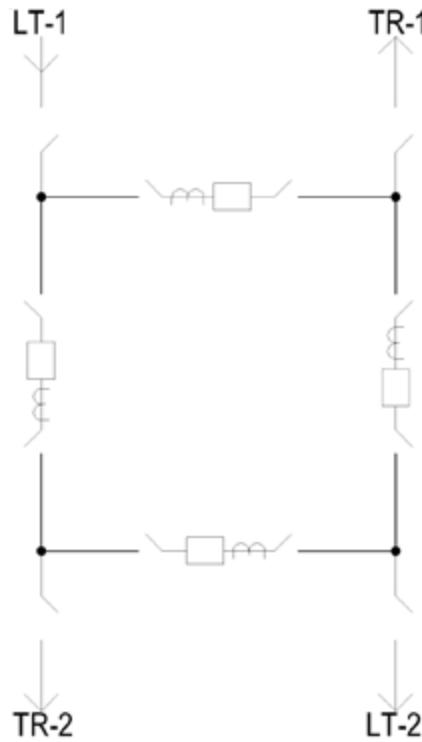


Figura 17 – Configuração em anel simples

Por exemplo, se um dos disjuntores associados à linha LT-2 estiver isolado para reparos ou manutenção programada e ocorrer uma falha na linha LT-1, haverá grande perda de configuração na subestação. O mesmo pode acontecer se a segunda contingência for falha em disjuntor e atuação da proteção de retaguarda. São eventos em contingência dupla, portanto de menores probabilidades. Assim, para esse tipo de configuração e, também, para a configuração em barra dupla com disjuntor e meio, que será apresentado mais adiante, sempre que um circuito for desligado por um período de tempo elevado, a configuração da subestação deverá ser recomposta, fechando-se os disjuntores dos circuitos que estão fora de serviço.

Há também certas dificuldades de projetos para a sua expansão e, dependendo das rotas das linhas, localização do pátio de transformadores etc., pode haver necessidades de cruzamentos entre circuitos para as conexões à subestação.

Anel Múltiplo – ANM

Para barras do sistema elétrico em que é necessário maior segurança e disponibilidade, a configuração em *anel múltiplo* será mais adequada. A figura 18 apresenta um tipo mais usual desta configuração. Destaca-se que há várias subestações em 230, 345 e 500 kV com configurações similares a esta em operação no sistema elétrico brasileiro.

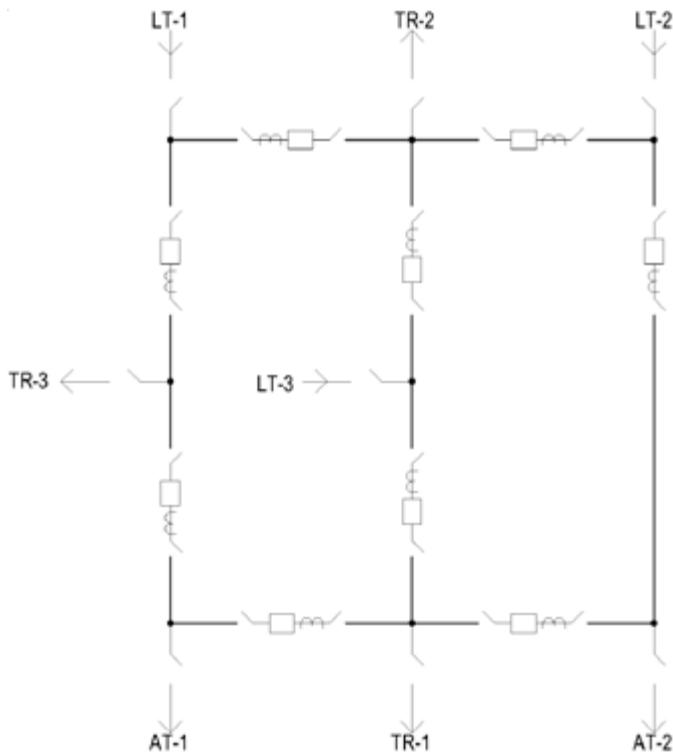


Figura 18 – Configuração em anel múltiplo

A configuração continua a ser econômica, conectam-se oito circuitos com apenas nove disjuntores. Neste porte, a instalação de um segundo laço elétrico, contíguo ao primeiro, conduz à estabilidade da configuração para os eventos descritos anteriormente. Isto se, sempre que um circuito for desligado, a configuração da subestação for recomposta, fechando-se os disjuntores dos circuitos que estão fora de serviço. As dificuldades relativas à expansão da subestação não é minorada em relação à configuração anterior.

Observa-se que para conectar as chegadas de linhas, pátio de transformadores e pátio de autotransformadores tirando-se o melhor proveito da configuração, como mostrado na figura anterior, haverá necessidade de se utilizar cruzamentos de circuitos. Este recurso pode introduzir certas dificuldades no projeto do arranjo físico e atrapalhar a visualização de equipamentos durante ações de manutenções no pátio.

É importante também mencionar que a configuração não é simétrica, isto é, há dois terminais na subestação (TR-1 e TR-2) que são protegidos por três disjuntores, enquanto que os demais por dois disjuntores. Nestes terminais, o ideal seria evitar a conexão de linhas de transmissão, de unidades geradoras e de elementos de compensação de reativos que requeiram manobras frequentes. Na hipótese de se ter contingências duplas envolvendo estes terminais, haverá a separação de circuitos na subestação (formação de ilhas elétricas no sistema), com consequências que podem ser severas para o sistema elétrico.

Barra Dupla com Disjuntor e Meio – BD-D1/2

Para determinadas barras do sistema, onde a segurança é um fator essencial, pode-se adotar configuração de desempenho superior, como a configuração em *barra dupla com disjuntor e meio* mostrada na figura 19.

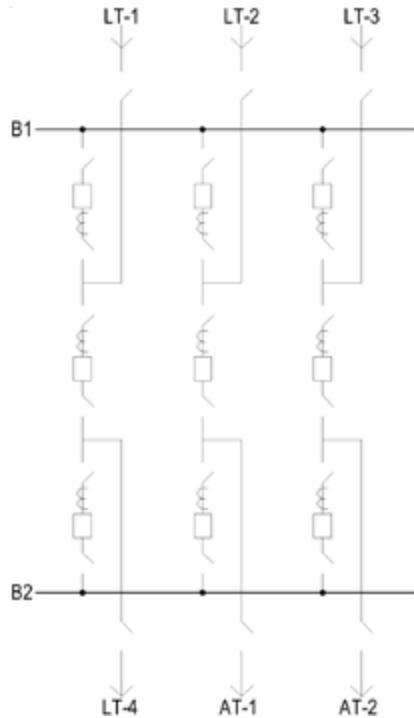


Figura 19 – Configuração em barra dupla com disjuntor e meio

Esta configuração se torna estável (menores perdas de configuração devido às ocorrências de falhas) com a existência do segundo laço elétrico, como mostrado. Mesmo com a saída das duas barras de operação, em situações envolvendo contingências duplas, a perda da configuração leva a separação dos circuitos, isto é, perda de sincronismo nesta barra do sistema, porém mantendo-se a continuidade nos circuitos.

Este fato pode ser um evento menos crítico do que a perda total de conectividade na subestação, dependendo das condições operativas do sistema no momento da falha. Não há restrições preestabelecidas, do ponto de vista da proteção da subestação, à operação nestas condições, a não ser eventuais sobrecargas nos próprios circuitos.

Esta configuração, usual nas subestações acima de 345 kV do sistema elétrico brasileiro, possui boa flexibilidade operativa, facilidades para a sua expansão e fácil visualização dos equipamentos no pátio de manobras devido ao arranjo físico adotado: equipamentos instalados entre as barras. No entanto, comparativamente com outras configurações de barra, esta configuração é de custo relativamente elevado. Para a conexão de seis circuitos, são necessários nove disjuntores (um e meio por *bay*), nove conjuntos de TC's e 24 chaves seccionadoras. Portanto, é necessário realizar um balanço entre a real necessidade para o sistema elétrico e os investimentos para a sua implantação e evolução.

Barra Dupla com Disjuntor e Meio Modificado – BD-D1/2-M

Às vezes a solução para compatibilizar a necessidade de se implantar uma subestação com redução de custos e de se resguardar a segurança do sistema no futuro é a adoção da configuração em *barra dupla com disjuntor e meio modificado*, mostrado na figura 20.

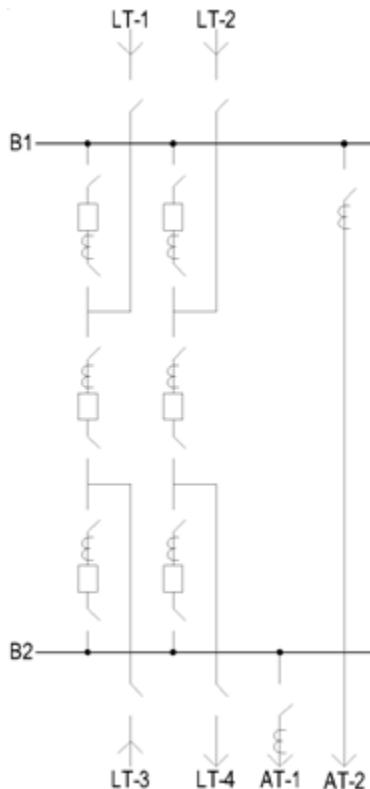


Figura 20 – Configuração em barra dupla com disjuntor e meio modificado – 6 terminais

Observa-se que esta configuração, neste estágio, nada mais é do que um *anel simples* com seis terminais, semelhante àquele apresentado anteriormente na figura 17. A redução de custo (na verdade uma postergação por um determinado período) é significativa, não havendo questões técnicas que impeçam seu uso. Porém, alguns cuidados devem ser tomados: (i) o sistema de proteção deve permitir a rápida identificação da falha, separando falha na barra de falha nos autotransformadores conectados diretamente às barras, (ii) não devem ser conectados diretamente às barras linhas de transmissão elementos de compensação de reativos (bancos de capacitores ou de reatores), ou unidades geradoras. No caso de transformadores ou autotransformadores que se utilizam destas conexões, e operem em paralelo, as suas proteções de sobrecargas devem abrir somente os disjuntores do outro pátio de manobras, de modo a se evitar a formação de ilhas elétricas.

Em um estágio posterior, com um limite de até oito terminais na subestação, também seria possível a operação. A figura 21 mostra um exemplo. Observe que esta configuração é semelhante a aquela em *anel múltiplo*, apresentada anteriormente na figura 18, onde dois terminais da subestação são protegidos por três disjuntores.

Para promover esta redução de custos com a utilização temporária de configurações em *barra dupla com disjuntor e meio modificado*, são necessários estudos criteriosos, embasados por avaliações quantitativas que retratem as consequências para o sistema elétrico.

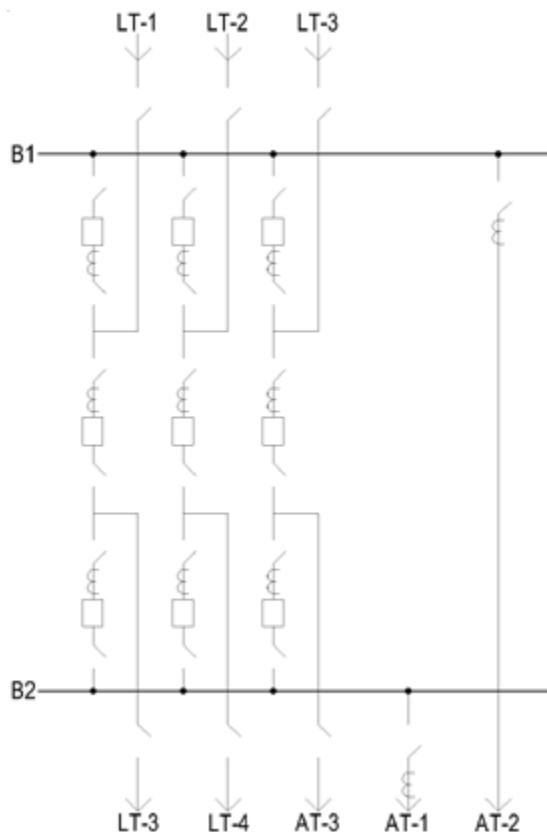


Figura 21 – Configuração em barra dupla com disjuntor e meio modificado – 8 terminais

Barra Dupla com Disjuntor e Um Terço – BD-D1/3

Embora no Brasil praticamente não tem sido utilizada, a configuração em *barra dupla com disjuntor e um terço*, mostrada na figura 22, pode ser uma solução de menor custo que a configuração em *barra dupla com disjuntor e meio* e propiciar também um desempenho superior em relação às demais configurações apresentadas. A sua utilização em subestações com elevados fluxos de potência, como por exemplo, em subestações elevadora/manobra de usinas hidrelétricas, cujo número de máquinas seja aproximadamente o dobro do número de linha de saída, poderia ser uma solução técnico-econômica ótima.

Uma avaliação das condições físicas do local, das rotas de linhas etc., pode indicar vantagens para este tipo de configuração de barra. Esta configuração pode levar vantagem em relação à configuração em *barra dupla com disjuntor e meio* na condição de perda das duas barras, pois a separação de circuitos se dá em menor grau, podendo acarretar um ilhamento elétrico menos severo. Ressalta-se que em determinados países, como o Canadá, esta configuração é largamente empregada em subestações de extra-alta tensão.

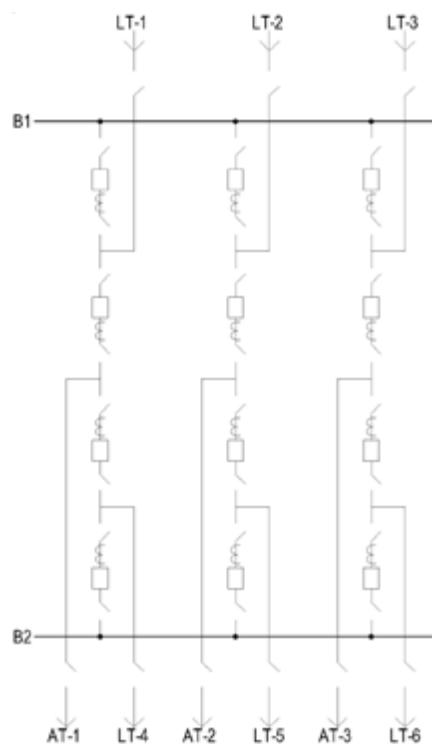


Figura 22 – Configuração em barra dupla com disjuntor e um terço

Barra Dupla com Disjuntor Duplo – BD-Dd

Para subestações muito específicas, com reduzido número de *bays* e alta capacidade de potência por *bay*, como por exemplo, em conexões de usinas nucleares, a configuração em *barra dupla com disjuntor duplo* pode ser uma solução apropriada. A figura 23 ilustra a situação. É importante observar que nesta configuração não há disjuntor de interligação de barras. Embora esta configuração seja de alto desempenho, uma eventual perda das duas barras (baixa probabilidade) provoca a perda total de conectividade na subestação, ficando, sob este aspecto, em desvantagem em relação às configurações em *barra dupla com disjuntor e meio* e *barra dupla com disjuntor e um terço*. Um pátio com esta configuração de barra é de custo elevado e só deve ser aplicado quando um estudo quantitativo criterioso embasar a decisão.

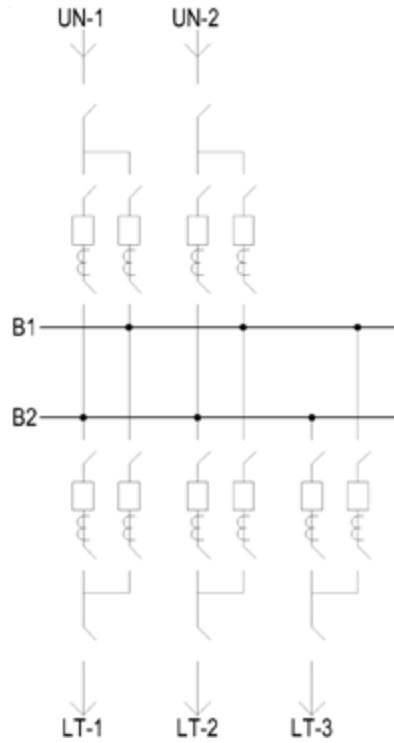


Figura 23 – Configuração em barra dupla com disjuntor duplo

As configurações com conectividade distribuída, apresentadas anteriormente, têm sido projetadas no Brasil, de maneira geral, com os equipamentos dispostos entre os seus barramentos, como indicado nos diagramas unifilares. Porém, é possível para a mesma configuração de barra se ter um arranjo físico diferente, com os equipamentos instalados fora das barras, como indicado na figura 24.

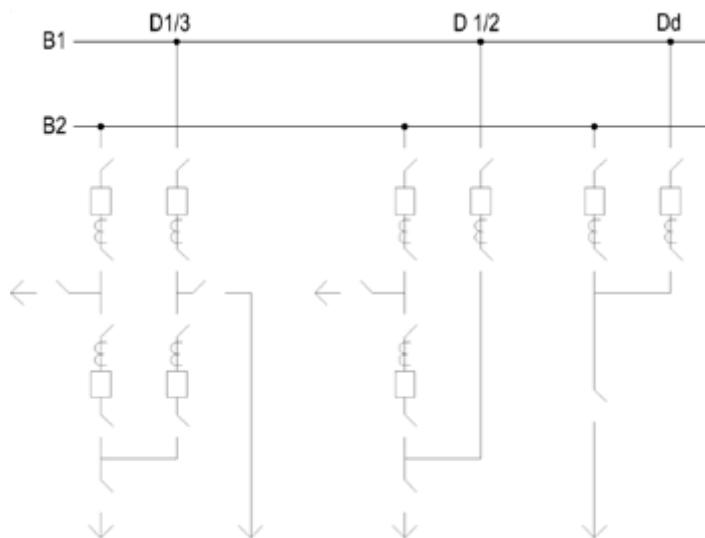


Figura 24 – Equipamentos instalados fora das barras

As rotas de chegadas das linhas, bem como as condições físicas locais podem influir para se optar por uma ou outra solução de arranjo físico. Também, se for vantajoso ou necessário, é possível a adoção de mais de um tipo de *bay* no mesmo pátio de manobras. A figura 24 mostra um *bay* em *barra dupla com disjuntor e um terço*, um em *barra dupla com disjuntor e meio* e outro em *barra dupla com disjuntor duplo*. Por exemplo, a subestação elevadora/manobra da UHE Itaipu 500 kV se utiliza deste tipo de solução: *bays* em disjuntor e meio para a conexão de máquinas e em disjuntor duplo para as linhas de transmissão. Só vale à pena este tipo de solução se ficar comprovada a sua vantagem sobre a solução convencional, com apenas um tipo de *bay*.

4. CLASSIFICAÇÃO QUALITATIVA DE CONFIGURAÇÕES DE BARRA

Ao longo do item anterior, foram comentados vários aspectos técnicos envolvendo a definição de configurações de barra de subestações. Nem todos os atributos de uma dada configuração de barra são quantificáveis. Muitos deles são qualitativos com base na experiência acumulada e nas práticas de projeto. Por isto, tem certa dose de subjetividade e a sua graduação pode variar, dependendo do grupo de técnicos que a definem. Abaixo são definidos os atributos usualmente adotados para classificar as configurações de barra.

- Flexibilidade operativa – FO

Caracterizada pela capacidade de disponibilizar um componente do pátio de manobras para manutenção ou reparo com um mínimo de manobras, preferencialmente sem perda de continuidade na subestação.

- Facilidades para expansão – FE

Caracterizada pela capacidade de realizar conexões de novos *bays* na subestação com o menor número de desligamento possível e com interferência mínima nos *bays* já instalados.

- Simplicidade do sistema de proteção – SP

Caracterizada pelo reduzido nível de intertravamento entre os componentes de manobra do pátio e pela ausência ou reduzida necessidade de transferências da atuação da proteção.

- Confiabilidade – CF

Caracterizada pela máxima disponibilidade de continuidade entre os circuitos da subestação frente às ocorrências de falhas.

- Custos – CS

Custo total da subestação referente ao pátio de manobras.

Com base nos conceitos acima, a tabela 1 apresenta um resumo com a classificação das principais configurações de barra apresentadas. Ressalta-se que esta classificação é de caráter comparativo qualitativo geral e não capta pequenas diferenças entre configurações de barras próximas. Para a seleção criteriosa de configuração de barra de subestação, são necessários estudos quantitativos para embasar decisões.

Tabela 1 – Comparação qualitativa entre as configurações de barra descritas

Configuração	Atributos (1 → pior e 4 → melhor)				
	FO	FE	SP	CF	CS
BS	1	1	4	1	4
BP+T	2	2	3	1	3
BPS+T	2	1	3	2	3
BD-Ds-3 ch	2	4	3	2	3
BD-Ds-4 ch	3	3	1	3	3
BD-Ds-5 ch	3	3	1	3	3
BD-Ds-3 e 4 ch	3	3	2	3	3
BD+T	4	3	2	4	2
BDS-Ds-4 ch	4	3	2	4	2
AN	3	2	3	2	3
ANM	3	2	2	3	2
BD-D1/2	4	4	3	4	2
BD-D1/2-M	3	3	2	3	2
BD-D1/3	4	4	3	4	2
BD-Dd	4	4	3	4	1

5. SUBESTAÇÕES ISOLADAS A GÁS SF₆ – GIS

A tendência de equipamentos para pátios de manobras de subestação caminha no sentido de sua compactação. A necessidade de instalação de subestações em áreas cada vez menores, a custos unitários cada vez maiores, principalmente no nível de subtransmissão, próximo às grandes cidades, estimulam a adoção de soluções compactas.

As subestações isoladas a gás SF₆ (GIS) possuem posição de destaque quando é necessária a redução de área para implantação de subestações, envolvendo desde subestações de distribuição, passando por subestações de transmissão em extra-alta tensão, até subestações de usinas hidrelétricas, instaladas no interior de casas de forças.

As vantagens da subestação isolada a gás SF₆, além da compactação, são baixas indisponibilidades de seus módulos, quando comparados com equipamentos isolados em ar [1]: baixa necessidade de manutenção e longa vida útil.

As unidades de transporte, ou até mesmo *bays* completos montados, são testadas na fábrica e possibilitam a redução de tempo e custos de montagem e comissionamento.

Equipamentos GIS são, em geral, de construção modular, com invólucro fabricado em alumínio. Todos os componentes, como disjuntores, barramentos, chaves de terra, seccionadoras, transformadores de tensão, transformadores de corrente e conexões são montados em invólucros aterrados com gás SF₆ como meio dielétrico.

Até a tensão de 170 kV, as três fases da GIS são montadas em um único invólucro, sendo que para tensões mais elevadas, os invólucros podem ser monofásicos (fases segregadas), trifásicos ou a combinação dos dois.

Embora os tempos médios de reparos dos módulos de uma GIS sejam maiores do que os tempos para os equipamentos isolados em ar, as taxas de falhas são menores, resultando em menores indisponibilidades dos módulos blindados. A combinação desta vantagem com um arranjo físico adequado conduz a subestação GIS à melhores indicadores de confiabilidade.

A figura 25 mostra um corte de uma subestação GIS com configuração em barra dupla com disjuntor simples a três chaves [2].

O invólucro é mostrado em azul, as partes vivas em vermelho e o volume isolado a gás em amarelo. Os dois barramentos ① estão dispostos em posição elevada na horizontal. Em seguida, em compartimento vertical, estão localizadas as duas chaves seletoras ② de barras, que se conectam ao disjuntor ③, instalado no piso em posição horizontal. Em seguida o transformador de corrente ④, sobreposto ao invólucro, a chave seccionaladora com chave de terra no lado da linha ⑤, o transformador de potencial ⑥, chave de terra ⑦ e, finalmente, a bucha SF₆/Ar ⑧.

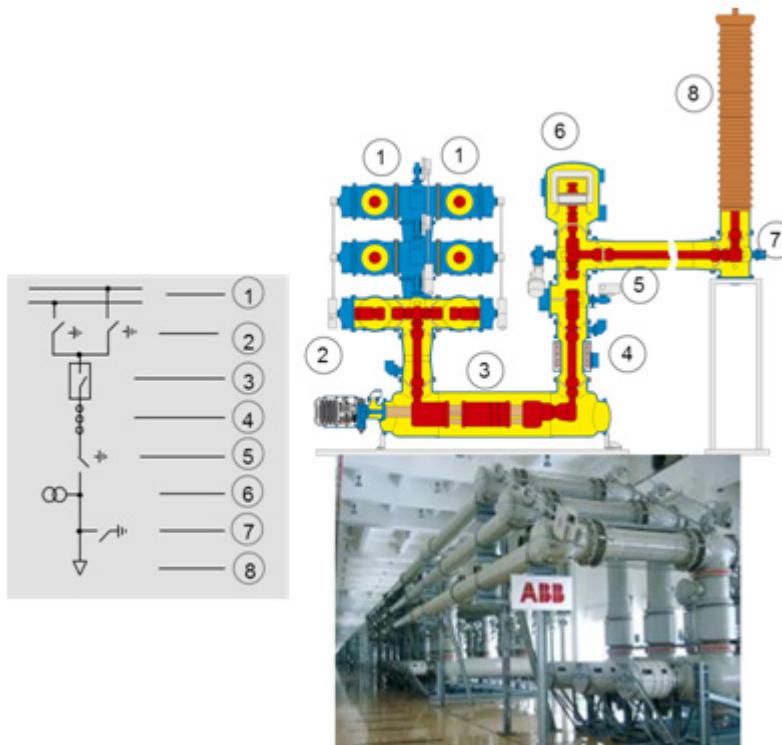


Figura 25 – Corte de uma GIS [2]

6. MÓDULOS COMPACTOS

Uma solução intermediária entre subestação convencional, isolada a ar, e subestação isolada a gás SF₆ é o equipamento compacto híbrido. Neste caso, os equipamentos são isolados a gás SF₆, permitindo sua compactação, porém a conexão é feita por barramentos isolados a ar. Estes módulos híbridos proporcionam redução de espaço e podem proporcionar melhores indicadores de confiabilidade para a subestação, dependendo de sua configuração de barra. São principalmente aplicáveis para substituição de equipamentos danificados ou superados, mas também para novas subestações, principalmente na distribuição de energia [3], [4] e [5].

A figura 26 mostra exemplos de módulos híbridos compactos isolados a gás SF₆ de diferentes fabricantes [6] e [7].

Os módulos são compostos de transformadores de corrente de bucha (1), chave seccionadora e de aterramento (2) e disjuntor (3), as chaves e o disjuntor são instalados no mesmo compartimento com isolamento a gás SF₆, painel de controle (4) e buchas SF6/Ar. Devido à tecnologia utilizada, oriunda de subestações isoladas a gás (*Gas Insulated Switchgear – GIS*), a indisponibilidade dos módulos híbridos é menor do que o conjunto equivalente de equipamentos isolados em ar, porém as suas chaves não têm a função de isolamento elétrico para a manutenção ou reparo do disjuntor.

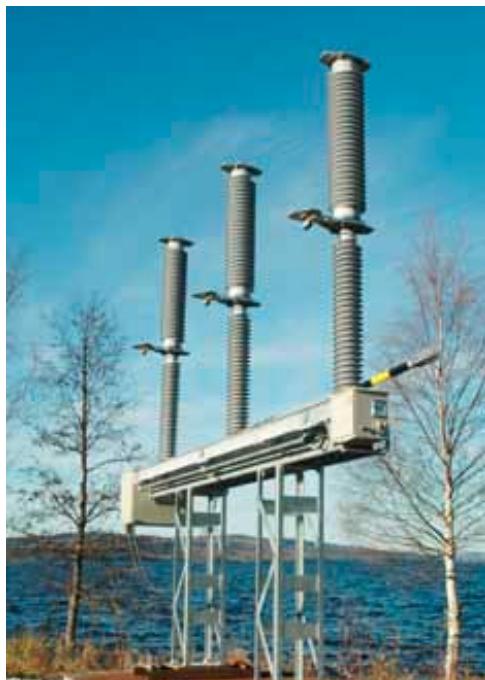


Figura 26 – Módulo compacto em SF₆ [6] e [7]

Outra solução compacta em uso em países da Europa prevê a utilização de equipamentos isolados a ar (AIS), utilizando um disjuntor especial chamado de *Disconnecting Circuit Breaker* (DCB), que acumula as funções de disjuntor e chave seccionadora.

Segundo o fabricante [8], trata-se de uma evolução do disjuntor convencional, onde o aperfeiçoamento das câmaras de extinção e a redução de seu número, eliminando também os capacitores de equalização permitiram que o afastamento dos contatos do disjuntor (na posição aberto) garanta as distâncias de segurança (isolamento) equivalente das chaves seccionadoras, podendo ser homologado como tal por normas internacionais (IEC).

O DCB é montado em uma estrutura suporte, típica de disjuntor convencional, na qual uma lâmina de terra motorizada é instalada. As figuras 27 (a) e (b) apresentam o DCB com a lâmina de terra aberta e fechada, respectivamente. Neste caso, como não há chaves seccionadoras na subestação, a execução de manutenção ou reparo em disjuntor requer, no mínimo, desligamentos temporários na barra da subestação para a sua desconexão.



(a) Lâmina de terra aberta



(a) Lâmina de terra fechada

Figura 27 – DCB – Disconnecting Circuit Breaker [8]

7. A LEGISLAÇÃO E AS SUBESTAÇÕES DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Abaixo, de forma resumida, são descritos os principais aspectos envolvendo as configurações de barra de subestações do sistema elétrico brasileiro.

Referências de Configurações de Barra

O documento “Padrões de Desempenho da Rede Básica e Requisitos Mínimos para as suas Instalações” [9], em seu Submódulo 2.3, estabelece que:

- Pátios de manobras de subestações da rede básica com tensão igual ou superior a 345 kV devem ser concebidos com configuração de barra em *barra dupla com disjuntor e meio*.
- Pátios de manobras de subestações da rede básica com tensão igual a 230 kV devem ser concebidos com configuração de barra em *barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves*.
- As configurações de barra acima são definidas para a fase final. Na fase de implantação da subestação podem ser avaliadas configurações mais simples, dependendo da configuração da rede básica, a serem analisadas pelo ONS. Porém, devem permitir a sua evolução para as configurações padrões definidas, com as áreas adquiridas já na fase de implantação.
- As configurações padrões são definidas para subestações convencionais, isoladas em ar. Podem ser aceitas para análise do ONS configurações com tecnologias diferentes como, por exemplo, as subestações isoladas em SF₆ – GIS.

As duas configurações de barra padrões foram apresentadas e comentadas no item 2 anterior. Aqui são reapresentadas nas figuras 28 e 29. Neste exemplo específico, ambas as configurações possuem quatro entradas para linhas e duas conexões para transformadores.

Com base nos custos do banco de preços da Aneel [10], é possível realizar uma estimativa de custos destas subestações. Ressalta-se que este banco possui custos para as configurações de barra mais usuais existentes no sistema elétrico brasileiro e representa uma boa estimativa, uma vez que tem como base os custos reais praticados em instalações já construídas.

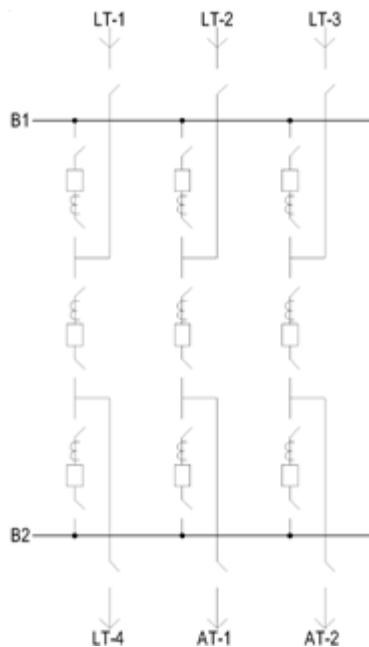


Figura 28 – Configuração em barra dupla com disjuntor e meio – 500 kV

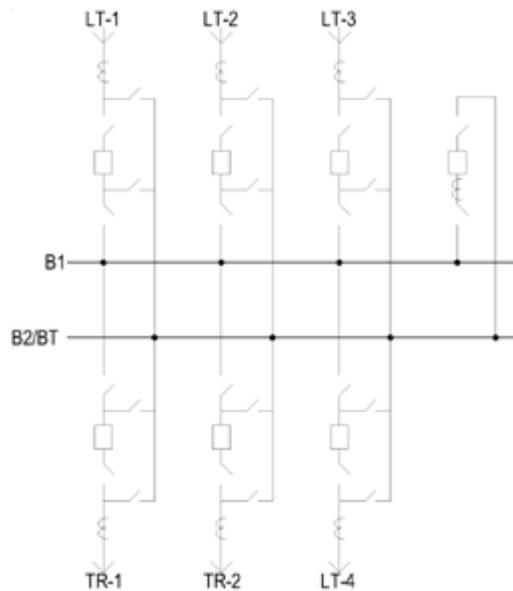


Figura 29 – Configuração em barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves – 230 kV

As tabelas 2 e 3 a seguir mostram a estimativa de custos para as duas configurações com valores discriminados para os módulos de manobras (que inclui todos os equipamentos e estruturas do *bay*, também chamado de vão ou terminal) e módulo geral da subestação (que inclui toda a infraestrutura geral e dos módulos de manobras), para a região Sudeste em subestação implantada em área rural, que é uma das opções do banco de preços, escolhida apenas como exemplo.

Tabela 2 – Custos de implantação do pátio de manobras da figura 28

Quantidade	Descrição	Custo unitário*	Custo total*
		(valores em milhões de Reais)	(valores em milhões de Reais)
01	Módulo de Infraestrutura**	13,80	13,80
02	Conexão de Transformador	6,02	12,04
04	Entrada de Linha	6,75	27,00
03	Interligação de Barras	6,43	19,29
Custo total			72,13

** Inclui módulo geral e módulos de manobras

* US\$ 1,00 = R\$ 2,00

Tabela 3 – Custos de implantação do pátio de manobras da figura 29

Quantidade	Descrição	Custo unitário*	Custo total*
		(valores em milhões de Reais)	(valores em milhões de Reais)
01	Módulo de Infraestrutura**	6,68	6,68
02	Conexão de Transformador	2,23	4,46
04	Entrada de Linha	3,15	12,60
01	Interligação de Barras	1,94	1,94
Custo Total			25,68

** Inclui módulo geral e módulos de manobras

* US\$ 1,00 = R\$ 2,00

Como pode ser observado nas tabelas de custos, implantação de subestações requer capital intensivo que deverá ser remunerado via receita. Um estudo que implique a redução de, por exemplo, uma conexão de transformador em 230 kV, proporciona uma redução de custo (ou postergação de investimentos) de mais de dois milhões de reais. Ao considerarmos a escala do setor elétrico, nos diversos níveis de tensão, estão em jogo vultosos investimentos que devem requerer a máxima eficiência para resultar um mínimo gasto.

Qualidade dos Serviços da Transmissão

Com a desregulamentação no setor da transmissão de energia, ocorreu a desverticalização, do setor elétrico brasileiro, com a entrada em cena dos agentes da transmissão. Ao participarem de leilões, se submetem aos documentos de diretrizes da Aneel e ONS para especificação e construção do empreendimento, segundo edital que define as suas linhas gerais.

Empresas privadas que prestam serviços de transmissão disponibilizam ao ONS, para as atividades de coordenação e controle, as instalações a serem integradas à rede básica, via CPST – Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão, e, em contrapartida, recebem uma receita (RAP – Receita Anual Permitida) previamente definida em leilão.

Para manter a qualidade global do sistema, é necessário que cada segmento ou agente fique submetido a critérios de qualidade de prestação dos serviços vinculados à receita auferida e fiscalizados pela Aneel.

Assim, as funções de transmissão (FT) são monitoradas ao longo do tempo, sendo colhidos indicadores de continuidade em termos de frequência e duração dos desligamentos (programados ou não). Uma função de transmissão é composta de seu componente principal e dos equipamentos terminais de conexões. Por exemplo, uma FT - linha de transmissão é composta da linha propriamente e de suas entradas (*bays*, vãos) de linhas nas subestações.

A aplicação de critério que calcula uma parcela variável (PV) devido a estas perdas de continuidade nas Funções de Transmissão pode resultar em multas descontadas da receita da Transmissora, se estiverem além de determinados limites previamente definidos [11].

A metodologia é ampla e contém vários dispositivos disciplinadores, e não cabe aqui uma discussão detalhada. O seu espírito não é punir ou prejudicar as Empresas Transmissoras, mas disciplinar e induzir a manutenção mínima de padrões de qualidade na prestação dos serviços, obtida com investimento em treinamento de pessoal, em melhorias nas técnicas de manutenção, logística adequada etc. Para um conhecimento mais profundo sugere-se a leitura de Resoluções, Audiências Públicas e Notas Técnicas sobre o tema, disponíveis na página da Aneel e também a leitura de artigos técnicos [12].

8. AVALIAÇÃO DE CONFIABILIDADE DE SUBESTAÇÕES

Abaixo, são comentadas as limitações da metodologia clássica para avaliação de confiabilidade em subestações e apresentado um resumo de uma metodologia que representa iniciativas de desenvolvimento deste tema, tanto em nível nacional quanto internacional. Em seguida, é apresentado um exemplo de aplicação em um sistema teste hipotético.

No âmbito da engenharia, a palavra *confiabilidade* requer uma conotação quantitativa, pois é preciso se obter indicadores para expressar uma dada confiança. No setor elétrico, no que tange à confiabilidade de subestações, em passado muito recente, não era raro o tema ser tratado de forma qualitativa em reuniões técnicas com base na experiência da empresa ou de seus técnicos. É verdade que isto decorria, e ainda decorre, tanto pela inexistência de metodologias aprimoradas quanto pela capacidade limitada de metodologias existentes em avaliar situações mais complexas.

Uma análise na literatura internacional mostra iniciativas no sentido de se aprimorar a metodologia para avaliação de confiabilidade em subestações de maior porte, inseridas em sistemas malhados. Porém, há poucas publicações tratando especificamente deste tema [13], [14], [15]. O método tradicional que analisa as subestações de forma isolada do sistema, com base no critério de perda total de continuidade [16], só é aplicável em subestações de pequeno porte inseridas em sistemas radiais. Possui alcance limitado para avaliar o desempenho de subestações de médio e grande portes e, em determinadas situações, distorce os indicadores.

Para avaliar subestações de médio e grande portes, inseridas em sistemas malhados, não basta verificar somente a perda total de continuidade entre os seus terminais. Torna-se necessário verificar os impactos que os diversos estados de falhas que ocorrem na subestação provocam no sistema. Desta interação subestação/sistema, se obtêm indicadores que espelham a confiabilidade que a subestação oferece ao sistema elétrico naquela dada barra.

Evolução da Metodologia

Normalmente, a palavra *confiabilidade* significa essencialmente *adequação*, i.e., a avaliação quantitativa se dá por parâmetros tradicionais, tais como probabilidade de perda de carga, frequência de falha, expectativa de energia não suprida etc.

Nesta proposição, o conceito de confiabilidade é expandido e é adotado aquele utilizado pelo NERC (*North American Electric Reliability Corporation*) que considera dois aspectos complementares:

- A segurança, caracterizada pela capacidade do sistema elétrico em resistir aos distúrbios súbitos.
- A adequação, caracterizada pela capacidade do sistema elétrico em oferecer redundância razoável no atendimento às cargas.

A avaliação da confiabilidade que uma dada subestação oferece ao sistema é representada por dois indicadores sistêmicos expressos em termos de segurança e adequação. O fluxograma da figura 30 mostra as principais etapas do processo, sendo que informações complementares podem ser obtidas em [17].

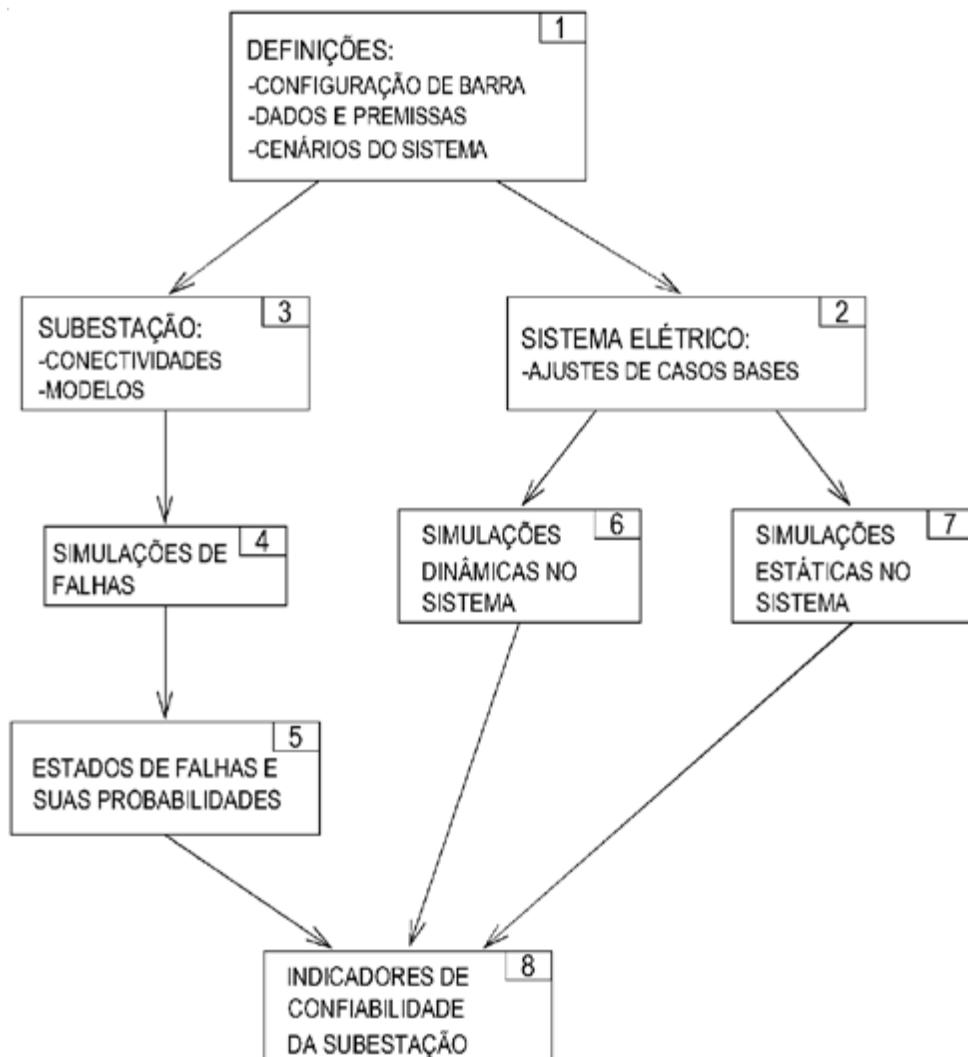


Figura 30 – Principais etapas da metodologia

Na etapa 1, são definidos os dados de falhas dos equipamentos, o tipo de configuração de barra de um dado pátio do sistema e seu modo de operação normal. Também é definido o cenário do sistema, fixando o despacho de usinas, patamares de carga etc.

Na etapa 2, são ajustados dois casos bases, um em carga pesada e outro em carga média. Como usualmente se faz, os casos ajustados devem atender ao critério N-1.

Na etapa 3, são definidos os arquivos de conectividade da subestação e os modelos markovianos dos equipamentos. Com base nos dados históricos de falhas, são obtidas as probabilidades dos estados dos modelos. Informações detalhadas podem ser obtidas em [17].

Na etapa 4, são realizadas as simulações de falhas na subestação com base em método analítico-técnico de espaço de estados [18], obtendo-se um espaço de estados truncado em função das restrições impostas. São obtidas as probabilidades dos estados de falhas de interesse da subestação, considerando-se as ocorrências de contingência simples, contingências simples em elementos da transmissão e disjuntor com polo preso e contingências duplas. São adotadas restrições para as contingências duplas de modo a se analisar as mais críticas, evitando-se simulações excessivas no sistema nas etapas 6 e 7.

É importante destacar que as probabilidades dos estados de falhas na subestação são obtidas simulando-se a atuação do sistema de proteção (abertura de disjuntores) e a realização de manobras para eventuais remanejamentos de cargas na subestação e isolamento de componentes com falha para o posterior reparo ou, ainda, para a realização de manutenções programadas. Se houver restrições na ação de disjuntores e chaves seccionadoras, estas devem ser levadas em conta nestas simulações, pois afetam os estados de falhas e suas probabilidades.

Também, em relação aos dados históricos de falhas (taxas médias de falhas e tempos médios e reparos) dos principais componentes do pátio de manobras, deve-se observar que seus desempenhos podem ser afetados pela prática operativa, pela logística de manutenção e por uma política inadequada para peças sobressalentes destes componentes.

Na etapa 5, os estados de falhas são agrupados em termos de *status* de terminais desligados na subestação. Estes agrupamentos são feitos respeitando-se as condições de pós-falha (configurações da subestação imediatamente após a atuação da proteção) e de pós-manobra (configurações da subestação após as manobras e isolamento do componente com defeito).

Na etapa 6, para os estados de falha, na condição de pós-falhas (onde ocorre a alteração abrupta da topologia da rede devido à saída múltipla de circuitos), são realizadas simulações dinâmicas com um programa de transitório eletromecânico, como por exemplo o ANATEM [19]. O objetivo é verificar o comportamento do sistema na fase transitória do processo, verificando a estabilidade do sistema. Um estado de falha da subestação é considerado seguro para o sistema se ele sobreviver na fase transitória, considerando-se a aplicação de um curto-círcuito monofásico e a remoção do curto e dos circuitos no tempo requerido pelo sistema de proteção. O caso base ajustado na etapa 2 a ser utilizado é aquele com carga pesada, onde o sistema está mais carregado e o desequilíbrio eletromecânico é mais severo. Outros cenários específicos podem ser utilizados.

O critério adotado para definir se o sistema é seguro (estável frente à ocorrência da falha) tem como base o risco de perda de sincronismo das máquinas do sistema: (i) o ângulo delta das máquinas, em relação ao centro de inércia do sistema, não deve ultra-

passar 360 graus (limite do ANATEM para indicar perda de sincronismo); (ii) a frequência das máquinas não deve sofrer variações acima de 5% em relação à frequência nominal do sistema e (iii) a resposta do sistema deve ser amortecida. A ultrapassagem de um destes limites classifica o evento de falha como “sistema potencialmente inseguro” (SPI). As simulações são realizadas sem considerar a atuação de esquemas especiais de proteção ou controle de segurança.

Na etapa 7, para todos os estados de falha da etapa 5, são realizadas simulações estáticas com um programa de fluxo de potência ótimo, como por exemplo o FLUPOT [20]. O objetivo é verificar o comportamento do sistema em regime permanente, verificando as ocorrências de possíveis cortes de cargas no sistema, causados por falhas na subestação. O caso base ajustado na etapa 2 a ser utilizado é aquele com carga média. Outros patamares de carga podem ser também utilizados. O processamento para a obtenção do montante de corte de carga total no sistema é realizado, sem ser considerado o redespacho de potência ativa no sistema e sem a atuação de elementos de controle, *on-load tap changers* (OLTC) de transformadores e Esquemas Regionais de Alívio de Carga (ERAC).

Na etapa 8, são obtidos os indicadores de confiabilidade da subestação com base nas equações abaixo. A equação 1 é o Indicador de Risco a Segurança do Sistema – IRSS. Ele espelha o grau de segurança que a subestação oferece ao sistema, do ponto de vista do comportamento dinâmico, na fase transitória, devido às ocorrências de falhas na subestação. Este novo indicador é o somatório das probabilidades de todos os estados de falha da subestação, classificados como potencialmente inseguros para o sistema elétrico. Quanto maior o seu valor numérico, maior o risco para a segurança do sistema elétrico. Valores acima de um dado valor de referência podem justificar investimentos em subestações, de forma a minimizar os riscos.

$$IRSS = \sum_{i \in \varphi} p(i) \quad (1)$$

Onde:

$IRSS$ Indicador de risco a segurança do sistema.

$p(i)$ Probabilidade do estado i potencialmente inseguro.

φ Subconjunto de todos os estados potencialmente inseguros.

A equação 2 é a Expectativa de Energia Não Suprida (EENS) e espelha o grau de adequação que a subestação oferece ao sistema. O indicador é clássico e é uma média ponderada dos montantes de corte de carga que ocorrem no sistema elétrico para os diversos estados de falhas da subestação. Quanto maior o seu valor numérico, pior será o atendimento às cargas do sistema. Um valor elevado deste indicador pode justificar investimentos para equilibrar a relação custo/benefício econômico.

$$EENS = 8760 \sum_{i \in \varphi} p(i)cc(i) \quad (2)$$

Onde:

$EENS$ Expectativa de energia não suprida, em MWh/ano.

$p(i)$ Probabilidade do estado i com corte de carga.

$cc(i)$ Corte de carga no estado i , em MW.

ϕ Subconjunto de todos os estados com cortes de cargas.

Exemplo de Aplicação

A figura 31 apresenta o diagrama unifilar de um sistema teste hipotético com 30 barras, com equivalentes em máquinas e transformadores. O sistema possui seis barras de geração (UHE's Canário, Tucano e Gavião; UTE Sabiá e duas PCH's Coruja e Pardal) e 13 barras de cargas totalizando 1.200,00 MW em carga pesada. O cenário adotado é aquele onde os fluxos se deslocam da direita para a esquerda, que possuem maior número de barras de carga, fluindo cerca de 300 MW nas linhas de 440 kV.

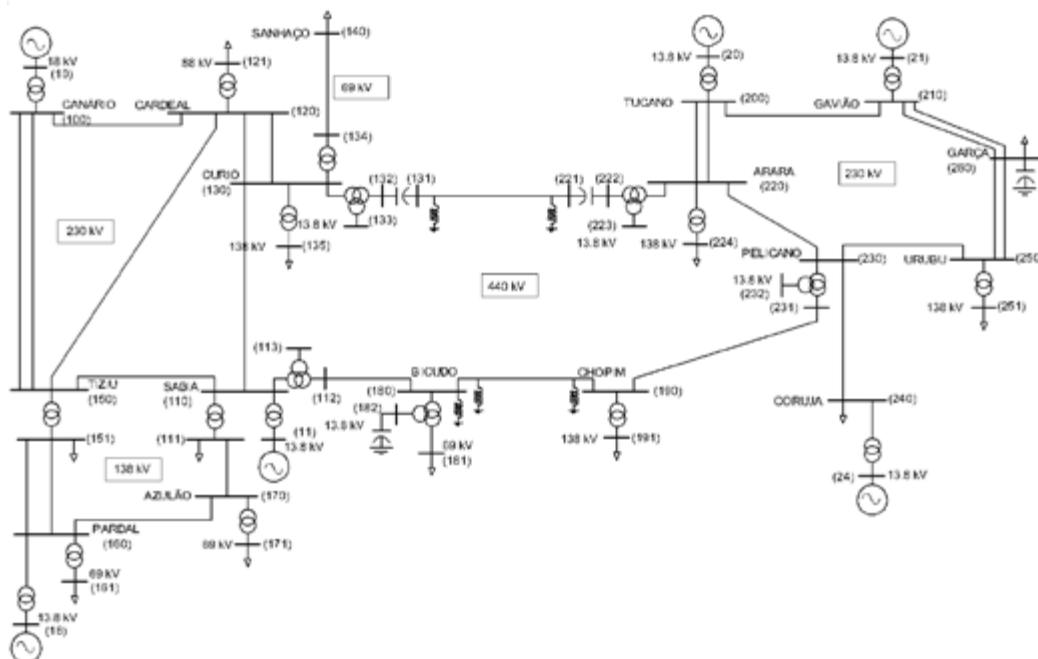


Figura 31 – Sistema teste hipotético

A subestação escolhida para teste é a da barra 230, SE Pelicano 230 kV em *barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves*, mostrada na figura 32. O pátio conecta três linhas (T_1 , T_2 e T_3) e dois transformadores 230/440 kV (T_4 e T_5), totalizando cinco terminais.

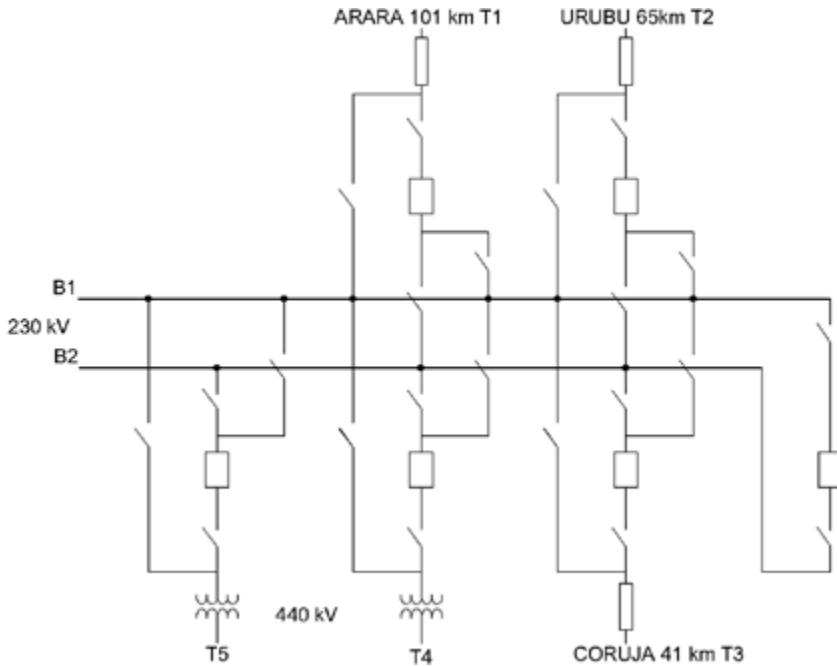


Figura 32 – Subestação Pelicano 230 kV – Barra 230

No caso em questão, foram definidas duas configurações normais de operação para análise, conforme indicado na tabela 4. É importante destacar também que o sistema teve seu caso base ajustado para atender ao critério N-1, isto é, a perda de um elemento do sistema não provoca violações em seus limites operacionais.

Tabela 4 – Configurações de operação da SE Pelicano 230 kV

Configuração	Conexões na Barra 1	Conexões na Barra 2
OpN1	T1-T2-T5	T3-T4
OpN2	T1-T3-T5	T2-T4

As simulações são realizadas de acordo com a sequência descrita na figura 27 - Principais Etapas da Metodologia. A tabela 5 apresenta os resultados considerando a subestação operando na configuração OpN1. Para cada estado de falha relevante, foi obtida a sua probabilidade de ocorrência. Detalhes sobre os modelos dos componentes, bem como a obtenção das probabilidades, assim como os dados do sistema podem ser verificados em [17].

Em seguida, com base em simulações dinâmicas foram classificados os seus estados de falhas relativos à segurança do sistema elétrico e, com base em simulações estáticas, foram obtidos os cortes de cargas no sistema.

Tabela 5 – Resultados para a SE Pelicano 230 kV – Configuração OpN1

Caso	Evento	Probabilidade [1]	SPI [2]	CC [MW] [3]
1	Saída de B_1 e B_2	$5,781184 \times 10^{-6}$	1	63,00
2	Saída da barra B_1	$2,384178 \times 10^{-5}$	1	8,21
3	Saída da barra B_2	$1,673855 \times 10^{-5}$	0	122,00
4	Saída da barra B_1^*	$6,544879 \times 10^{-8}$	1	8,21
5	Saída da barra B_2^*	$3,649770 \times 10^{-8}$	0	122,00
6	B_1 fora e saída de B_2 e vice-versa	$1,050948 \times 10^{-7}$	1	63,00
7	B_1 e B_2 fora**	$3,073812 \times 10^{-8}$	–	63,00

* Devido a disjuntor com polo preso

** Componentes isolados em pós-manobra. Não se aplica análise de segurança para este estado de falha

[1] Probabilidades dos principais estados de falhas da subestação segundo a metodologia descrita

[2] Sistema classificado como Potencialmente Inseguro = 1 e Sistema Seguro = 0, segundo a metodologia descrita

[3] Montantes de cortes de cargas no sistema obtidos segundo a metodologia descrita

A tabela 6 apresenta os resultados considerando a subestação operando na configuração OpN2.

Tabela 6 – Resultados para a SE Pelicano 230 kV – Configuração OpN2

Caso	Evento	Probabilidade [1]	SPI [2]	CC [MW] [3]
1	Saída de B_1 e B_2	$5,781184 \times 10^{-6}$	1	63,00
2	Saída da barra B_1	$2,384178 \times 10^{-5}$	0	77,34
3	Saída da barra B_2	$1,673855 \times 10^{-5}$	0	0,00
4	Saída da barra B_1^*	$6,544879 \times 10^{-8}$	0	77,34
5	Saída da barra B_2^*	$3,649770 \times 10^{-8}$	0	0,00
6	B_1 fora e saída de B_2 e vice-versa	$1,050948 \times 10^{-7}$	1	63,00
7	B_1 e B_2 fora**	$3,073812 \times 10^{-8}$	–	63,00

* Devido a disjuntor com polo preso

** Componentes isolados em pós-manobra. Não se aplica análise de segurança para este estado de falha

[1] Probabilidades dos principais estados de falhas da subestação segundo a metodologia descrita

[2] Sistema classificado como Potencialmente Inseguro = 1 e Sistema Seguro = 0, segundo a metodologia descrita

[3] Montantes de cortes de cargas no sistema obtidos segundo a metodologia descrita

Com os resultados das tabelas anteriores e com as equações 1 e 2 já apresentadas, são obtidos os indicadores de confiabilidade da SE Pelicano 230 kV, indicados na tabela 7. Estes indicadores dependem da configuração de barra da subestação, dos dados de falhas dos equipamentos, da posição da subestação na topologia do sistema e do cenário do sistema.

Tabela 7- Indicadores de confiabilidade da subestação

Configuração	IRSS*		EENS** (MWh/ano)	
OpN1	2,98E-5	100%	22,92	100%
OpN2	5,89E-6	20%	19,46	85%

*Obtido de acordo com a equação 1

** Obtido de acordo com a equação 2

Observa-se que, ao se alterar a configuração de operação da subestação de OpN1 para OpN2, o indicador de adequação (EENS) é reduzido de 15% e o indicador de risco para a segurança do sistema (IRSS) é reduzido de 80%.

Esta comparação poderia ser feita entre duas configurações de barra diferentes. Neste caso, as simulações levariam a diferentes estados de falhas com suas respectivas probabilidades e consequências para o sistema, gerando indicadores com valores distintos para as duas configurações. O mesmo ocorreria se fossem comparados os resultados de indicadores de duas subestações do sistema concebidas com a mesma configuração de barra.

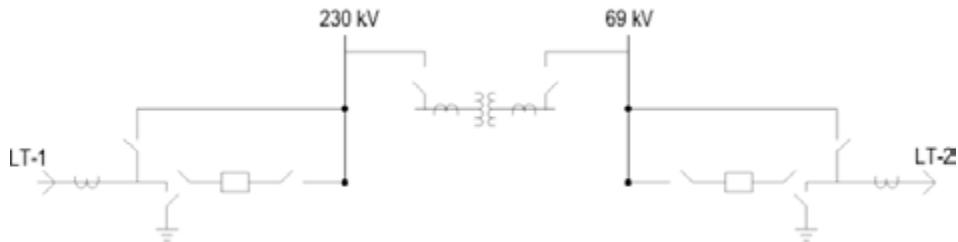
O indicador de adequação (EENS) fala por si, isto é, é possível valorar o montante da energia indisponível ao longo de um dado período e avaliar se vale à pena ou não realizar investimento na subestação. Já o indicador de segurança (IRSS) deve ter um valor de referência, um risco máximo que se admite para o sistema, já que o que está em jogo não é maior ou menor indisponibilidade, mas a possibilidade de ocorrências de desligamentos em cascatas que podem afetar o equilíbrio eletromecânico de um determinado sistema elétrico.

A existência de configurações de barra de referência para as subestações da rede básica pode ser vista como positiva, como um ponto de partida. A realização rotineira de estudos de confiabilidade de subestações teria um aspecto complementar importante para um ajuste fino, delimitando os riscos e otimizando os investimentos.

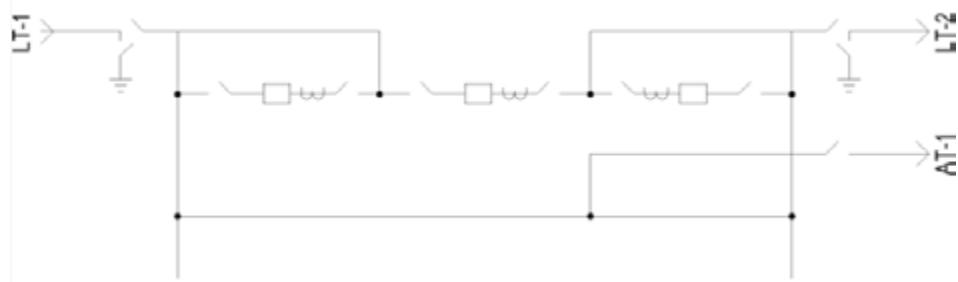
As configurações de barra de referência podem atender às situações onde não há muitas dúvidas da configuração a ser adotada. Mas o setor elétrico brasileiro é extremamente heterogêneo, contemplando subestações de pequeno, médio e grande porte associado a níveis de curtos-circuitos variados. A média esconde os extremos. Em determinadas situações as configurações de referências podem estar além das necessidades em um dado horizonte e, em outras situações, podem estar aquém das necessidades do sistema.

A seguir, a título de exemplo, discutem-se alguns casos. Por exemplo, hipoteticamente, um parque eólico com capacidade instalada da ordem de 50 MW será interligado ao sistema com dois trechos de linhas um transformador 69/230 kV como indicado no diagrama da figura 33 a seguir. Uma avaliação quantitativa poderia indicar a configuração abaixo como suficiente e adequada à situação. A não instalação de dois módulos de conexão de transformadores e de dois módulos de interligação de barras, além de trechos de barramentos, resultaria em uma redução de custos da ordem de seis milhões de reais, tomando-se como base o banco de preços da Aneel.

A instalação de maior número de equipamentos não necessariamente melhora a confiabilidade, mas somente se a redundância criada for útil, caso contrário o investimento é inócuo.

**Figura 33** – Configuração de barra inicial simplificada

A figura 34 apresenta uma situação hipotética em que uma linha de 500 kV é secionada para a instalação de um transformador que alimenta um pátio de menor tensão (por exemplo, 230 ou 138 kV). Uma avaliação quantitativa poderia indicar a solução como justificável até um dado horizonte do sistema considerando os indicadores de segurança e de adequação. Neste caso a redução de custos seria da ordem de dez milhões de reais, tomando-se como base a mesma referência.

**Figura 34** – Configuração de barra do tipo anel sob arranjo de disjuntor e meio

Por outro lado, pode-se lidar com situações no extremo oposto. Por exemplo, hipoteticamente, uma subestação em 230 kV com elevado número de conexões e elevado nível de curto-circuito pode requerer uma configuração de barra melhor do que a configuração de referência. Uma avaliação quantitativa poderia indicar a necessidade de se adotar configuração de barra que oferecesse melhor confiabilidade para o sistema, em termos de risco à sua segurança e melhor adequação para o atendimento às cargas.

9. CONSTATAÇÕES

Conceber e projetar uma subestação são tarefas complexas e de grande responsabilidade, pois o sistema, ao longo de décadas, dependerá das subestações para um bom desempenho global. Os estudos de confiabilidade que podem ser desenvolvidos na fase de concepção (seleção da configuração de barra) deveriam merecer, no mínimo, a mesma atenção dada aos estudos para a definição dos seus equipamentos, também de extrema importância, devido ao seu grande impacto no desempenho do sistema elétrico.

Atender aos vários requisitos, econômicos e sistêmicos, desde a implantação de uma subestação até ao final de sua vida útil deve ser um desafio permanente. Para isto,

a evolução dos equipamentos e novas metodologias de análises devem ser sempre objetos de considerações por parte do setor elétrico.

Este capítulo procurou fazer explanações neste sentido, porém não esgota o tema, que está sempre em progresso e deve ser um estímulo para atualizações constantes.

10. REFERÊNCIAS

- [1] M. Runde1, on behalf of CIGRÉ WG A3.062, *Summary of Results of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment*, SCA3, Cigré Technical Colloquium, Austria, 2011.
- [2] ABB. *Compact and reliable, Decades of benefits: Gas-insulated switchgear from 52 to 1,100 kV*. Disponível em: <<http://www.abb.com.br>>.
- [3] ALTWEGG, J. C. P.; SORAGI, N. F. B.; SOUZA, T. *Reduções de Custos de Instalação, Operação e Manutenção Obtidas com a Utilização de Equipamentos de Manobra Híbrido Compactos e um Novo Layout de Subestações 145 kV*, XXI SNPTEE – GSE, Florianópolis, SC, 2011.
- [4] REHTANZ, C.; STUCKI, F.; WESTERMANN, D.; FINK, H.; HYRENBACH, M. *Greater flexibility in substation design*, ABB Review, 3/2004.
- [5] KLAUT, A.; BITTENCOURT, S.; CARVALHO, A.C.; CORDEIRO, M.N.; ZAKHIA, W.S. *Evaluation Tool of Different Substation Concepts*, VII SEPOPE.
- [6] ALSTOM GRID. *Grid-Products - L3 - Hypact - 71169-2010-11 – EN*. Disponível em: <<http://www.alstom.com/brazil/pt>>.
- [7] ABB. *PASS Family, Brochure 2GJA708398 – Rev. C*. Disponível em: <<http://www.abb.com.br>>.
- [8] ABB. *Disconnecting Circuit Breakers–Buyer's and Application Guide*. Disponível em: <<http://www.abb.com.br>>.
- [9] ONS – Operador Nacional do Sistema, “Módulo 2 (submódulo 2.3) dos Procedimentos de Redes–Padrões de Desempenho da Rede Básica e Requisitos Mínimos para suas Instalações”. Rio de Janeiro, RJ, versão 2.0-2011. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [10] ANEEL – *Banco de Preços de Equipamentos*, ref. jun. 2011. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>.
- [11] ANEEL – *NT-016/2005 e NT 029/2007*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.
- [12] OLIVEIRA, G. S. de; NIQUINI, F. M. M.; PEREIRA, S. S. *Indicadores de Disponibilidade: uma Nova Abordagem para o Cálculo e Utilização*, XXI SNPTEE – GOP, Florianópolis, SC, 2011.
- [13] PARKER, B. J.; CHOW, R. F.; SABISTON, J. K. M.; LOCKE, P. W. *An Analytical Technique to Evaluate Station One-Line Diagrams in a Network Context*, IEEE Transactions on Power Delivery, Oct. 1991.
- [14] XU, X.; LAM, B. P.; AUSTRIA, R. R.; MA, Z.; ZHU, Z.; ZHU, R.; HU, J. *Assessing The Impact of Substation-Related Outages on The Network Reliability*, IEEE Power System Technology, International Conference, Proceedings, v. 2, p. 844-848, 2002.
- [15] LI, W.; LU, J. *Risk Evaluation of Combinative Transmission Network an Substation Configuration and its Application in Substation Planning*, IEEE Transactions on Power Systems, v. 20, n. 2, p. 1144-1150, May 2005.
- [16] BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. *Reliability Evaluation of Power Systems*, Ptman Advanced Publishing Program, 1984, (2nd Edition, New York, Plenum Press, 1996).
- [17] VIOLIN, A.; SILVA, A. M. L. da; FERREIRA, C.; MACHADO JR., Z. S. *Avaliação da Confiabilidade de Subestações Baseada nos Impactos das Falhas de Equipamentos no Sistema Elétrico*, XIX CBA – Congresso Brasileiro de Automática – Campina Grande, PB, set. 2012.
- [18] BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. *Reliability Evaluation of Engineering Systems*, Ptman Advanced Publishing Program, 1983, (2nd Edition, New York, Plenum Press, 1992).
- [19] ANATEM. *Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos, Manual do Usuário*, versão V10.04.03, CEPEL, abr. 2010.
- [20] FLUPOT. *Programa de Fluxo de Potência Ótimo, Manual do Usuário*, versão 07.02.00, CEPEL, mar. 2008.

CAPÍTULO 3

Desempenho de Equipamentos de Alta Tensão

Sergio de Oliveira Frontin
José Roberto de Medeiros
Antônio Carlos C. de Carvalho



1. OBJETIVO

Apresentar informações relativas aos indicadores de desempenho dos equipamentos de alta tensão em corrente alternada em âmbito nacional e internacional, com a identificação das falhas, níveis de tensão e outras informações pertinentes.

Palavras-chave: desempenho, desligamento, falha, procedimento de rede, padrão de desempenho.

2. INTRODUÇÃO

Em âmbito nacional, as estatísticas de desempenho dos equipamentos e das linhas de transmissão são elaboradas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) a partir das informações relativas às ocorrências e às perturbações, que são prestadas pelos agentes do sistema. O processo de coleta, análise e tratamento destas informações está documentado nos Procedimentos de Rede publicados pelo ONS e aprovados pela Aneel.

Serão essencialmente utilizadas as informações constantes dos relatórios do ONS, intitulados: “Estatística de Desligamentos Forçados de Componentes do Sistema Elétrico Brasileiro”, considerando os seguintes equipamentos: transformadores de potência, reatores, capacitores em derivação, compensadores estáticos e capacitores série.

As informações relacionadas aos equipamentos: disjuntores, seccionadores, chaves de aterramento e transformadores de instrumentos foram obtidas em trabalhos publicados pelo Cigré.

Não foram identificadas fontes relacionadas ao desempenho de para-raios e buchas.

Para o Projeto INOVAEQ, procurou-se identificar as falhas ocorridas relacionando-as com possíveis inovações tecnológicas que possam ser aplicadas, objetivando a melhoria do desempenho dos equipamentos.

As informações apresentadas a seguir têm como objetivo exemplificar, de forma bastante resumida, como o assunto é tratado e consolidado pelo ONS e pelos organismos internacionais. Para informações mais detalhadas, o leitor é incentivado a consultar os relatórios referenciados.

3. DEFINIÇÕES

Serão utilizados neste capítulo alguns termos relacionados ao tema em pauta que são definidos pelo ONS da seguinte maneira:

- **Desligamento forçado** – Ato de retirar de serviço um equipamento ou linha de transmissão, em condições não programadas, resultante de falha ou de desligamento de emergência. O desligamento forçado impõe que o equipamento ou

a linha de transmissão seja desligado automática ou manualmente para evitar riscos à integridade física de pessoas ou do meio ambiente, danos ao equipamento, à linha de transmissão e/ou outras consequências ao sistema elétrico.

- **Desligamento de natureza permanente** – São aqueles que, para serem restabelecidos, são necessárias intervenções de manutenção.
- **Desligamento de natureza fugitiva** – São aqueles com ato da retirada do componente, prontamente de serviço, em condição não programada, automaticamente ou não, cujo retorno do componente ao serviço pode ser feito automaticamente, ou tão logo operações de manobra sejam executadas, sem correção, reparo ou reposição de componentes. A simples inspeção do componente onde nada for constatado deve ser enquadrada neste caso.
- **Desligamento de origem interna (I)** – A causa do desligamento forçado relaciona-se com as partes energizadas dos componentes ou de seus equipamentos terminais, inclusive disjuntores, seccionadores, filtros de onda, transformadores de corrente e potencial.
- **Desligamento de origem secundária (S)** – A causa do desligamento forçado relaciona-se com os lados secundários, complementares ou auxiliares do componente do sistema elétrico em análise, tais como painéis, fiações, relés, serviços auxiliares etc. Incluem-se neste caso as causas accidentais (provocadas) e as atuações incorretas de relés de proteção para faltas externas ao componente em análise.
- **Desligamento de origem operacional (O)** – A causa do desligamento forçado relaciona-se com problemas operacionais do sistema de potência (oscilações, sobretensões, rejeições de carga etc.). As manobras operacionais para acerto de configurações, sejam por acionamento manual, sejam por esquemas automáticos, não são considerados desligamentos forçados (desligamento de linha para controle de tensão, desligamento de unidade geradora para controle de carga etc.).
- **Desligamento de origem externa (E)** – São os demais casos de desligamentos forçados, com a causa se localizando em outro componente. Duas condições podem existir para origens externas. Caso em que a natureza elétrica neste outro componente manifestar-se também no componente em análise. Casos em que os desligamentos de componentes ocorrem por atuações diretas das proteções de outros componentes. Por exemplo, uma proteção diferencial de barra desligando um terminal de linha. Nota: é bom observar que a origem externa só deve ser usada quando a atuação da proteção do componente em análise for correta.

- **Defeito** – Toda alteração física ou química no estado de um componente, não a ponto de causar o término de sua habilidade em desempenhar sua função requerida.
- **Desligamento** – É o ato de abertura de dispositivo(s) que interliga(m) circuitos de potência, interrompendo a continuidade elétrica por meio de um componente.
- **Falha** – Efeito ou consequência de ocorrência em equipamento ou linha de transmissão, que acarrete sua indisponibilidade operativa em condições não programadas e que, por isso, impede o equipamento ou a linha de transmissão de desempenhar suas funções em caráter permanente ou temporário.
- **Frequência de falhas** – Número de vezes em que ocorreram falhas no período de apuração.
- **Ocorrência** – Evento ou ação que leve o Sistema Interligado Nacional (SIN) a operar fora de suas condições normais.
- **Perturbação** – Ocorrência no SIN caracterizada pelo desligamento forçado de um ou mais de seus componentes, que acarretam quaisquer das seguintes consequências: corte de carga, desligamento de outros componentes do sistema, danos em equipamentos ou violação de limites operativos.
- **Taxa de desligamento forçado** – Expressão da incidência de falhas e desligamentos de emergência nas horas de serviço de uma função, de um equipamento ou de uma linha de transmissão, no período considerado, referida para um ano padrão de 8.760 horas.

4. OS PROCEDIMENTOS DE REDE

Os Procedimentos de Rede (PR) são documentos, de caráter normativo, elaborados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) com participação dos agentes e aprovados pela Aneel, que definem os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN. Atualmente estes procedimentos são compostos de 25 módulos divididos em submódulos, englobando os seguintes temas:

- Módulo 1 – O Operador Nacional do Sistema Elétrico e os Procedimentos de Rede.
- Módulo 2 – Requisitos mínimos para instalações e gerenciamento de indicadores de desempenho.
- Módulo 3 – Acesso aos sistemas de transmissão.
- Módulo 4 – Ampliações e reforços.

- Módulo 5 – Consolidação da previsão de carga.
- Módulo 6 – Planejamento e programação da operação elétrica.
- Módulo 7 – Planejamento da operação energética.
- Módulo 8 – Programação diária da operação eletroenergética.
- Módulo 9 – Recursos hídricos e meteorologia.
- Módulo 10 – Manual de Procedimentos da Operação.
- Módulo 11 – Proteção e controle.
- Módulo 12 – Medição para faturamento.
- Módulo 13 – Telecomunicações.
- Módulo 14 – Administração dos serviços anciliares.
- Módulo 15 – Administração de serviços e encargos de transmissão.
- Módulo 16 – Acompanhamento de manutenção.
- Módulo 17 – CANCELADO (Requisitos de informações entre o ONS e agentes).
- Módulo 18 – Sistemas e modelos computacionais.
- Módulo 19 – Identificação, tratamento e penalidades para as não conformidades.
- Módulo 20 – Glossário de termos técnicos.
- Módulo 21 – Estudos para reforço da segurança operacional.
- Módulo 22 – Análise de ocorrências e perturbações.
- Módulo 23 – Critérios para estudos.
- Módulo 24 – Processo de integração de instalações.
- Módulo 25 – Apuração de dados, relatórios da operação do SIN e indicadores de desempenho.
- Módulo 26 – Modalidade de operação de usinas.

Os módulos mais importantes para o tema de *Desempenho de Equipamentos de Alta Tensão* são os Módulos 2, 16, 22, 23 e 25 . Para estes, serão apresentados a seguir alguns pontos de interesse.

Módulo 2 – Requisitos Mínimos para Instalações e Gerenciamento de Indicadores de Desempenho

Define os requisitos mínimos que devem ser observados para as instalações da rede básica e das demais instalações de transmissão (DIT), a fim de propiciar as condições necessárias à obtenção da continuidade, da qualidade e da confiabilidade do suprimento de energia elétrica aos seus usuários.

Em complementação, o Módulo 2 estabelece, também, o processo de verificação da conformidade dos empreendimentos de transmissão com os requisitos estabelecidos nos respectivos editais de licitação; a sistemática para o gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e das DITs, quanto à frequência, tensão e continuidade de serviço e a sistemática para o gerenciamento dos indicadores de desempenho das Funções de Transmissão da Rede Básica.

Submódulo 2.3 – Requisitos Mínimos para Transformadores e para Subestações e seus Equipamentos

A definição de requisitos mínimos para as instalações da Rede Básica e das DITs visa estabelecer uma base homogênea de concepção e desempenho para as instalações de transmissão pertencentes a diferentes Agentes. Estes requisitos técnicos são de natureza sistêmica, elétrica, mecânica e devem ser considerados já na etapa de concepção das instalações quando são estabelecidas as características básicas dos equipamentos. O Submódulo 2.3 estabelece requisitos para os transformadores, subestações e equipamentos da rede de transmissão.

A adoção de requisitos mínimos para a Rede Básica e das DITs se reflete no padrão desempenho desta, que é aferido por meio dos indicadores de desempenho estabelecidos no Módulo 25 dos Procedimentos de Rede.

Módulo 16 – Acompanhamento de Manutenção

O Módulo 16 objetiva sistematizar o acompanhamento das manutenções realizadas nas principais linhas de transmissão, nos equipamentos de subestações mais relevantes e nas usinas geradoras de maior porte, com vistas a manter o fornecimento de energia elétrica nos níveis e padrões de qualidade e confiabilidade estabelecidos pela Aneel.

As análises são feitas a partir da avaliação de indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão integrantes da rede básica e das usinas programadas e despachadas centralizadamente pelo ONS, e os resultados dessas avaliações estão consubstanciados no Relatório de Avaliação de Desempenho da Manutenção (RAD).

Nesse módulo, são definidas também as responsabilidades e os prazos para a elaboração de planos de ação para a recuperação de indicadores de desempenho identificados no RAD, caso situados nas faixas de alerta ou insatisfatória.

Submódulo 16.3 – Gestão de Indicadores para Avaliação de Desempenho de Equipamentos e Linhas de Transmissão na Perspectiva da Manutenção

Atribui responsabilidades, estabelece critérios, diretrizes e sistemática para tornar possível: acompanhar, por meio de indicadores estabelecidos, o desempenho de equipamentos e linhas de transmissão da rede básica; identificar, para cada agente, os indicadores de desempenho da família de equipamentos e linhas de transmissão situados na faixa normal, faixa de alerta e faixa insatisfatória definidas pela Aneel. Os resultados desta análise são apresentados no Relatório de Avaliação do Desempenho de Manutenção (RAD).

Os indicadores de desempenho de equipamentos são essencialmente criados para avaliar a disponibilidade, a indisponibilidade para manutenção programada, a indisponibilidade para manutenção forçada, a taxa de desligamento forçado, a taxa de manutenção e o tempo médio de reparo. Os valores de cada indicador são calculados por famílias de equipamentos e níveis de tensão, conforme agregações utilizadas no Submódulo 25.8.

Módulo 22 – Análise de Ocorrências e Perturbações

Estabelece a sistemática, as diretrizes básicas, a metodologia e os critérios para a análise dos aspectos técnicos vinculados às ocorrências e perturbações na rede de operação do SIN e para a análise técnica das causas de falhas constatadas em equipamentos e instalações da rede básica e nas usinas despachadas centralizadamente pelo ONS.

Submódulo 22.4 – Análise de Falhas em Equipamentos e Linhas de Transmissão

Este submódulo apresenta a sistemática para realização de análise técnica detalhada das causas de falha de um equipamento, objetivando subsidiar a elaboração do Relatório de Análise de Falhas em Equipamentos e Linhas de Transmissão (RAF).

O RAF é elaborado pelo agente responsável pelo equipamento a partir do relatório correspondente da falha emitido pelo ONS. O agente deve desenvolver diversas ações no sentido da obtenção de dados para subsidiar a análise. Dentre estas ações, pode-se citar:

- Levantamento dos dados básicos.
- Análise da atuação das proteções.
- Levantamento das condições operativas.
- Levantamento do histórico das intervenções.
- Realização de inspeção visual e ensaios.
- Análise de desempenho do equipamento na perspectiva da manutenção.

O ONS interage com o agente até a aprovação e disponibilização do relatório que pode conter, caso necessário, o registro de questões divergentes. Para a operacionalização deste processo, o ONS conta com o aplicativo computacional – Sistema de Acompanhamento de Manutenção (SAM) . Este banco de dados constituído é uma fonte importante para o levantamento do desempenho de equipamentos no sistema brasileiro.

Módulo 23 – Critérios para Estudos

Estabelece as diretrizes e os critérios para a realização de todos os estudos de natureza: elétrica, energética e hidrológica a serem desenvolvidos pelo ONS no cumprimento de suas responsabilidades legais e constantes dos Procedimentos de Rede. Este módulo apresenta também os critérios para identificação das instalações e componentes estratégicos do Sistema Interligado Nacional.

Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para os Estudos Elétricos

Este submódulo atribui responsabilidades e estabelece diretrizes e critérios a serem adotados para a realização de estudos elétricos para análise do sistema e especifici-

cação dos equipamentos. Dentre estes estudos, pode-se citar: fluxo de potência, curto-círcuito, estabilidade, transitórios eletromagnéticos, qualidade de energia elétrica, confiabilidade etc.

Módulo 25 – Apuração de Dados, Relatórios da Operação do Sistema Interligado Nacional e Indicadores de Desempenho

O objetivo do Módulo 25 é estabelecer a sistemática para a apuração dos dados necessários à elaboração dos relatórios da operação do SIN e, também, para o cálculo de indicadores de desempenho e de atendimento às recomendações feitas pelo ONS em relatórios de análises e de estudos.

Submódulo 25.8 – Indicadores de Desempenho de Equipamentos e Linhas de Transmissão e das Funções de Transmissão e Geração

Trata dos indicadores de desempenho de acompanhamento de manutenção dos equipamentos e linhas de transmissão integrantes da rede básica. Trata, igualmente, da formulação para o cálculo dos indicadores de instalações que servirão de subsídios aos estudos de planejamento e aos estudos de confiabilidade para a elaboração do Plano de Ampliações e Reforços (PAR).

Com relação aos compensadores estáticos e transformadores, são estabelecidos os procedimentos para os seguintes indicadores:

- Disponibilidade.
- Indisponibilidade para manutenção programada.
- Indisponibilidade para manutenção forçada.
- Taxa de desligamento forçado.
- Taxa de falhas.
- Tempo médio de reparo.

Com relação aos indicadores da função transmissão, são estabelecidos os seguintes indicadores:

- Disponibilidade.
- Duração média de desligamento forçado.
- Frequência de desligamento.
- Indisponibilidade programada.
- Indisponibilidade forçada.
- Taxa de desligamento.
- Taxa equivalente de indisponibilidade forçada – TEIF.
- Taxa equivalente de indisponibilidade forçada apurada – TEIFa.
- Taxa equivalente de indisponibilidade programada – TEIP.

5. DESLIGAMENTOS FORÇADOS DE EQUIPAMENTOS DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Com base nos Procedimentos de Rede, o ONS coleta, analisa e consolida as informações relativas aos desligamentos forçados das linhas de transmissão e equipamentos do sistema de transmissão nacional, objetivando diagnosticar os problemas encontrados e propor as medidas corretivas necessárias, a fim de melhorar o desempenho dos equipamentos. Adicionalmente, os resultados da consolidação sistemática fornecem importantes subsídios para as áreas de manutenção, operação, engenharia e planejamento das empresas, além de fornecer informações para os fabricantes para que possam aprimorar o projeto de seus produtos.

A seguir, serão apresentados indicadores de desempenho dos seguintes equipamentos: transformadores de potência, reatores, capacitores em derivação, compensadores estáticos. As informações foram extraídas dos relatórios do ONS indicados na referência deste capítulo. Os dados de capacitores série foram extraídos de publicação internacional produzida por técnicos do ONS.

Transformadores de Potência

A presente análise abrange os desligamentos forçados dos transformadores, considerando o seguinte universo estatístico em 2009.

Tabela 1 – Universo estatístico transformadores de potência (2009)

Tensão (kV)	Equipamentos X Ano
750	14
500	185
440	57
345	153
230	618
138	1.322
Total	2.349

O tabela a seguir apresenta o número de desligamentos relativos (%), que é a relação entre o número de transformadores desligados e o total de transformadores instalados, por ano, por nível de tensão, no período 2005 a 2009.

Tabela 2 – Percentual de desligamentos relativos no período de 2005 a 2009

Ano	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	138kV	Média Anual
2005	57,1	35,4	43,2	38,9	33,0	29,3	31,9
2006	35,7	34,9	30,0	28,8	36,1	30,7	32,4
2007	28,6	26,9	33,4	40,0	35,0	29,7	31,6
2008	35,7	26,6	35,2	34,5	30,7	21,7	25,7
2009	35,7	28,6	38,6	39,8	40,0	30,1	33,5
Média	38,6	30,4	35,9	36,4	35,0	28,2	31,0

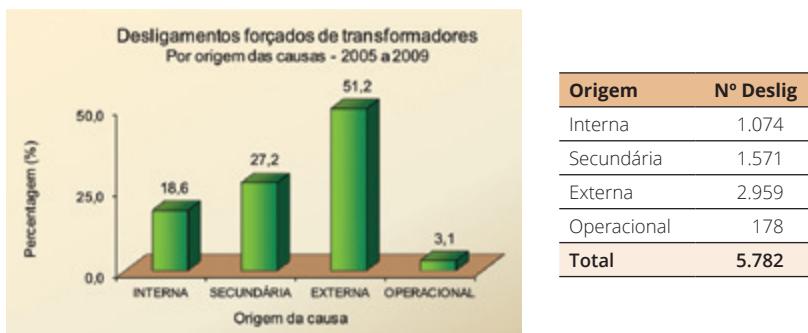
Da tabela acima, observa-se que, em média, no período, 31% dos transformadores/ano desligaram, com a maior média (38,6 %) correspondente aos transformadores de 750 kV e a menor média (28,2%) aos transformadores de 138 kV.

A tabela e a figura abaixo mostram a frequência e duração média em horas dos desligamentos forçados dos transformadores, para todos os níveis de tensão, segundo as origens dos desligamentos (Interna, Secundária, Externa e Operacional).

Tabela 3 – Percentual de desligamentos por nível de tensão e por origem da causa no período de 2005 a 2009

Tensão (kV)	Interna			Secundária			Externa			Operacional			Total	
	Freq	%	D.Med (h)	Freq	%	D.Med (h)	Freq	%	D.Med (h)	Freq	%	D.Med (h)	Freq	D.Med (h)
750	11	29,77	2.599,785	20	54,11	7,767	6	16,22	0,981	0	0,0	0,000	37	777,267
500	66	15,20	189,969	200	46,10	2,932	153	35,30	0,754	15	3,5	3,111	434	30,614
440	25	17,60	85,653	82	57,70	4,880	34	23,90	1,029	1	0,7	0,983	142	18,151
345	65	15,00	34,215	160	36,90	7,585	198	45,60	10,070	11	2,5	589,752	434	27,463
230	333	18,00	49,993	465	25,20	4,188	955	51,70	1,919	95	5,1	0,585	1848	11,084
138	574	19,90	56,011	644	22,30	20,996	1.613	55,90	1,591	56	1,9	0,342	2.887	16,715
Total	1.074	18,60	87,802	1.571	27,20	11,346	2.959	51,20	2,213	178	3,1	37,133	5.782	21,668

Observa-se que, no período examinado, grande parte dos desligamentos forçados de transformadores (51,2% em média) foram provocados por causas de origem externa. Os desligamentos de origem interna, que se relaciona com as partes energizadas dos componentes ou dos equipamentos terminais, foi de 18,6 % e, dentre estes, os transformadores de 345 kV apresentaram o menor índice (15%) e o maior índice para o nível de 750 kV (29,7%).



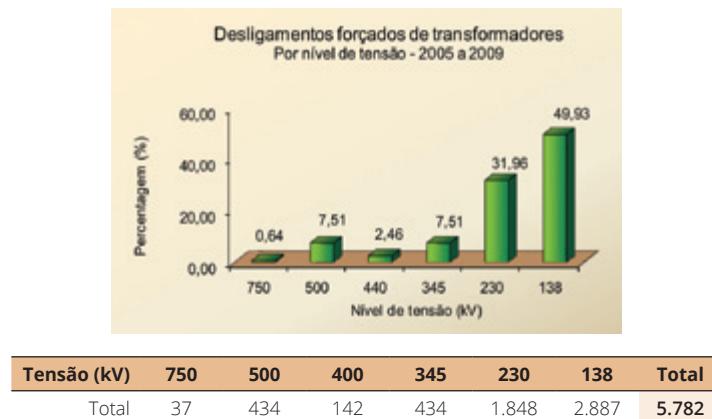


Figura 1 – Desligamentos forçados de transformadores por origem da causa e por nível de tensão

A tabela a seguir mostra o total de desligamentos dos transformadores, por grupo de causas e suas respectivas durações médias (tempo médio de restabelecimento). Foi escolhido o último ano do período (2009) para apresentar estas informações.

Tabela 4 – Desligamentos por grupo de causas e suas respectivas durações médias em 2009

Grupos de Causas	Desligamentos		Duração Média (horas)
	Frequência	(%)	
Fenômenos naturais	9	0,7	9,385
Meio ambiente	10	0,8	1,252
Corpos estranhos e objetos	29	2,3	3,659
Humanas da própria empresa	125	9,7	44,941
Equipamentos e acessórios	176	13,7	128,588
Fiação CC-CA	38	3,0	3,291
Proteção , medição e controle	300	23,4	8,793
Sistema elétrico	428	33,4	1,113
Outros sistemas elétricos	91	7,1	1,120
Diversos	77	6,0	112,650

Destacam-se os grupos Sistema Elétrico com 33,4% (428) dos desligamentos, Proteção, Medição e Controle com 23,4% (300), Equipamentos e Acessórios com 13,7% (176). Sendo este último como maior duração média. A tabela a seguir apresenta o detalhamento das causas destes desligamentos:

Tabela 5 – Desligamentos por causa em 2009

Causas	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	138kV	Total	%Total
PC Atuação direta proteção outros componentes	2	3	7	37	105	28	182	14,2
T5 Ocorrência em outro componente da empresa	0	5	3	2	67	83	160	12,5
TX Outras – Sistema elétrico	0	0	0	0	4	114	118	9,2
TC Desligamento por configuração	0	6	0	4	13	67	90	7,0
HG Acidental – Serviços/Testes	0	9	1	6	32	22	70	5,5
DI Indeterminada	1	5	2	4	14	38	64	5,0
P1 Relé de proteção – Falha/Defeito	0	2	2	10	15	18	47	3,7
T1 Condições anormais de operação	0	1	0	2	22	16	41	3,2
K1 Defeito	0	1	2	4	14	18	39	3,0
U3 Perturbação em concessionária Reg/Mun	0	0	0	0	17	16	33	2,6
PA Falha proteção outro componente da empresa	0	0	1	4	6	15	26	2,0
K4 Explosão	0	2	1	2	9	9	23	1,8
W6 Animais, pássaros, insetos	0	0	1	1	4	16	22	1,7
KF Isolação – Falha/Defeito	0	3	0	0	2	16	21	1,6
U1 Perturbação em outra empresa interligada	0	0	0	0	6	15	21	1,6
FX Outras – Fiação CC/CA	0	4	2	0	3	10	19	1,5
K2 Falha	1	1	0	1	0	13	16	1,2
U2 Perturbação em consumidor	0	0	0	0	3	13	16	1,2
PO Atuação proteção outra empresa barra comum	0	7	0	0	7	0	14	1,1
T6 Atuação de esquema especial	0	10	0	0	2	2	14	1,1
HH Manobra indevida	0	0	0	1	1	9	11	0,9
HQ Erro de ajuste – Cálculo	1	1	0	1	0	7	10	0,8
KA Baixa pressão de ar ou SF ₆	0	2	1	2	3	2	10	0,8
KB Controle elétrico – Falha/Defeito	0	0	1	0	8	1	10	0,8
HR Erro de ajuste – execução	0	0	0	3	3	3	9	0,7
K6 Rompimento/Desconexão	0	0	0	1	2	6	9	0,7
KE Bucha – Falha/Defeito	0	2	0	0	3	4	9	0,7
DX Outras – Sem classificação	1	0	0	0	0	7	8	0,6
KC Controle mecânico – Falha/Defeito	0	0	0	1	6	1	8	0,6
P4 Relé auxiliar DC – Falha/Defeito	0	0	0	0	5	3	8	0,6
PX Outras – Proteção, medição, controle	0	0	1	1	1	5	8	0,6
KX Outras – Equipamentos e acessórios	0	0	0	2	2	3	7	0,5
AU Umidade	0	2	0	0	1	3	6	0,5
HX Outras – Humanas própria empresa	0	1	0	1	2	2	6	0,5
FD Falta de tensão – Secundário CC/CA	0	0	5	0	0	0	5	0,4
HL Erro de fiação CC – Execução	0	0	0	1	1	3	5	0,4
HT Erro configuração de lógica – Implementação	0	0	0	0	0	5	5	0,4
KM Mufla – Falha/Defeito	0	0	0	0	2	3	5	0,4
KN Núcleo – Falha/Defeito	0	0	0	0	0	5	5	0,4
ND Descarga atmosférica	0	0	0	1	1	3	5	0,4
PB Esquema inadequado de proteção	0	0	0	1	2	2	5	0,4
KO Enrolamento – Falha/Defeito	0	1	0	0	1	2	4	0,3
W5 Objetos estranhos	0	0	0	0	1	3	4	0,3

	Causas	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	138kV	Total	%Total
F1	Curto-circuito – Secundário CA	0	1	0	0	0	2	3	0,2
F5	Curto-circuito – Secundário CC	0	0	0	0	0	3	3	0,2
HN	Erro de fiação CA – Execução	0	0	0	0	2	1	3	0,2
KT	Sobreaquecimento	0	1	0	1	0	1	3	0,2
NT	Chuva/Temporal	0	0	0	0	0	3	3	0,2
P5	Relé de proteção descalibrado	0	0	0	1	0	2	3	0,2
T2	Manobra operacional automática (forçada)	0	0	0	0	3	0	3	0,2
WC	Vandalismo com roubo de cabos	0	0	0	0	0	3	3	0,2
A2	Água	0	0	0	0	1	1	2	0,2
AV	Vibração	0	0	0	0	0	2	2	0,2
F2	Círculo aberto – Secundário CA	0	1	0	0	0	1	2	0,2
F7	Surtos ou transitório – Secundário CC	0	0	0	1	1	0	2	0,2
HK	Erro de relação	0	0	0	0	1	1	2	0,2
HM	Erro de fiação CC – Projeto	0	0	0	0	1	1	2	0,2
HO	Erro de fiação CA – Projeto	0	0	0	0	0	2	2	0,2
K3	Queima	0	0	0	0	0	2	2	0,2
K8	Nível baixo de óleo	0	0	0	0	2	0	2	0,2
KD	Câmara ou polos – Falha/Defeito	0	0	0	0	1	1	2	0,2
P9	Ruído na fiação secundária	0	0	0	0	2	0	2	0,2
F3	Oscilação ou transitório – Secundário CA	0	0	0	0	1	0	1	0,1
F4	Fusível queimado (IGN) – Secundário CA	0	0	0	0	0	1	1	0,1
FB	Subtensão – Círculo CC/CA	0	0	0	0	0	1	1	0,1
FV	Falta de tensão CC/CA – Serviço auxiliar	0	0	0	0	0	1	1	0,1
KH	Nível alto de óleo	0	0	0	0	0	1	1	0,1
NV	Vento forte	0	0	0	0	0	1	1	0,1
P2	Instrumento de medição – Falha/Defeito	0	0	0	0	0	1	1	0,1
P6	Teleproteção – Ruído/Falha/Defeito	0	1	0	0	0	0	1	0,1
PD	Detector temperatura – Falha/Defeito	0	1	0	0	0	0	1	0,1
PI	Sem dados – proteção, medição, controle	0	0	1	0	0	0	1	0,1
PW	Concepção inadequada de relé	0	0	0	1	0	0	1	0,1
TI	Sem dados – Sistema elétrico	0	0	0	0	0	1	1	0,1
TV	Falta de tensão CC/CA – C/ ou S/ desligamento	0	0	0	0	1	0	1	0,1

O ONS, a partir da coleta e consolidação dos dados de desligamentos da função transmissão informados por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional, realiza os cálculos dos índices de desempenho. A técnica estatística e as fórmulas empregadas estão apresentadas no Submódulo 25.8 dos Procedimentos de Rede. A tabela 6 apresenta os indicadores para todos os desligamentos, onde se pode notar que a menor disponibilidade se refere ao nível de tensão de 750 kV (95,307%). A tabela 7 apresenta os mesmos indicadores, considerando somente a origem interna. As taxas de desligamento neste caso são menores, mas o tempo médio de restabelecimento são maiores.

Tabela 6 – Indicadores de desempenho (todas as origens e naturezas da causa) no período de 2005 a 2009

Indicadores de desempenho (2005 a 2009)	Níveis de tensão (kV)					
	750	500	440	345	230	138
Disponibilidade (%)	95,307	99,825	99,889	99,816	99,919	99,912
Tempo médio de restabelecimento (horas)	777,265	30,613	18,150	27,462	11,083	16,712
Taxa de desligamento forçado (desligamento/unidade/ano)	0,555	0,502	0,537	0,587	0,643	0,463

Tabela 7 – Indicadores de desempenho – Origem Interna no período de 2005 a 2009

Indicadores de desempenho	Níveis de tensão (kV)					
	750	500	440	345	230	138
Disponibilidade (%)	95,334	99,835	99,908	99,966	99,934	99,941
Tempo médio de restabelecimento (horas)	2599,785	189,969	85,653	34,215	49,993	56,011
Taxa de desligamento forçado (desligamento /unidade/ano)	0,165	0,076	0,094	0,088	0,116	0,092

Reatores em Derivação

A presente análise abrange os desligamentos forçados dos reatores conforme o seguinte universo estatístico.

Tabela 8 – Universo estatístico em 2009

Tensão (kV)	Reatores x Ano
750	10
500	181
440	23
345	30
230	100
138	14
Total	358

Foram considerados os reatores de nível de tensão de operação igual ou superior a 138 kV. Os reatores instalados em terciários de transformadores, cuja maior tensão seja igual ou superior a 138 kV, também fazem parte deste universo.

O tabela a seguir apresenta o número de desligamentos relativos (%), que é a relação entre o número de reatores desligados e o total de reatores instalados, por ano, por nível de tensão, no período 2005 a 2009.

Tabela 9 – Desligamentos relativos no período de 2005 a 2009

Ano	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	138kV	Total
2005	9,1	14,7	40,9	6,9	11,3	8,3	14,5
2006	9,1	10,3	21,4	13,4	15,0	0,0	12,2
2007	10,0	6,3	8,7	10,0	13,4	21,4	9,9
2008	10,0	8,4	8,7	6,6	10,2	0,0	9,4
2009	0,0	10,5	8,7	20,2	15,0	7,1	12,0
Total	7,7	9,9	17,5	11,4	13,0	7,9	11,5

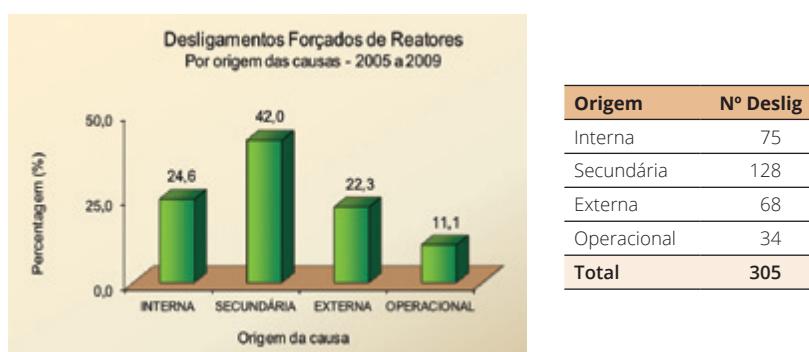
Observa-se que, em média, no período, cerca de 11,5% dos reatores /ano desligaram, com a maior média (17,5 %) correspondente aos reatores de 440 kV, e a menor média (7,9%) aos reatores de 138 kV.

A tabela e a figura abaixo mostram o comportamento dos desligamentos forçados dos reatores, para todos os níveis de tensão, segundo as origens das causas dos desligamentos, no período 2005 a 2009. A tabela também mostra a duração média em horas.

Tabela 10 – Desligamentos por nível de tensão e por origem da causa no período de 2005 a 2009

Tensão (kV)	Interna			Secundária			Externa			Operacional			Total	
	Freq	%	D.Med	Freq	%	D.Med	Freq	%	D.Med	Freq	%	D.Med	Freq	D.Med
750	3	60,0	306,156	1	20,0	11,033	1	20,0	0,250	0	0,0	0,000	5	185,950
500	28	21,5	191,248	63	48,5	1,479	31	23,8	0,337	8	6,2	0,229	130	42,003
440	16	53,3	23,012	14	46,7	8,951	0	0,0	0,000	0	0,0	0,000	30	16,450
345	4	16,0	78,575	20	80,0	262,308	1	4,0	14,967	0	0,0	0,000	25	223,017
230	18	18,2	7,956	28	28,3	1,092	35	35,4	2,423	18	18,2	1,411	99	2,868
138	6	37,5	2,106	2	12,5	0,658	0	0,0	0,000	8	50,0	3,376	16	2,560
Total	75	24,6	74,393	128	42,0	40,923	68	22,3	1,563	34	11,1	0,887	305	35,915

Observa-se que, no período, grande parte dos desligamentos forçados de reatores (42,0%) foi provocada por causas de origem secundária. Os desligamentos de origem interna, que se relaciona com as partes energizadas dos componentes ou dos equipamentos terminais, foi de 24,6 % e, dentre estes, os reatores de 345 kV apresentaram o menor índice (16%) e o maior índice para o nível de 750 kV (60%).



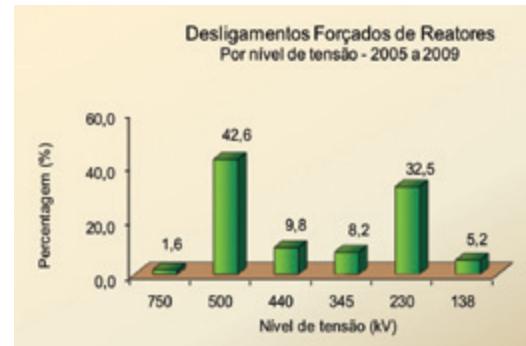


Figura 2 – Desligamentos por origem da causa e por nível de tensão no período de 2005 a 2009

A tabela a seguir apresenta o detalhamento das causas dos desligamentos dos reatores em derivação. Foi escolhido o último ano do período (2009) para apresentação destas informações.

Tabela 11 – Desligamentos por causa em 2009

Causas	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	138kV	Total	%Total
DI Indeterminada	0	1	0	6	4	1	12	14,5
T6 Atuação de esquema especial	0	11	0	0	0	0	11	13,3
KS Saturação (TC ou núcleo de trafo)	0	8	0	0	0	0	8	9,6
PC Atuação direta proteção outros componentes	0	3	0	0	3	0	6	7,2
T5 Ocorrência em outro componente da empresa	0	1	0	0	4	0	5	6
K4 Explosão	0	2	0	0	2	0	4	4,8
T1 Condições anormais de operação	0	0	0	0	4	0	4	4,8
HG Acidental – Serviços/Testes	0	1	0	0	2	0	3	3,6
K1 Defeito	0	3	0	0	0	0	3	3,6
K2 Falha	0	3	0	0	0	0	3	3,6
HH Manobra indevida	0	0	0	0	2	0	2	2,4
HQ Erro de ajuste – cálculo	0	1	0	0	1	0	2	2,4
KA Baixa pressão de ar ou SF ₆	0	0	0	1	1	0	2	2,4
KD Câmara ou polos – Falha/Defeito	0	0	0	0	2	0	2	2,4
PM Proteção mecânica – Falha/Defeito	0	0	0	1	1	0	2	2,4
PO Atuação proteção outra empresa barra comum	0	1	0	0	1	0	2	2,4
PX Outras – proteção, medição, controle	0	0	1	1	0	0	2	2,4
AU Umidade	0	1	0	0	0	0	1	1,2
FX Outras – Fiação AC/DC	0	0	0	0	1	0	1	1,2
K8 Nível baixo de óleo	0	1	0	0	0	0	1	1,2
KC Controle mecânico – Falha/Defeito	0	0	1	0	0	0	1	1,2
KF Isolação – Falha/Defeito	0	1	0	0	0	0	1	1,2
KX Outras – Equipamentos e acessórios	0	0	0	1	0	0	1	1,2
ND Descarga atmosférica	0	0	1	0	0	0	1	1,2
P1 Relé de proteção – Falha/Defeito	0	0	0	1	0	0	1	1,2
P2 Instrumento de medição – Falha/Defeito	0	0	0	1	0	0	1	1,2
TC Desligamento por configuração	0	0	0	1	0	0	1	1,2

O ONS, a partir da coleta e consolidação dos dados de desligamentos da função transmissão informados por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional, realiza os cálculos dos índices de desempenho. A técnica estatística e as fórmulas empregadas estão apresentadas no Submódulo 25.8 do Procedimentos de Rede. A tabela 12 apresenta os indicadores para todos os desligamentos, onde se pode notar que a menor disponibilidade se refere ao nível de tensão de 345 kV (99,544%). A tabela 13 apresenta os mesmos indicadores, considerando somente a origem interna. As taxas de desligamento neste caso são menores, mas o tempo médio de restabelecimento são maiores.

Tabela 12 – Indicadores de desempenho (todas as origens e naturezas da causa) no período de 2005 a 2009

Indicadores de desempenho (2005 a 2009)	Níveis de tensão (kV)					
	750	500	440	345	230	138
Disponibilidade (%)	99,796	99,909	99,813	99,544	99,979	99,954
Tempo médio de restabelecimento (horas)	185,950	49,036	62,512	237,607	8,283	15,867
Taxa de desligamento forçado (desligamento/unidade/ano)	0,096	0,162	0,263	0,169	0,218	0,254

Tabela 13 – Indicadores de desempenho – Origem Interna - no período de 2005 a 2009

Indicadores de desempenho (2005 a 2009)	Níveis de tensão (kV)					
	750	500	440	345	230	138
Disponibilidade (%)	99,798	99,918	99,876	99,956	99,9807	99,9903
Tempo médio de restabelecimento (horas)	306,156	204,323	77,596	144,562	28,059	6,083
Taxa de desligamento forçado (desligamento/unidade/ano)	0,058	0,035	0,140	0,027	0,040	0,095

Capacitores em Derivação

A presente análise abrange os desligamentos forçados dos capacitores, conforme o seguinte universo estatístico.

Tabela 14 – Universo estatístico em 2009

Tensão (kV)	Banco de Capacitores X Ano
500	3
345	42
230	86
138	88
Total	219

Foram considerados os bancos de capacitores de nível de tensão de operação igual ou superior a 138 kV instalados no SIN. Bancos de capacitores instalados em terciários de transformadores, cuja maior tensão seja igual ou superior a 138 kV, também fazem parte do universo.

O tabela a seguir apresenta o número de desligamentos relativos (%), que é a relação entre o número de bancos de capacitores desligados e o total de bancos instalados, por ano, por nível de tensão, no período 2005 a 2009.

Tabela 15 – Desligamentos relativos no período de 2005 a 2009

Ano	500kV	345kV	230kV	138kV	Total
2005	66,7	65,0	30,9	64,5	52,4
2006	100,0	32,5	18,7	54,4	37,1
2007	0,0	50,0	11,8	48,8	33,5
2008	0,0	38,2	12,9	42,2	29,3
2009	0,0	42,9	20,8	28,5	27,9
Total	33,3	45,7	18,5	47,1	35,5

Observa-se que, em média, no período, cerca de 35,5% dos capacitores/ano desligaram, com a maior média (47,1%) correspondente aos capacitores de 138 kV, e a menor média (18,5%) aos capacitores de 230 kV.

A tabela e a figura abaixo mostram o comportamento dos desligamentos forçados dos bancos de capacitores, para todos os níveis de tensão, segundo as origens das causas dos desligamentos, no período de 2005 a 2009. A tabela também mostra a duração média em horas.

Tabela 16 – Desligamentos por nível de tensão e por origem da causa no período de 2005 a 2009

Tensão (kV)	Internas			Secundária			Externas			Operacional			Total	
	Freq	%	D.Med	Freq	%	D.Med	Freq	%	D.Med	Freq	%	D.Med	Freq	D.Med
500	5	26,3	150,167	14	73,7	17,401	0	0,0	0,000	0	0,0	0,000	19	52,339
345	163	43,0	20,592	165	43,5	16,773	35	9,2	0,938	16	4,2	5,231	379	16,466
230	58	46,0	52,785	31	24,6	17,103	17	13,5	2,243	20	15,9	1,881	126	29,107
138	260	30,8	82,547	161	19,1	12,782	186	22,0	1,757	237	28,1	1,820	844	28,766
Total	486	35,5	58,912	371	27,1	15,092	238	17,4	1,671	273	20,0	2,025	1368	25,717

Pode-se notar que, no período, grande parte dos desligamentos forçados de capacitores (35,5 %) foi provocada por causas de origem interna, que se relaciona com as partes energizadas dos componentes ou dos equipamentos terminais.

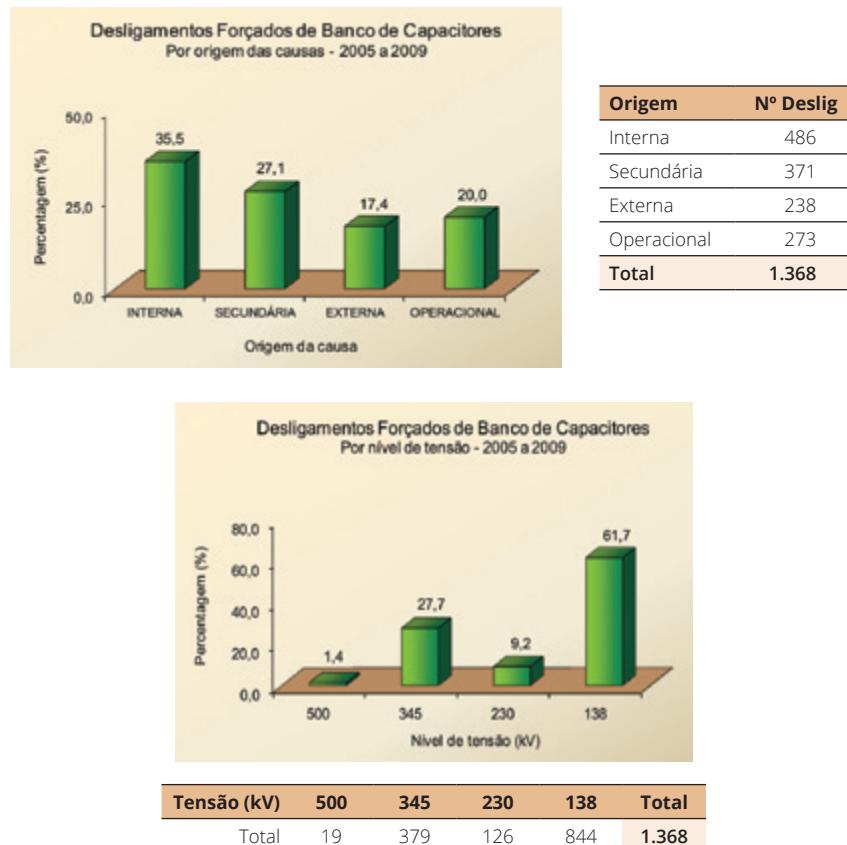


Figura 3 – Desligamentos por nível de tensão e por origem da causa no período de 2005 a 2009

A tabela a seguir apresenta o detalhamento das causas dos desligamentos dos capacitores em derivação. Foi escolhido o último ano do período (2009) para apresentação destas informações.

Tabela 17 – Desligamentos por causa em 2009

	Causas	500kV	345kV	230kV	138kV	Total	% Total
DI	Indeterminada	0	53	2	25	80	28,7
K3	Queima	0	20	2	41	63	22,6
T1	Condições anormais de operação	0	0	5	19	24	8,6
TC	Desligamento por configuração	0	5	0	14	19	6,8
K2	Falha	0	9	0	4	13	4,7
KX	Outras – Equipamentos e acessórios	0	3	3	6	12	4,3
T5	Ocorrência em outro componente da empresa	0	2	0	6	8	2,9
KD	Câmara ou polos – Falha/Defeito	0	0	5	1	6	2,2
PC	Atuação direta proteção outros componentes	0	0	4	2	6	2,2
F7	Surtos ou transitório – Secundário DC	0	0	5	0	5	1,8
PB	Esquema inadequado de proteção	0	0	0	5	5	1,8
K1	Defeito	0	4	0	0	4	1,4

	Causas	500kV	345kV	230kV	138kV	Total	% Total
W6	Animais, pássaros, insetos	0	0	3	1	4	1,4
K6	Rompimento/Desconexão	0	1	2	0	3	1,1
P5	Relé de proteção descalibrado	0	0	0	3	3	1,1
U1	Perturbação em outra empresa interligada	0	0	1	2	3	1,1
K4	Explosão	0	0	0	2	2	0,7
K9	Baixa pressão de óleo	0	0	0	2	2	0,7
KT	Sobreaquecimento	0	1	0	1	2	0,7
A3	Fogo	0	0	0	1	1	0,4
AU	Umidade	0	0	1	0	1	0,4
F4	Fusível queimado (IGN) – Secundário CA	0	0	1	0	1	0,4
F6	Círculo aberto – Secundário CC	0	0	0	1	1	0,4
FD	Falta de tensão – Secundário CC/CA	0	1	0	0	1	0,4
HG	Acidental – Serviços/Testes	0	0	1	0	1	0,4
HH	Manobra indevida	0	0	1	0	1	0,4
KC	Controle mecânico – Falha/Defeito	0	1	0	0	1	0,4
P4	Relé auxiliar DC – Falha/Defeito	0	0	0	1	1	0,4
PG	Falha no software PLC	0	0	1	0	1	0,4
PI	Sem dados – Proteção, medição, controle	0	1	0	0	1	0,4

A tabela 18 apresenta os indicadores para todos os desligamentos, onde se pode notar que a menor disponibilidade se refere ao nível de tensão de 500 kV (99,210%). A tabela 19 apresenta os mesmos indicadores, considerando somente a origem interna. As taxas de desligamento neste caso são menores, mas o tempo médio de restabelecimento são maiores.

Tabela 18 – Indicadores de desempenho (todas as origens e naturezas da causa)
no período de 2005 a 2009

Indicadores de desempenho	Níveis de tensão (kV)			
	500	345	230	138
Disponibilidade (%)	99,210	99,654	99,895	99,447
Tempo médio de restabelecimento (horas)	54,653	16,469	29,109	23,508
Taxa de desligamento forçado (desligamento/unidade/ano)	1,276	1,848	0,316	2,073

Tabela 19 – Indicadores de desempenho – Origem Interna no período de 2005 a 2009

Indicadores de desempenho	Níveis de tensão (kV)			
	500	345	230	138
Disponibilidade (%)	99,429	99,814	99,913	99,402
Tempo médio de restabelecimento (horas)	150,167	20,592	52,785	82,547
Taxa de desligamento forçado (desligamento/unidade/ano)	0,335	0,793	0,145	0,638

Compensadores Estáticos

A presente análise abrange os desligamentos forçados dos Compensadores Estáticos, conforme o seguinte universo estatístico em 2008.

Tabela 20 – Universo estatístico 2008

Tensão (kV)	Compensadores Estáticos X Ano
500	2
345	3
230	11
Total	16

O tabela a seguir apresenta os desligamentos relativos dos compensadores estáticos no período de 2004 a 2008, que é a relação entre o número de compensadores estáticos desligados e o total de compensadores estáticos instalados, no período 2004 a 2008.

Tabela 21 – Desligamentos relativos no período de 2004 a 2008

Ano	Desligamentos Relativos (%)			
	500 KV	345 KV	230 KV	Média
2004	100,0	100,0	100,0	100,0
2005	50,0	100,0	66,7	71,4
2006	50,0	100,0	100,0	92,9
2007	100,0	100,0	96,8	97,9
2008	99,7	99,7	94,5	96,2
Média	80,0	99,9	91,7	91,8

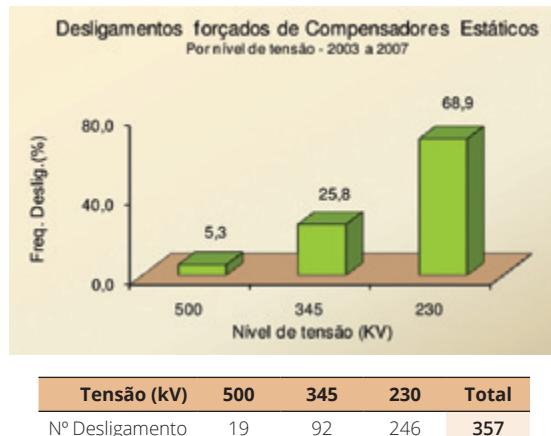
Da tabela acima, observa-se que, em média, no período, cerca de 91,8 % dos compensadores estáticos /ano desligaram, com a maior média (99,9 %) correspondente a todos os três compensadores estáticos em 345 kV, e a menor média (80%) àqueles em 500 kV.

A tabela e a figura abaixo mostram o comportamento dos desligamentos forçados dos compensadores estáticos, para todos os níveis de tensão, segundo as origens das causas dos desligamentos, no período de 2004 a 2008. A tabela também mostra a duração média em horas.

Observa-se que, no período, grande parte dos desligamentos forçados (54,1 %) foi provocada por causas de origem secundária; e 30 %, de origem interna que se relaciona com as partes energizadas dos componentes ou dos equipamentos terminais.

Tabela 22 – Desligamentos por nível de tensão e por origem da causa no período de 2004 a 2008

Tensão (kV)	Interna			Secundária			Externa			Operacional			Total	
	Freq	%	D.Med	Freq	%	D.Med	Freq	%	D.Med	Freq	%	D.Med	Freq	D.Med
500	12	63,2	15,125	6	31,6	8,450	1	5,3	1,117	0	0,0	0,000	19	12,280
345	12	13,0	318,990	64	69,6	16,742	12	13,0	2,743	4	4,3	1,133	92	53,661
230	83	33,7	20,620	123	50,0	6,248	28	11,4	3,995	12	4,9	0,425	246	10,556
Total	107	30,0	53,466	193	54,1	9,796	41	11,5	3,558	16	4,5	0,602	357	21,756

**Figura 4** – Desligamentos por nível de tensão e por origem da causa no período de 2004 a 2008

A tabela a seguir mostra o total de desligamentos dos compensadores estáticos, por grupo de causas e suas respectivas durações médias (tempo médio de restabelecimento). Nota-se que os maiores valores são decorrentes do grupo – Equipamentos e Acessórios. A tabela 24 apresenta estes desligamentos com maior detalhamento. Foi escolhido o último ano do período (2008) para apresentação destas informações.

Tabela 23 – Desligamentos por grupo de causas e suas respectivas durações médias em 2008

Grupos de Causas	Desligamentos		Duração Média (horas)
	Frequência	(%)	
Fenômenos naturais	1	1,4	0,07
Meio ambiente	1	1,4	1,98
Corpos estranhos e objetos	1	1,4	17,72
Humanas da própria empresa	2	2,7	15,85
Equipamentos e acessórios	38	51,4	31,63
Fiação CC-CA	5	6,8	5,20
Proteção, medição e controle	3	4,1	22,37
Sistema elétrico	6	8,1	2,20
Outros sistemas elétricos	1	1,4	9,38
Diversos	16	21,6	8,32

Tabela 24 – Desligamentos por causa em 2008

	Causas	500kV	345kV	230kV	Total	%
K1	Defeito	0	1	19	20	27,0
DI	Indeterminada	0	2	13	15	20,3
KX	Outras – Equipamentos e acessórios	0	0	5	5	6,8
KB	Com/Controle elétrico – Falha/Defeito	0	2	2	4	5,4
TV	Falta de tensão CA/CC - C/ ou S/ Desligamento	0	0	4	4	5,4
K3	Queima	1	0	2	3	4,1
F7	Surtos ou transitório – Secundário CC	0	0	2	2	2,7
FV	Falta de tensão CC/CA – Serviço auxiliar	0	0	2	2	2,7
K2	Falha	0	2	0	2	2,7
KU	Baixo fluxo de água de resfriamento	0	0	2	2	2,7
P1	Relé de proteção – Falha/Defeito	0	0	2	2	2,7
A3	Fogo	0	0	1	1	1,4
DX	Outras – Sem classificação	0	0	1	1	1,4
FC	Mistura de CA com CC	0	1	0	1	1,4
HG	Acidental – Serviços/Testes	0	0	1	1	1,4
HQ	Erro de ajuste – Cálculo	0	0	1	1	1,4
K6	Rompimento/Desconexão	0	0	1	1	1,4
KW	Nível baixo de água de resfriamento	1	0	0	1	1,4
NT	Chuva/Temporal	0	0	1	1	1,4
PE	Cartão eletrônico – Falha/Defeito	0	1	0	1	1,4
T5	Ocorrência em outro componente da empresa	0	1	0	1	1,4
T6	Atuação de esquema especial	0	0	1	1	1,4
U1	Perturbação em outra empresa interligada	0	0	1	1	1,4
W6	Animais, pássaros, insetos	0	0	1	1	1,4
Total		2	10	62	74	100,0

Com relação aos índices de desempenho, a tabela abaixo apresenta os indicadores para todos os desligamentos, onde se pode notar que a menor disponibilidade se refere ao nível de tensão de 345 kV (99,249%). A tabela 26 apresenta os mesmos indicadores, considerando somente a origem interna. As taxas de desligamento neste caso são menores, mas o tempo médio de restabelecimento são maiores.

Tabela 25 – Indicadores de desempenho (todas as origens e naturezas da causa) no período de 2004 a 2008

Indicadores de desempenho	Níveis de tensão (kV)		
	500	345	230
Disponibilidade (%)	99,947	99,249	99,874
Tempo médio de restabelecimento (horas)	12,273	53,656	10,554
Taxa de desligamento forçado (desligamento/ano/unidade)	1,900	6,176	5,254

Tabela 26 – Indicadores de desempenho – Origem Interna no período de 2005 a 2009

Indicadores de desempenho	Níveis de tensão (kV)		
	500	345	230
Disponibilidade (%)	99,954	99,418	99,917
Tempo médio de restabelecimento (horas)	15,121	318,981	20,618
Taxa de desligamento forçado (desligamento/ano/unidade)	1,333	0,804	1,772

Capacitores Série

A presente análise abrange os desligamentos forçados dos capacitores série, conforme o seguinte universo estatístico em 2011.

Tabela 27 – Universo estatístico 2011

Tensão (kV)	Número de Bancos	Total Mvar	Mvar Médio
750	18	9.945	553
500	50	14.111	282
230	11	904	82
Total	79	24.960	316

Pode-se notar que o maior número de capacitores série estão instalados nas linhas de 500 kV, incluindo 4 bancos de capacitores série com controle a tiristores. Não existem capacitores série nas linhas de 440 kV e 345 kV.

Os índices de desempenho foram determinados a partir das informações prestadas ao ONS pelas empresas transmissoras no período de janeiro de 2008 a abril de 2011.

Deve-se ainda enfatizar que dos 79 bancos em operação, 67 foram instalados antes de 2008, 10 instalados em 2008 e 2 em 2010.

Os valores médios calculados foram:

- Duração média dos desligamentos planejados – 24,5 horas/ano.
- Duração média dos desligamentos não planejados – 73,3 horas/ano.
- Frequência de desligamentos não planejados – 2,7 desligamentos/ano.

O valor de 73,3 horas/ano, bem superior ao valor de referência esperado de 6 horas/ano, foi em decorrência de um incêndio de um banco de capacitor que consumiu 10.600 horas para a substituição completa da unidade danificada. Retirando este evento, este valor cai para 32,8 horas/ano.

A tabela a seguir mostra o total de desligamentos por grupo de causas e suas respectivas durações médias (tempo médio de restabelecimento). Nota-se que 68,1 % do total dos eventos não tiveram a causa identificada, entretanto estes eventos correspondem somente a 28,3 % do tempo de desligamento.

Falhas nas unidades capacitivas são responsáveis por 47,4 % do tempo de indisponibilidade. Não foram consideradas as 10.600 horas de indisponibilidade da uma unidade capacitativa que teve que ser substituída devido a incêndio.

Tabela 28 – Desligamentos por causa no período de 2008 a 2011

Causas	Número de desligamentos Total	Distribuição dos desligamentos por causa (%)	Duração Total (horas)	Duração Média (horas)	Distribuição da Duração Total (%)
Não identificada	258	68,1	1.671,5	6,5	28,3
Varistores	27	7,1	216,9	8,0	3,7
Proteção	17	4,5	289,2	17,0	4,9
Unidade capacitiva	5	1,3	2.794,2	558,8	47,4
Falha gap	16	4,2	776,3	48,5	13,2
Disjuntor	8	2,1	14,7	1,8	0,3
Diversos	15	4,0	75,2	5,0	1,3
Falha refrigeração	6	1,6	8,8	1,5	0,2
Desbalanço tensão	17	4,5	40,0	2,4	0,7
Tiristores	3	0,8	0,2	0,1	0,0
Fibra ótica	3	0,8	3,6	1,2	0,1
Controlador lógico	3	0,8	3,1	1,0	0,1
Resistor	1	0,3	3,7	3,7	0,1
Total	379	100	5.897,2	15,5	100

Os dados apresentados foram extraídos de trabalho apresentado no *Colloquium* do Comitê de Estudos A3 (*High Voltage Equipment*) do Cigré em 2011. (Carvalho A.C. *et al*) [2]

6. DESLIGAMENTOS FORÇADOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO PROVOCADOS POR FALHAS E DEFEITOS NOS EQUIPAMENTOS TERMINAIS

As linhas de transmissão, além dos desligamentos forçados provocados por descargas atmosféricas, queimadas, queda de árvore etc., podem também sofrer desligamentos provocados por falhas ou defeitos nos equipamentos terminais. Esta estatística torna-se igualmente importante conhecer, com vistas à avaliação do desempenho dos equipamentos. As tabelas a seguir apresentam, para o período de 2006 a 2009, a frequência e duração total em horas do desligamento para os equipamentos: disjuntor, para-raios, reator não manobrável, seccionador, transformador de corrente e transformador de potencial. Foram considerados os níveis de tensão, 750, 500, 440, 345 e 138 kV.

Tabela 29 – Desligamento de linha provocado por defeito em disjuntor

Causa	2009	2008	2007	2006
K1 – Defeito			32,3 (3)	
K2 – Falha		0,8 (3)		
K4 – Explosão	123,1 (1)			
K6 – Rompimento/Desconexão			0,0 (1)	
K8 – Nível baixo de óleo		166,6 (1)		4,6 (1)
K9 – Baixa pressão de óleo	15,9 (1)	7,1 (3)	13,9 (2)	32,1 (4)
KA – Baixa pressão de ar ou SF ₆	6,2 (4)	42,9 (20)	28,0 (17)	89,3 (23)
KB – Com/Controle elétrico – Falha/Defeito	0,4 (1)	8,7 (1)	77,7 (3)	3,3 (2)
KC – Com/Controle mecânico – Falha/Defeito	43,7 (7)	80,1 (5)	15,4 (3)	10,3 (6)
KD – Câmara ou polos – Falha/Defeito	2,8 (6)	11,8 (2)	9,1 (2)	27,1 (2)
KF – Isolação – Falha/Defeito	0,1 (2)	1,3 (1)	3,7 (1)	
KX – Outras – Equipamentos e acessórios	0,2 (4)		0,1 (1)	
Total	192,4 (26)	319,3 (36)	280,2 (32)	166,7 (39)

Duração em horas (frequência)

Tabela 30 – Desligamento de linha provocado por defeito em para-raios

Causa	2009	2008	2007	2006
K1 – Defeito	0,2 (2)	3,4 (3)	12,3 (2)	
K2 – Falha	10,6 (2)	0,0 (2)	1,0 (2)	1,5 (4)
K3 – Queima			0,0 (1)	
K4 – Explosão	54,7 (7)	24,4 (6)	94,2 (4)	48,2 (6)
K6 – Rompimento/Desconexão		43,1 (5)		0,0 (1)
KF – Isolação – Falha/Defeito	3,6 (1)	11,3 (1)	0,0 (2)	47,7 (2)
KY – Equip/Aces. – Falha/Defeito – Outra	2,0 (2)			
KX – Outras – Equipamentos e acessórios			5,8 (1)	
Total	71,1 (14)	82,2 (17)	113,3 (11)	97,4 (14)

Duração em horas (frequência)

Tabela 31 – Desligamento de linha provocado por defeito em reator não manobrável

Causa	2009	2008	2007	2006
K1 – Defeito	0,8 (2)	0,3 (1)		1,2 (2)
K2 – Falha			12,3 (2)	235,5 (6)
K4 – Explosão			6,0 (1)	83,6 (1)
K8 – Nível baixo de óleo		0,6 (1)		
KD – Câmara ou polos – Falha/Defeito		0,4 (1)		
KE – Bucha – Falha/Defeito	1,7 (1)			
KF – Isolação – Falha/Defeito	0,5 (1)			
KS – Saturação (TC ou núcleo de trafo)	0,7 (1)			
KT – Sobreaquecimento			1,1 (1)	
KX – Outras – Equipamentos e acessórios		3,6 (5)	1,0 (1)	0,2 (1)
Total	3,7 (5)	4,9 (8)	20,4 (5)	320,5 (10)

Duração em horas (frequência)

Tabela 32 – Desligamento de linha provocado por defeito em seccionador

Causa	2009	2008	2007	2006
K1 – Defeito	2,4 (4)		21,6 (2)	0,4 (2)
K2 – Falha	1,7 (1)	0,0 (1)		
KA – Baixa pressão de ar ou SF ₆	0,6 (1)	19,1 (1)		0,1 (1)
KB – Com/Controle elétrico – Falha/Defeito				0,0 (1)
KC – Com/Controle mecânico – Falha/Defeito				0,1 (1)
KF – Isolação – Falha/Defeito	6,5 (1)	0,2 (1)		9,9 (1)
KT – Sobreaquecimento		10,0 (3)		
KX – Outras – Equipamentos e acessórios		0,1 (3)		
Total	11,2 (7)	29,4 (9)	21,6 (2)	10,5 (6)

Duração em horas (frequência)

Tabela 33 – Desligamento de linha provocado por defeito em transformador de corrente

Causa	2009	2008	2007	2006
K1 – Defeito		4,2 (1)	22,9 (2)	
K2 – Falha	37,7 (4)			
K4 – Explosão	397,1 (5)	11,7 (2)	177,6(10)	2.654,5 (9)
KF – Isolação – Falha/Defeito	9,7 (2)			9,3 (2)
KX – Outras – Equipamentos e acessórios	41,2 (2)			
KY – Equip/Aces. – Falha/Defeito – Outra	0,1 (2)			
Total	485,8 (15)	15,9 (3)	200,5 (12)	2.663,8 (11)

Duração em horas (frequência)

Tabela 34 – Desligamento de linha provocado por defeito em transformador de potencial

Causa	2009	2008	2007	2006
K1 – Defeito	0,1 (2)	53,1 (1)	45,5 (4)	8,6 (2)
K2 – Falha	4,4 (2)	1,5 (2)		13,3 (3)
K4 – Explosão	93,5 (1)	77,4 (6)	43,8 (4)	
K8 – Nível baixo de óleo		77,9 (1)		
K9 – Baixa pressão de óleo		8,6 (1)		
KF – Isolação – Falha/Defeito	70,2 (1)			
KO – Enrolamento – Falha/Defeito		11,6 (1)		
KX – Outras – Equipamentos e acessórios	3,3 (1)	54,4 (5)	0,2(2)	
Total	171,5 (7)	284,5 (17)	89,5 (10)	21,9 (5)

Duração em horas (frequência)

Consolidação dos Resultados

A totalização destes valores para o período considerado (2006 – 2009) é apresentada na tabela seguinte, onde se pode notar que o equipamento disjuntor é o que provoca o maior número e duração de desligamentos das linhas de transmissão, seguido do equipamento transformador de corrente em termos de duração e o equipamento para-raios em termos de frequência. Notar que esta comparação foi feita expurgando os valores do ano de 2006 para os transformadores de corrente, que neste ano tiveram ocorrência de explosão com valores elevados de duração para recuperação.

Tabela 35 – Desligamento de linha provocado por defeito em equipamentos terminais

Equipamento	Duração (h)	Frequência
Disjuntor	958,6	137
Para-raios	364,0	56
Reator	349,5	28
Seccionadores	72,7	24
Transformador de corrente com 2006	3.366,0	41
Transformador de corrente sem 2006	702,2	30
Transformador de potencial	567,4	39

Por outro lado, é interessante comparar a duração em horas e o número total de desligamentos de linhas de transmissão provocados por falhas/defeitos nos equipamentos contra os valores totais de desligamento, considerando os equipamentos e acessórios das linhas e, finalmente, contra os desligamentos totais da linha, considerando todas as causas. Pode-se notar que os equipamentos são os responsáveis por 20,5 % da duração total, e 1,5 % do número total.

Tabela 36 – Desligamento de linha provocado por diversas causas

Desligamentos da linha provocados por	2009	2008	2007	2006	Total
Equipamentos terminais	935,7 (74)	736,5 (90)	725,5 (72)	3.280,8 (85)	5.678,5 (321)
Equipamentos e acessórios da linha	2.563,3 (187)	1.405,6 (185)	2.666,9 (208)	6.355,1 (213)	12.990,9 (793)
Todas as causas	5.113,8 (5.831)	5.931,6 (4.886)	5.267,1 (5.498)	11.331,0 (5.036)	27.643,5 (21.251)

Duração em horas (número de desligamentos).

7. PADRÕES DE DESEMPENHO DA FUNÇÃO TRANSMISSÃO

A Resolução Normativa Aneel 270/2007 estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica associado à disponibilidade das instalações integrantes da rede Básica do SIN.

Esta Resolução apresenta, no seu anexo, referenciais para análise do desempenho dos equipamentos. São indicados valores padrões de duração para desligamentos programados e outros tipos de desligamentos e valores padrões de frequência para desligamentos de emergência. A tabela abaixo apresenta estes valores:

Tabela 37 – Padrões de desempenho da função transmissão

Função Transmissão (FT)	Duração programada (horas/ano)	Duração outros (horas/ano)	Frequência (deslig/ano)
Transformador igual e acima de 345 kV	21,0	2,0	1
Transformador abaixo de 345 kV	27,0	2,0	1
Reator igual e acima de 345 kV	58,0	2,0	1
Reator abaixo de 345 kV	26,0	2,0	1
Compensador estático	73,0	34,0	3
Banco de capacitor	46,0	3,0	3
Capacitor série	20,0	6,0	3

Quando a soma das durações dos desligamentos de uma função FT apuradas num período contínuo de 12 meses anteriores ao da ocorrência, incluindo esta, ultrapassar o correspondente padrão de duração do desligamento, caberá a aplicação de desconto da Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI), calculada de acordo com expressão definida na Resolução.

Quando o número de desligamentos de emergência de uma FT ultrapassar o padrão correspondente, poderá ser caracterizado o descumprimento das disposições regulamentares relativa ao nível de qualidade dos serviços com a possibilidade de aplicação de penalidades para a empresa transmissora.

8. DESEMPENHO DE EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO EM ÂMBITO INTERNACIONAL

Os levantamentos indicados nos itens anteriores contemplaram os seguintes equipamentos instalados no sistema elétrico brasileiro: transformadores de potência, reatores, capacitores em derivação, compensadores estáticos e capacitores série.

Objetivando complementar este levantamento com relação aos demais equipamentos: disjuntores, seccionadores e transformadores de instrumentos, foram consultadas diversas publicações internacionais, principalmente aquelas publicadas pelos Comitês de Estudos e Grupos de Trabalho do Cigré e IEEE.

Desta análise, foi elaborado o resumo a seguir, onde se pretende identificar os pontos fracos dos equipamentos quando em operação, de forma que possamos estabelecer as correlações com possíveis inovações tecnológicas que possam ser aplicadas no sentido de aprimoramento do desempenho dos equipamentos.

Deve ser enfatizado que as informações foram extraídas de publicações selecionadas de interesse do projeto. Sendo assim, o leitor deve ser incentivado a consultar o texto completo destas publicações quando julgar pertinente um aprofundamento no assunto com maiores explicações e detalhamentos.

Serão essencialmente utilizados os resultados de pesquisas realizadas pelo Grupo de Trabalho WG A3.6 do Cigré (*Reliability of High Voltage Equipment*) sobre confiabilidade e falhas de equipamentos de Alta Tensão. Para a coleta das informações, foram elaboradas planilhas eletrônicas, enviadas via *e-mail* somente para as empresas concessionárias. Não foram enviadas para os fabricantes de equipamentos. A pesquisa foi baseada nas respostas a estes questionários que foram enviados para 90 empresas de 30 países. Deve-se indicar que o Brasil não participou deste levantamento internacional de falhas em equipamentos.

Foram solicitados a idade e os números dos equipamentos, agrupamento por nível de tensão, aplicação, tecnologia, projeto e estratégia de manutenção. Sobre a falha propriamente dita: a descrição da falha, origem, causa e possível contribuição de fatores ambientais.

Foi considerado o período de 2004-2007 e os seguintes equipamentos acima de 60 kV: disjuntores a SF₆, seccionadores, chaves de aterramento, transformadores de instrumento e vão de disjuntor em subestação em SF₆. Para fins deste projeto, será apresentado resumo dos resultados alcançados destes equipamentos, com exceção do vão do disjuntor na subestação de SF₆.

Quando pertinente, foram feitas comparações com pesquisas anteriores desenvolvidas para os disjuntores (período de 1974-1977, publicada em 1981, e período de 1988-1991, publicada em 1994) e transformadores de instrumento (período de 1970-1986, publicada em 1990, e período de 1985-1995, publicada em 2009). Não existem pesquisas anteriores semelhantes para seccionadores e chaves de aterramento.

Basicamente para este trabalho, foram utilizadas as definições estabelecidas na norma de disjuntor da IEC (IEC 60694:2002: *Common specifications for high-voltage switchgear and control gear standards*). Abaixo indicam-se as principais definições utilizadas: *Switchgear Major Failure (MaF)* e *Switchgear Minor Failure (MiF)*.

A switchgear major failure is defined as “failure of a switchgear and control gear which causes the cessation of one or more of its fundamental functions. A major failure will result in an immediate change in the system operating conditions, e.g. the backup protective equipment will be required to remove the fault, or will result in mandatory removal from service within 30 minutes for unscheduled maintenance”.

Correspondingly, a switchgear minor failure is “failure of an equipment other than a major failure or any failure, even complete, of a constructional element or a sub-assembly which does not cause a major failure of the equipment”.

As correspondentes definições utilizadas no Brasil foram apresentadas no item “Definições” .

Disjuntores a SF₆

A pesquisa contemplou 30 países que enviaram informações relativas a 281.090 disjuntores/anos de operação, com as seguintes características da amostragem analisada:

Com Relação ao Tipo Construtivo

- 45% – *live tank* (subestação isolada a ar – disjuntor com tanque vivo).
- 31 % – GIS (subestação blindada – disjuntor a gás).
- 24 % – *dead tank* (subestação isolada a ar – disjuntor com tanque morto).

Com Relação ao Tipo de Aplicação e Nível de Tensão

A figura abaixo apresenta esta distribuição. O nível de tensão acima de 700 kV é de 0,14% e não aparece no gráfico.

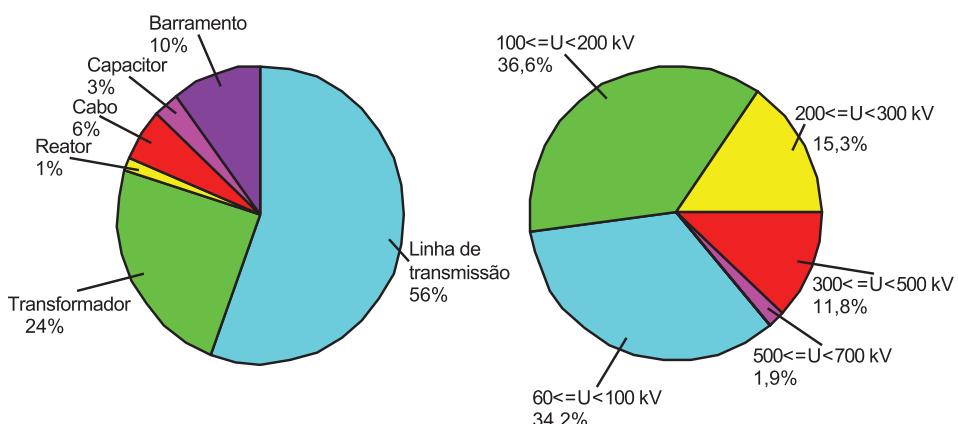


Figura 5 – Disjuntores por tipo de serviço (esquerda) e nível de tensão (direita)

Com Relação ao Mecanismo de Operação

A figura a seguir compara a tecnologia do mecanismo de operação de uma pesquisa anterior com a presente pesquisa. Pode-se notar diferenças marcantes, onde o mecanismo hidráulico reduziu de 51% para 26%, e o mecanismo de mola aumentou de 18% para 52%, em decorrência da evolução tecnológica.

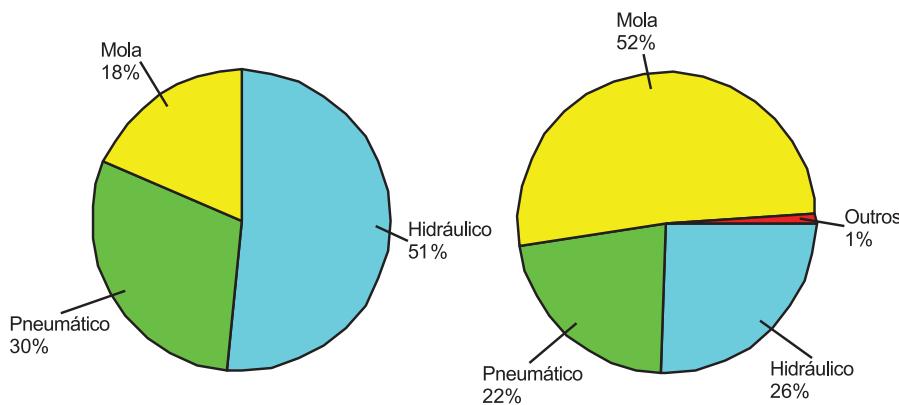


Figura 6 – Comparação de tipos de mecanismo de operação entre pesquisa anterior (esquerda) e atual (direita)

Frequência de Falhas por Nível de Tensão

A taxa média de falha calculada foi de 0,30 por 100 disjuntores/anos de serviço, considerando somente falhas de grande monta (MaF). A figura a seguir compara os resultados desta pesquisa com pesquisa anterior, onde o valor médio total calculado foi 0,67. A figura mostra que a frequência de falha aumenta substancialmente com o nível de tensão.

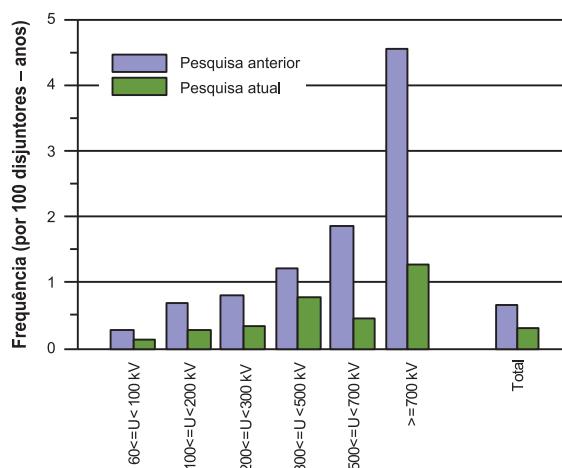


Figura 7 – Frequência de falhas em função da tensão. Comparação com pesquisa anterior

Frequência de Falhas por Tipo de Aplicação e por Tipo Construtivo

A figura a seguir apresenta a frequência de falhas por tipo de serviço. A taxa média de falha calculada para 100 disjuntores/anos de serviço, considerando somente falhas de grande monta (MaF). Os valores de falhas para os disjuntores que manobram reatores são apreciáveis em relação aos outros tipos de chaveamento.

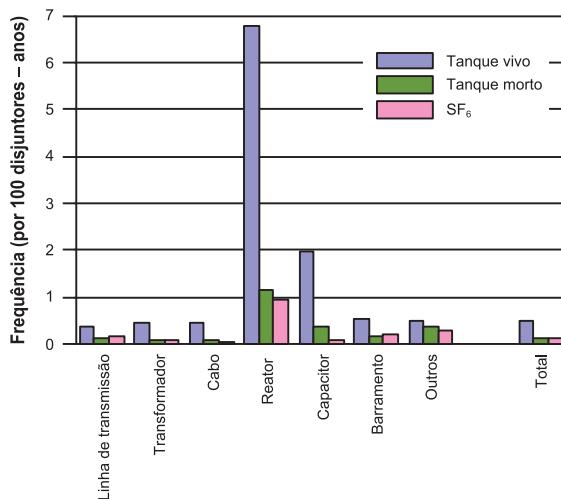


Figura 8 – Frequência de falhas em função do tipo de chaveamento

Frequência de Falhas em Função do Ano de Instalação e Tipo Construtivo

A figura a seguir apresenta os valores calculados para os disjuntores em função do ano em que foram instalados. A taxa média de falha foi calculada para 100 disjuntores/anos de serviço, considerando somente falhas de grande monta (MaF). Nota-se o aprimoramento do desempenho ao longo dos anos principalmente para a tecnologia de tanque vivo.

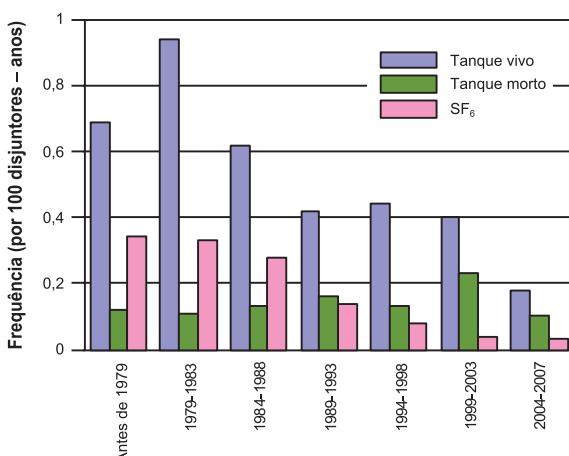


Figura 9 – Frequência de falhas em função do ano de instalação

Frequência de Falhas em Função da Causa

A figura a seguir apresenta a distribuição das causas de falhas, onde a maioria se refere à “não fecha após comando” e “travamento na posição aberto ou fechado”.

A identificação do componente responsável pela falha aponta o mecanismo de operação com cerca de 50 %, seguido pelo controle elétrico e serviços auxiliares com 30 %.

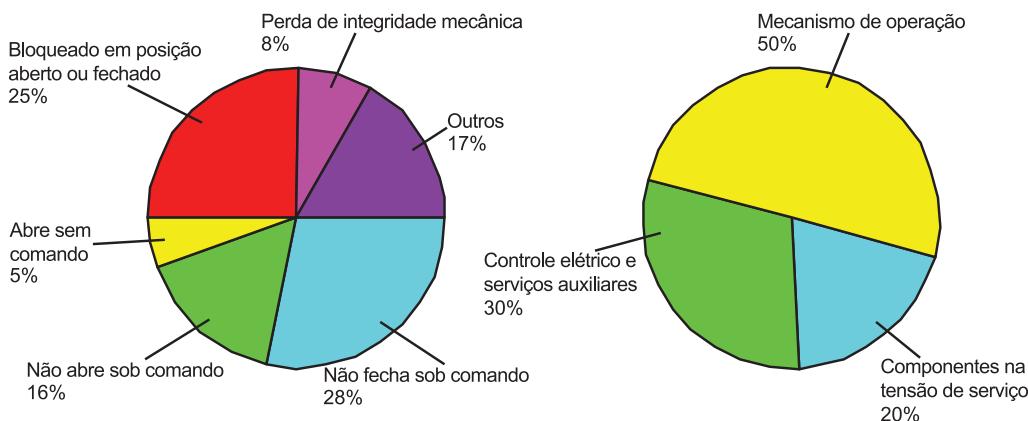


Figura 10 – Distribuição das causas de falhas (esquerda) e componente responsável pela falha (direita)

Seccionadores e Chaves de Aterramento

A pesquisa contemplou 25 países que enviaram informações relativas a 935.204 seccionadores e chaves de aterramento/anos de operação, com as seguintes características da amostragem analisada.

Com Relação ao Tipo

- 77 % – seccionadores.
- 23 % – chaves de aterramento.
- 23 % – equipamentos de manobra isolados a ar.
- 67 % – equipamentos de manobra isolados a gás.

Com Relação ao Nível de Tensão

As figuras abaixo apresentam a distribuição da população analisada para as chaves isoladas a ar e a gás para os diferentes níveis de tensão.

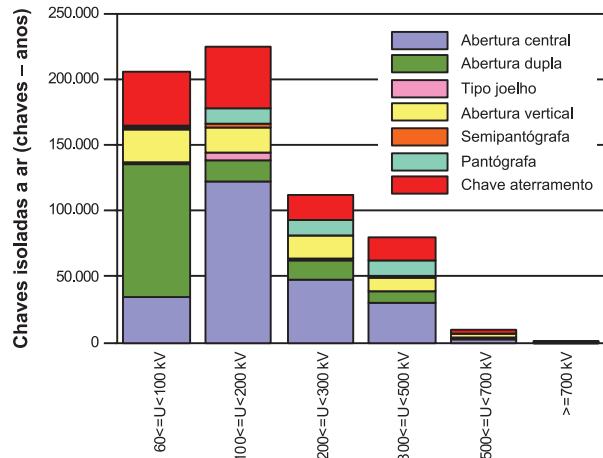


Figura 11 – Chaves isoladas a ar

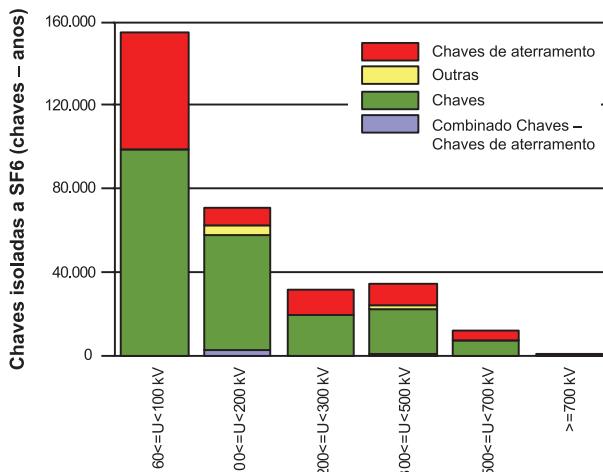


Figura 12 – Chaves isoladas a gás

Frequência de Falhas por Nível de Tensão

A taxa de falha calculada foi de 0,29 e 0,05 por 100 chaves/anos de serviço, respectivamente para equipamentos isolados a ar e a gás, considerando somente falhas de grande monta (MaF). A figura abaixo apresenta a distribuição por nível de tensão. Diferentemente do disjuntor, não existe grande influência da tensão de operação. Equipamentos acima de 700 kV não foram incluídos.

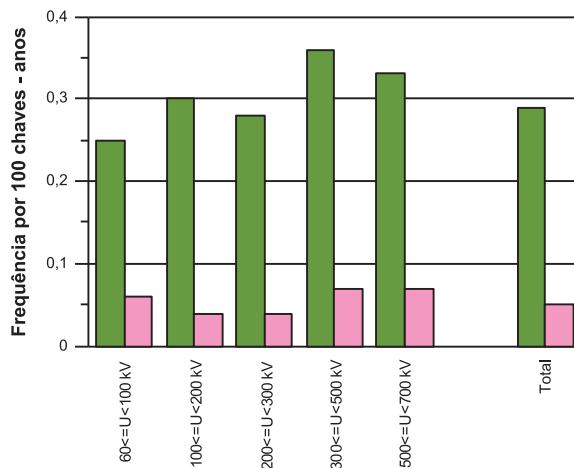


Figura 13 – Frequência de falhas em função da tensão

Frequência de Falhas em Função do Ano de Instalação

A figura a seguir apresenta os valores calculados para as chaves em função do ano em que foram instalados, onde análise relacionada a envelhecimento e tecnologia poderá ser realizada. A taxa de falha calculada foi por 100 chaves/anos de serviço, para equipamentos isolados a ar e a gás, considerando somente falhas de grande monta (MaF).

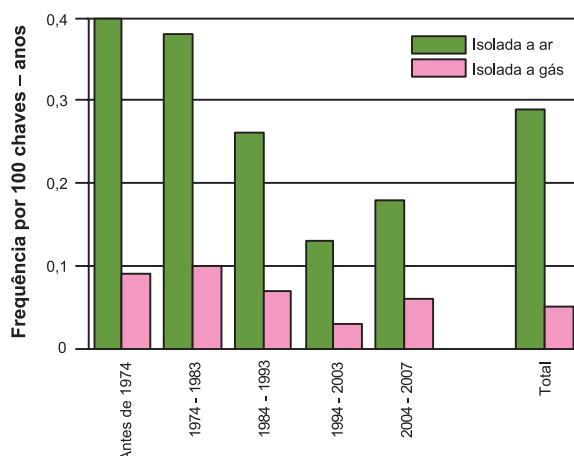


Figura 14 – Frequência de falhas em função do ano de instalação

Frequência de Falhas em Função do Tipo Construtivo

A maior frequência se refere ao tipo *Knee*, entretanto este tipo tem uma amostragem muito pequena. Os outros tipos apresentam valores na faixa 0,2 – 0,4. A taxa de falha calculada foi por 100 chaves/anos de serviço, considerando somente falhas de grande monta (MaF).

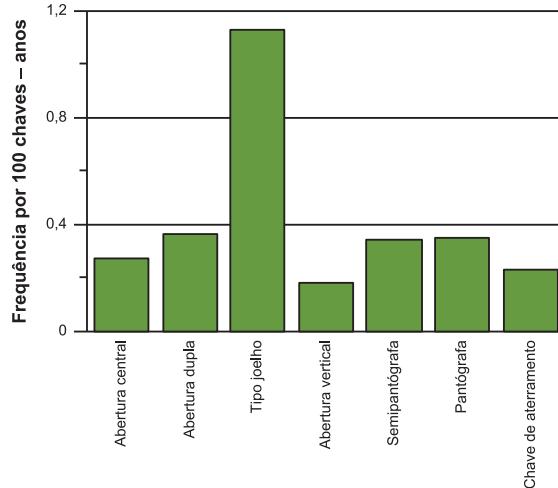


Figura 15 – Frequência de falhas para diferentes tipos de chaves

Frequência de Falhas em Função da Causa

A figura a seguir apresenta a distribuição das causas de falhas, onde a maioria se refere a “não fecha após comando” tanto para os equipamentos isolados a ar como a gás. Em seguida, para os equipamentos isolados a ar, temos as falhas decorrentes de “perda da integridade mecânica”; e, para os equipamentos isolados a gás, “ruptura dielétrica”.

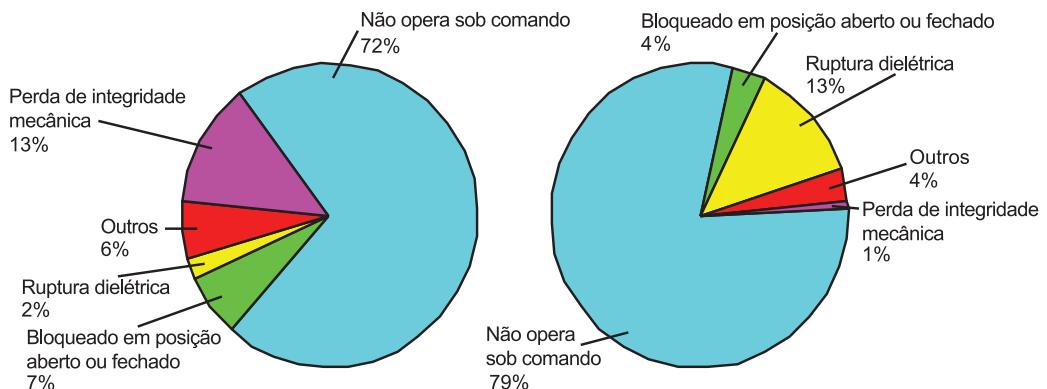


Figura 16 – Frequência de falhas com relação às causas para equipamentos isolados a ar (esquerda) e a gás (direita)

Transformadores de Instrumento

A pesquisa contemplou 25 países que enviaram informações relativas a 1.290.335 transformadores de instrumento/anos de operação, com as seguintes características da amostragem. Foram consideradas as unidades monofásicas.

Com Relação ao Nível de Tensão

A figura abaixo apresenta a distribuição da amostragem analisada para os transformadores de instrumento isolados a ar e a gás para os diferentes níveis de tensão. Pode ser visto que a grande maioria se refere à tensão abaixo de 200 kV. Cerca de 40 % provêm de instalações isoladas a gás. A maioria dos equipamentos isolados a ar se referem a “*sealed oil impregnated paper*”. Muitos poucos equipamentos do tipo ótico e eletrônico foram informados.

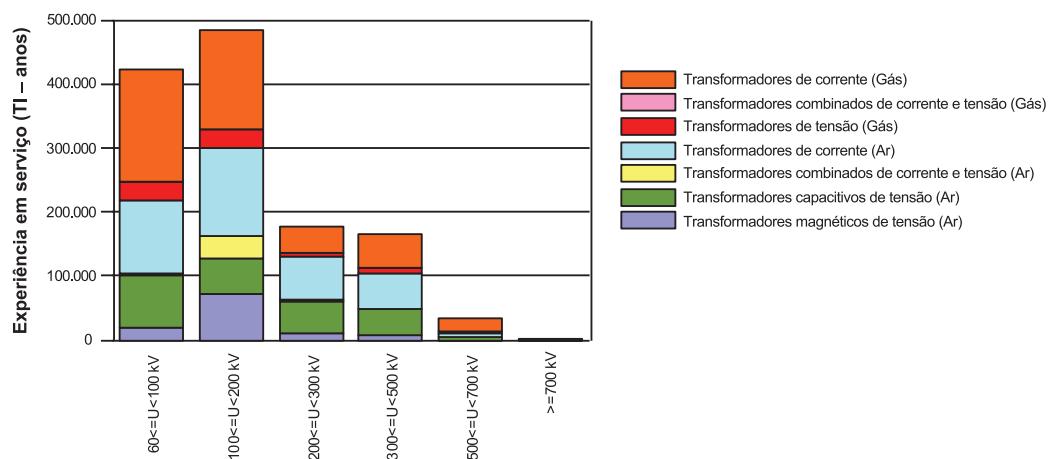


Figura 17 – Transformadores de Instrumento (unidades monofásicas/ano) por nível de tensão

Frequência de Falhas por Nível de Tensão

A taxa de falha média calculada foi de 0,053 por 100 transformadores de instrumento/anos de serviço, considerando somente falhas de grande monta (MaF). A figura mostra que a frequência de falha é substancialmente menor nas instalações isoladas a gás.

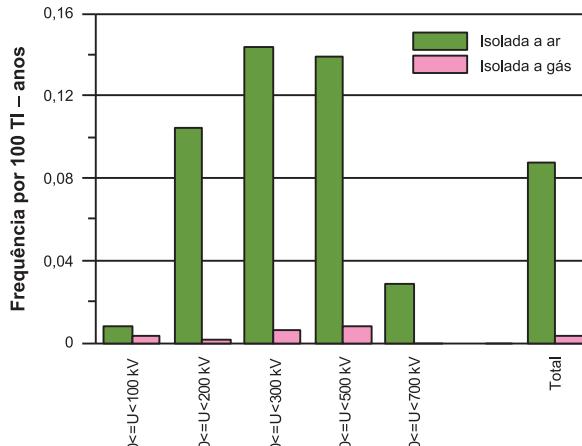


Figura 18 – Frequência de falhas por nível de tensão

Frequência de Falhas em Função do Tipo

A figura abaixo apresenta a frequência de falhas para os diferentes tipos dos transformadores de instrumento isolados a ar e a gás. A figura indica que estes equipamentos apresentam melhor desempenho para as instalações a gás, e que, para este tipo, os transformadores de corrente se apresentam mais confiáveis que os transformadores de tensão.

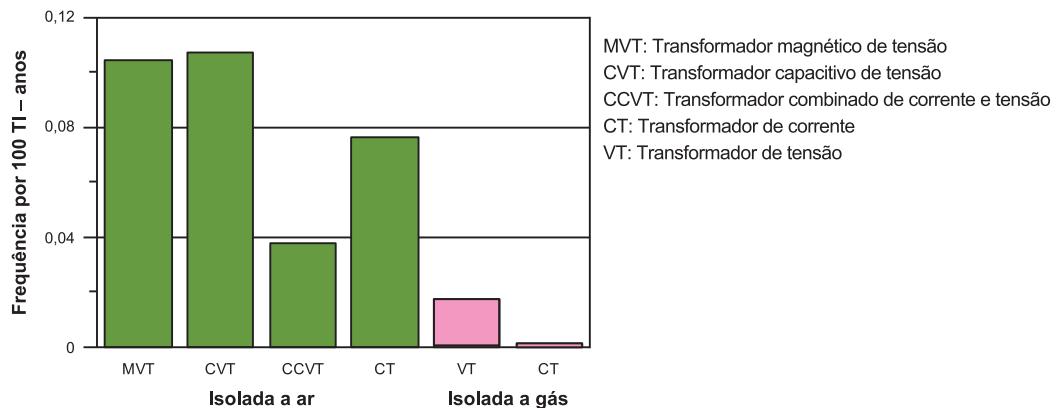


Figura 19 – Frequência de falhas em função do tipo. Ar (verde), gás (rosa)

Frequência de Falhas em Função do Ano de Instalação

A figura a seguir apresenta os valores calculados para os transformadores de instrumento em função do ano em que foram instalados.

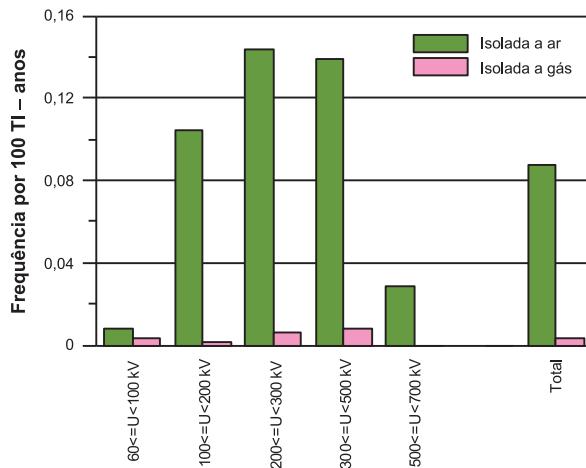


Figura 20 – Frequência de falhas em função do ano de instalação

Para os equipamentos isolados a ar com “*oil impregnated paper*”, foram reportadas diversas falhas causadas por incêndio e explosão, entretanto a grande maioria das falhas para este tipo é devida à falha dielétrica interna. Para os equipamentos isolados a gás, a maioria das falhas se refere a vazamentos.

9. CONSTATAÇÕES

Neste capítulo, foram apresentadas de maneira simplificada informações relativas aos desligamentos forçados e índices de desempenho dos equipamentos elétricos. O objetivo primordial foi apresentar o tema ao leitor, com vistas à identificação de possíveis inovações tecnológicas que possam atuar de forma efetiva na redução dos desligamentos. Os resultados deste levantamento serão considerados nas etapas seguintes deste projeto de P&D para a investigação de medidas que permitirão melhorar o desempenho dos equipamentos atuais e futuros.

Serão apresentadas a seguir as principais constatações relacionadas ao desempenho dos equipamentos em operação no sistema brasileiro, de acordo com relatórios publicados pelo ONS e dados das pesquisas internacionais.

Com Relação aos Transformadores

- Em média, no período de 2005 a 2009, cerca de 31,0% dos transformadores/ano foram desligados, com a maior média (38,6 %) correspondente aos transformadores de 750 kV, e a menor média (28,2%) aos transformadores de 138 kV.
- Grande parte dos desligamentos forçados de transformadores (51,2% em média) foram provocados por causas de origem externa. Os desligamentos de origem interna foram de 18,6 % e, dentre estes, os transformadores de 500 kV apresentaram o menor índice (15%), e o maior índice para o nível de 750 kV (29,7%).
- A menor disponibilidade se refere ao nível de tensão de 750 kV (95,307%).

Com Relação aos Reatores em Derivação

- Em média, no período de 2005 a 2008, cerca de 11,5% dos reatores/ano foram desligados, com a maior média (17,5 %) correspondente aos transformadores de 440 kV, e a menor média (7,9%) aos transformadores de 138 kV.
- Grande parte dos desligamentos forçados de reatores (42,0 %) foi provocada por causas de origem secundária. Os desligamentos de origem interna foi de 24,6 % e, dentre estes, os reatores de 345 kV apresentaram o menor índice (16%), e o maior índice para o nível de 750 kV (60%).
- A menor disponibilidade se refere ao nível de tensão de 345 kV (99,544%).

Com Relação aos Capacitores em Derivação

- Em média, no período 2005 a 2009, cerca de 35,5% dos capacitores/ano foram desligados, com a maior média (47,1 %) correspondente aos capacitores de 138 kV, e a menor média (18,5%) aos transformadores de 230 kV.
- Grande parte dos desligamentos forçados de capacitores (35,5 %) foi provocada por causas de origem interna.
- A menor disponibilidade se refere ao nível de tensão de 500 kV (99,210%).

Com Relação aos Compensadores Estáticos

- Em média, no período 2004 a 2008, cerca de 91,8 % dos compensadores estáticos/ano foram desligados, com a maior média (99,9 %) correspondente a todos os três compensadores estáticos de 345 kV, e a menor média (80%) aos de 500 kV.
- Grande parte dos desligamentos forçados (54,1 %) foi provocada por causas de origem secundária, e 30 % de origem interna.
- A menor disponibilidade se refere ao nível de tensão de 345 kV (99,249%).

Com Relação aos Capacitores Série

- Os índices de desempenho foram determinados para o período de janeiro de 2008 a abril de 2011, considerando 79 bancos em operação.
- Os valores médios calculados foram: duração média dos desligamentos planejados – 24,5 horas/ano, duração média dos desligamentos não planejados – 73,3 horas/ano e frequência de desligamentos não planejados – 2,7 desligamentos/ano.
- As falhas nas unidades capacitivas são responsáveis por 47,7 % do tempo de indisponibilidade.

Com Relação a Desligamentos de Linhas Provocadas por Equipamentos Terminais

- O disjuntor é o que provoca o maior número e duração de desligamentos das linhas de transmissão, seguido do equipamento transformador de corrente em termos de duração e o equipamento para-raios em termos de frequência.
- Os equipamentos terminais das linhas de transmissão são os responsáveis por 20,5 % da duração e 1,5 % do número dos desligamentos totais das linhas.

Com Relação às Pesquisas Internacionais

A seguir serão apresentadas as principais constatações dos relatórios publicados pelo Grupo de Trabalho do Cigré WG A3.06 (*Reliability of High Voltage Equipment*), que realizou pesquisa internacional com o envolvimento de 90 empresas de 30 países com o objetivo de determinar a confiabilidade de equipamentos de corrente alternada de tensão superior a 60 kV. A pesquisa foi realizada no período 2004-2007 contemplando os seguintes equipamentos: disjuntores, seccionadores e chaves de aterramento e transformadores de instrumento. As principais conclusões foram:

- A frequência de falha dos disjuntores a SF₆ calculada foi de 0,30 falhas (grande monta) por 100 disjuntores/anos de serviço. O chaveamento de reatores *shunt* foi associado a uma apreciável taxa de falha em comparação com os outros tipos de chaveamento.
- Para os seccionadores e chaves de aterramento, a frequência calculada foi de 0,21 por 100 equipamentos/anos de serviço. A maior causa de falhas foi devido ao mecanismo de operação.
- Para os transformadores de instrumento, a frequência de falhas foi de 0,053 por 100 transformadores monofásicos /anos de serviço.

Os resultados, incluindo as análises realizadas, os métodos estatísticos utilizados e recomendações para as empresas e fabricantes foram consolidados e apresentados em seis relatórios publicados pelo Cigré. Com base nos resultados, foram apresentadas algumas recomendações, dentre as quais pode-se citar:

- As empresas devem manter sistemas de gestão de informações bem organizados, objetivando a coleta e armazenamento de banco de dados relativos às falhas dos equipamentos. Estas informações são essenciais para diversos processos de planejamento, projeto, operação e manutenção.
- Foi considerada alarmante a alta porcentagem de causas de falhas classificadas como desconhecida. As empresas devem aprimorar os seus sistemas de monitoramento e diagnóstico para melhor identificar as causas.
- A pesquisa mostrou que muitos equipamentos, instalados há muitas décadas, ainda permanecem em operação com bom desempenho, demonstrando a importância da manutenção específica para os antigos equipamentos.
- Em relação aos fabricantes, foi indicada a sua necessidade de receberem informações precisas dos dados do desempenho dos equipamentos em operação, de maneira a permitir o aprimoramento dos seus produtos.

10. REFERÊNCIAS

- [1] RUNDE, M. CIGRÉ WG A3.06: *Summary of results of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment*. CIGRÉ Technical Colloquium, 2011.
- [2] CARVALHO, A. C.; PESSOA, H.; D'AJUZ, A.; PEIXOTO, P. G. *Brazilian Experience with Series Compensation of Transmission Lines*. CIGRÉ Technical Colloquium SCA3. Artigo A3-104. Viena, Áustria, set. 2011.
- [3] CIGRÉ WG A3.06: *Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment. Part 1: Summary and General Matters*. CIGRÉ Technical Brochure n. 509, 2011.
- [4] CIGRÉ WG A3.06: *Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment. Part 2: SF₆ Circuit Breakers*. CIGRÉ Technical Brochure n. 510, 2011.
- [5] CIGRÉ WG A3.06: *Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment. Part 3: Disconnectors and Earthing Switches SG6*. CIGRÉ Technical Brochure n. 511, 2011.
- [6] CIGRÉ WG A3.06: *Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment. Part 4: Instrument Transformers*. CIGRÉ Technical Brochure n. 512, 2011.
- [7] CIGRÉ WG A3.06: *Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment. Part 5 : Gas Insulated Switchgear*. CIGRÉ Technical Brochure n. 513, 2011.
- [8] CIGRÉ WG A3.06: *Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment. Part 6: GIS Practices*. CIGRÉ Technical Brochure n. 514, 2011.
- [9] CIGRÉ SC A3: *State of the Art of Instrument Transformers*. CIGRÉ Technical Brochure n. 394, 2009.
- [10] CIGRÉ WG 23.02: *Report on the Second International Survey on High Voltage Gas Insulated Substations (GIS) Service Experience*. CIGRÉ Technical Brochure n. 150, 2000.
- [11] CIGRÉWG 13.06: *Final Report of the Second International Enquiry on High Voltage Circuit-Breaker Failures and Defects in Service*. CIGRÉ Technical Brochure n. 83, 1994.
- [12] IEC 60694:2002: *Common Specifications for High-Voltage Switchgear and Control Gear Standards*.
- [13] *Relatório de Desligamentos Forçados 2006, 2007, 2008, 2009 – Linhas de Transmissão*. Operador Nacional do Sistema. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [14] *Relatório de Desligamentos Forçados 2009 – Transformadores*. V. 2. Operador Nacional do Sistema. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [15] *Relatório de Desligamentos Forçados 2009 – Reatores. Volume 5*. Operador Nacional do Sistema. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [16] *Relatório de Desligamentos Forçados 2009 – Banco de Capacitores. Volume 6*. Operador Nacional do Sistema. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [17] *Relatório de Desligamentos Forçados 2008 – Compensadores Estáticos. Volume 8*. Operador Nacional do Sistema. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [18] *Procedimentos de Rede – Submódulo 2.3 – Requisitos Mínimos para Transformadores e para Subestações e seus Equipamentos* – Operador Nacional do Sistema. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [19] *Procedimentos de Rede – Submódulo 16.3 – Gestão de Indicadores para Avaliação de Desempenho de Equipamentos e Linhas de Transmissão na Perspectiva da Manutenção* – Operador Nacional do Sistema. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [20] *Procedimentos de Rede – Submódulo 20.1 – Glossário de Termos Técnicos* – Operador Nacional do Sistema. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [21] *Procedimentos de Rede – Submódulo 22.4. Análise de Falhas em Equipamentos e Linhas de Transmissão* – Operador Nacional do Sistema. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [22] *Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para os Estudos Elétricos* – Operador Nacional do Sistema. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [23] *Procedimentos de Rede – Submódulo 25.8 – Indicadores de Desempenho de Equipamentos e Linhas de Transmissão e das Funções Transmissão e Geração* – Operador Nacional do Sistema. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [24] *Resolução Normativa Aneel 270/2007*.

CAPÍTULO 4

Estudos Básicos para Especificação de Equipamentos

Paulo Cesar Vaz Esmeraldo

Jorge Amon Filho

Sergio de Oliveira Frontin



Nosso especial agradecimento ao autor da 1^a edição em 1985 do livro
Equipamentos Elétricos – Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão.
Capítulo I: Estudos Básicos – Marco Polo Pereira

1. OBJETIVO

Apresentar os estudos básicos necessários para a especificação das características elétricas dos equipamentos, que consistem basicamente dos estudos de fluxo de potência para a determinação das correntes nominais, dos estudos de curto-círcuito para a determinação da suportabilidade a correntes de curto-círcuito dos equipamentos e da capacidade de interrupção dos disjuntores e dos estudos de sobretensões para a determinação dos níveis de isolamento. Existe ainda uma série de outros estudos específicos que dependem do tipo de aplicação de cada equipamento (abertura de seccionadores em subestações de SF₆, chaveamento de banco de capacitores em derivação etc.).

Palavras-chave: especificação de equipamentos, fluxo de potência, curto-círcuito, estabilidade, sobretensões, coordenação de isolamento, procedimentos de rede, edital transmissão.

2. INTRODUÇÃO

No modelo vigente do setor elétrico brasileiro, a documentação necessária para a outorga de uma nova instalação a ser integrada à Rede Básica passa por quatro fases distintas:

- A demonstração de sua viabilidade técnico-econômica e socioambiental apresentada no relatório denominado R1, onde estão indicados os estudos de fluxo de potência, as correntes nominais e as correntes de curto-círcuito impostas aos diversos equipamentos.
- O detalhamento técnico da alternativa de referência é documentado no relatório denominado R2, onde constam as principais solicitações elétricas aos quais os equipamentos estão submetidos, como, por exemplo, as sobretensões de manobra, rejeição de cargas, as correntes *inrush* nos transformadores etc.
- A caracterização e análise socioambiental do corredor selecionado para o empreendimento são apresentadas no relatório denominado R3.
- Por último, a definição dos requisitos do sistema circunvizinho, de forma a assegurar uma operação harmoniosa entre o novo empreendimento e as instalações existentes, documentado no relatório denominado R4.

Estes relatórios elaborados sob a responsabilidade da EPE, em conjunto com os Procedimentos de Rede elaborados sob a coordenação do ONS, são analisados, consolidados e apresentados nos editais de licitação dos sistemas de transmissão, indicando, assim, os estudos, premissas e os requisitos mínimos a que os agentes transmissores, vencedores do leilão devem atender.

A seguir, serão apresentados conceitos básicos de alguns destes requisitos e os seus alinhamentos conforme estabelecidos os relatórios da EPE, nos Procedimentos de Rede e nos anexos técnicos dos editais dos leilões dos sistemas de transmissão.

3. CORRENTE NOMINAL [1]

O roteiro para a especificação das correntes nominais de disjuntores, seccionadores, transformadores de corrente, capacitores série e filtros de onda é resumido nos seguintes passos:

- Determinar os fluxos máximos nas linhas de transmissão, a partir de estudos de fluxo de potência em condições de operação normal e de emergência para configurações futuras.
- Especificar os requisitos de corrente nominal no mínimo iguais aos valores dos fluxos.
- Adequar aos valores recomendados pelas normas vigentes.
- Adotar, sempre que possível, a padronização dos valores de corrente nominal, visando à redução do número de unidades reservas e a simplificação da especificação.
- Investigar o fluxo de potência nos barramentos das subestações, para condições de saída de linha e de disjuntores em manutenção.

4. CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO [1]

Durante a ocorrência de um curto-círcuito, os equipamentos devem suportar, sem prejuízo, do seu desempenho, todas as solicitações de corrente que surgirem até o instante em que os disjuntores atuem no sentido de isolar o trecho defeituoso do sistema. Além disso, os disjuntores devem ser capazes de interromper as correntes de curto-círcuito. Um dado importante para a especificação da corrente de curto-círcuito é a assimetria que esta pode apresentar, dependendo do valor da tensão no ponto de aplicação do curto-círcuito, no instante da ocorrência deste. Em primeira aproximação, se essa tensão for nula, a assimetria será máxima e vice-versa.

A componente contínua da corrente de curto-círcuito, responsável por essa assimetria, decai exponencialmente, sendo a constante de tempo função de relação X/R da rede.

Devem ainda ser especificados: o valor do pico máximo da corrente de curto-círcuito assimétrica que define a característica dinâmica dos equipamentos e o valor eficaz da corrente simétrica que define a característica térmica.

O roteiro para a especificação das correntes de curto-círcuito de disjuntores, seccionadores, transformadores de corrente, capacitores série e filtros de onda é resumido nos seguintes passos:

- Determinar as correntes de curto-círcuito através dos equipamentos para configurações futuras previstas, adequar aos valores das normas vigentes e adotar, quando possível, a padronização.
- Determinar a relação X/R da rede e a constante de tempo da componente contínua da corrente de curto-círcuito.

- Determinar o valor do pico máximo da corrente de curto-círcuito assimétrica. Esse valor também define a capacidade de estabelecimento em curto-círcuito para os disjuntores.
- Determinar o valor da componente contínua (para os disjuntores), no instante da separação dos contatos do disjuntor.

5. SOBRETENSÕES [2]

As redes elétricas estão sujeitas a várias formas de fenômenos transitórios, envolvendo variações súbitas de tensão e corrente provocadas por descargas atmosféricas, faltas no sistema ou operação de disjuntores ou seccionadores.

De uma forma genérica, os estudos realizados com a finalidade de obtenção dos valores referentes aos fenômenos transitórios de interesse para a especificação dos equipamentos de um sistema elétrico são denominados de estudos de sobretensões. Na prática, além dos valores das possíveis sobretensões nos terminais dos equipamentos, é de interesse também a determinação dos valores de corrente e energia nos para-raios e correntes transitórias, para a verificação dos esforços mecânicos nos equipamentos e baramentos de uma subestação.

As sobretensões podem ser classificadas de uma forma bem ampla em dois grupos: sobretensões externas e sobretensões internas, conforme a causa que as provocam seja de origem externa ou interna ao sistema elétrico, respectivamente. Esta classificação é meramente acadêmica e não atende aos interesses relacionados com a especificação de equipamentos, sendo mais adequada outra classificação, associada ao tempo de duração e ao grau de amortecimento das sobretensões. Baseada nesta última classificação, são definidas as sobretensões atmosféricas, as sobretensões de manobra e as sobretensões temporárias.

O tempo de duração de uma sobretensão está associado ao tempo da frente de onda da tensão, e o grau de amortecimento fornece uma indicação quanto ao tipo de sobretensão transitória, se de curta duração ou de longa duração.

As sobretensões atmosféricas são caracterizadas por uma frente de onda de alguns microssegundos a poucas dezenas de microssegundos e são provocadas por descargas atmosféricas.

As sobretensões de manobra resultam, principalmente, de chaveamentos e de defeitos no sistema elétrico. A sua frente de onda é da ordem de dezenas de microssegundos a centenas de microssegundos e pode ser unidirecional ou oscilatória, dependendo do fenômeno em análise.

Os exemplos mais comuns de eventos que provocam sobretensões de manobra são energização e religamento de linhas de transmissão, aplicação e eliminação de defeitos, energização de transformadores e rejeição de carga.

As sobretensões temporárias são caracterizadas, principalmente, por sua longa duração e picos de amplitude reduzida. As frentes de onda não apresentam importância, uma vez que são constituídas da parte sustentada das sobretensões de manobra e, portanto, bem definidas. São decorrentes de manobras do tipo rejeição de carga, ocorrência de defeitos com deslocamento do neutro e energização de linhas em vazio.

Sendo os valores de tensão com amplitude reduzida, a importância das tensões harmônicas não é significativa, e somente a componente fundamental da tensão é investigada. É importante ressaltar que, apesar de resultar de uma manobra ou falta no sistema, a parte transitória propriamente dita não é investigada.

As três categorias de sobretensões discutidas acima são objeto de estudos para a determinação das solicitações aos equipamentos de um sistema elétrico.

Métodos de Controle das Sobretensões

Os equipamentos são solicitados pelas sobretensões durante toda a sua operação no sistema elétrico, e o efeito destas solicitações no isolamento dos equipamentos deve ser minimizado para permitir um grau de confiabilidade aceitável para a operação dos sistemas.

As sobretensões têm uma natureza intrinsecamente estatística, devido a uma série de variáveis aleatórias, tais como: dispersão dos instantes de fechamento dos contatos dos disjuntores, instante de ocorrência de um defeito no sistema, amplitude e taxa de crescimento das descargas atmosféricas, condições operativas do sistema no instante da ocorrência etc. E são, praticamente, impossíveis de serem eliminadas ou mantidas sob rígido controle. Com o objetivo de evitar que o risco de falha de isolamento dos equipamentos prejudique a operação do sistema e que os equipamentos se danifiquem, são adotados dispositivos, ou medidas especiais, para permitir um controle das sobretensões, de forma a reduzir as suas amplitudes máximas e probabilidade de ocorrência.

A utilização de métodos de controle das sobretensões depende do tipo de solicitação que se pretende controlar, das características do sistema elétrico, de fatores climatológicos associados à região por onde o sistema se estende etc. A adoção de um determinado tipo de mecanismo para controle de sobretensões deve levar em consideração aspectos relacionados com a sua eficácia, custos e simplicidade de implementação, entre outros.

Os métodos e dispositivos mais utilizados para controle das sobretensões são os resistores de pré-inserção, os para-raios, as modificações na configuração do sistema e a blindagem de linhas de transmissão e subestações contra descargas atmosféricas.

Resistores de Pré-inserção dos Disjuntores

A utilização de resistores de pré-inserção nos disjuntores do sistema permite uma acentuada redução na amplitude das sobretensões de manobra, decorrentes de energização e religamento de linhas de transmissão. A amplitude da sobretensão é função da resistência do resistor de fechamento e do seu tempo de permanência.

O fechamento sincronizado de disjuntores, respeitando-se determinadas condições preestabelecidas, é um conceito que permite um controle maior das sobretensões, uma vez que os contatos podem ser fechados quando a tensão de cada fase estiver passando por zero.

Para-raios

Os para-raios são equipamentos responsáveis por funções de grande importância nos sistemas elétricos, contribuindo, decisivamente, para a sua confiabilidade, economia e continuidade de serviço porque, estando conectados próximos aos principais equipamentos da subestação, impedem que as sobretenções alcancem valores superiores àqueles para os quais os equipamentos foram projetados. A sua atuação tem por base a absorção de uma parte da corrente associada à onda de tensão no seu terminal, de forma que não ultrapasse o valor máximo permitido. São utilizados para controle de sobretenções de qualquer natureza, e a tensão no seu terminal depende da magnitude e da forma de onda do surto incidente e da impedância de surto do sistema no qual o para-raios está conectado.

Modificações na Configuração do Sistema

As sobretenções de manobra podem, em determinadas situações, ser reduzidas através da implementação de modificações na configuração do próprio sistema elétrico, como, por exemplo, seccionamento de linhas de transmissão e instalação de reatores em derivação. Basicamente, estas duas possibilidades provocam uma redução na elevação de tensão na frequência fundamental devido ao efeito Ferranti e, consequentemente, uma redução na sobretenção de manobra.

Blindagem de Linhas de Transmissão e Subestações Contra Descargas Atmosféricas

A maneira mais eficiente de se minimizarem os efeitos decorrentes de incidências de descargas atmosféricas nos sistemas elétricos consiste na utilização de blindagens, através de cabos para-raios e hastes de proteção, de modo a evitar a incidência direta de descargas nos cabos condutores de uma linha de transmissão ou nos barramentos de uma subestação.

Quando a descarga atmosférica atinge os cabos para-raios, ou mesmo as estruturas de uma linha de transmissão, a possibilidade de evitar que ocorra uma falha de isolamento através da cadeia de isoladores, com o desligamento da linha e consequente injeção do surto atmosférico em direção à subestação, depende basicamente das características da descarga atmosférica e do sistema de aterramento das estruturas e do acoplamento entre cabos para-raios e cabos condutores. Somente os dois últimos parâmetros são passíveis de modificação com vistas à melhoria do desempenho da linha a descargas atmosféricas e podem ser considerados também como mecanismos de controle de sobretenções.

Através da utilização do modelo eletrogeométrico, é possível o posicionamento dos cabos para-raios, de tal forma que as intensidades de corrente das descargas atmosféricas com possibilidades de alcançarem os equipamentos sejam limitadas a um valor que não provoque danos.

6. ISOLAMENTOS [2]

Os isolamentos, de uma forma geral, abrangem os espaçamentos no ar, os isolamentos sólidos e os imersos em líquido isolante. De acordo com a finalidade a que se destinam, são classificados como sendo para uso externo ou uso interno, conforme se utilizem em instalações sujeitas a agentes externos, tais como umidade, poluição, intempéries etc.

Além dessa classificação, de ordem geral existe outra de maior importância, sob o ponto de vista de isolamento, que é aquela que diferencia os isolamentos entre autorregenerativos e não regenerativos.

Os isolamentos autorregenerativos são aqueles que têm a capacidade de recuperação de sua rigidez dielétrica, após a ocorrência de uma descarga causada pela aplicação de uma tensão de ensaio.

Numa subestação, os isolamentos autorregenerativos podem ser divididos em dois grupos, dependendo do tipo de sua utilização. O primeiro grupo é o isolamento de equipamentos, tais como: parte externa de buchas de transformadores de potência, reatores e transformadores de instrumentos e parte externa dos equipamentos de manobra e de medição (disjuntores, seccionadores e divisores capacitivos de potencial). Esse grupo está relacionado com as partes internas desses equipamentos, que são do tipo não regenerativo e, portanto, observa-se que os equipamentos citados anteriormente possuem os dois grupos de isolamentos. O segundo grupo de isolamentos é o que se refere, somente, à instalação propriamente dita. Nesse grupo estão incluídos os isolamentos em ar, correspondentes aos espaçamentos condutor-estrutura, barramento-estrutura, parte viva de equipamento-estrutura e condutor-condutor, os postes isoladores, as cadeias de isoladores e as colunas isoladoras das bobinas.

Os isolamentos não regenerativos são aqueles que não têm a capacidade de recuperação de sua rigidez dielétrica, após a ocorrência de uma descarga causada pela aplicação de uma tensão de ensaio. Havendo uma descarga, há danificação parcial ou total do isolamento não regenerativo. Os equipamentos mais importantes de uma subestação são constituídos deste tipo de isolamento, principalmente em sua parte interna, como nos transformadores de potência e nos reatores.

Níveis de Isolamento dos Equipamentos

O nível de isolamento de um equipamento é o conjunto de tensões suportáveis nominais, aplicadas ao equipamento durante os ensaios e definidas em norma específica para esta finalidade, que define sua característica de isolamento.

As tensões definidas em norma, a serem aplicadas nos ensaios para comprovar o nível de isolamento de um equipamento, são as seguintes: tensão suportável estatística (ou convencional) de impulso de manobra (ou atmosférica), tensão suportável nominal à frequência industrial de curta duração e tensão suportável nominal de impulso de manobra (ou atmosférico).

A tensão suportável estatística de impulso de manobra (ou atmosférico) é o valor de crista de uma tensão de ensaio de impulso de manobra (ou atmosférico), para o qual a probabilidade de não ocorrerem descargas disruptivas na isolação, em condições especificadas, é igual a uma probabilidade de referência especificada.

A tensão suportável convencional de impulso de manobra (ou atmosférico) é o valor de crista especificado de uma tensão de impulso para o qual não deve ocorrer descarga disruptiva num isolamento. Este conceito aplica-se somente a isolamentos não regenerativos.

A tensão suportável nominal à frequência industrial de curta duração é o valor eficaz especificado da tensão à frequência industrial que um equipamento deve suportar em condições de ensaio especificadas e durante um período de tempo.

A tensão suportável nominal de impulso de manobra (ou atmosférica) é o valor de crista especificado de uma tensão suportável de impulso de manobra (ou atmosférico), que caracteriza o isolamento de um equipamento no que concerne aos ensaios de tensões suportáveis.

As normas de coordenação de isolamento têm por objetivos fixar os níveis de isolamento dos equipamentos e estabelecer diretrizes para a elaboração de especificações e métodos de ensaios de equipamentos.

Os ensaios são realizados de acordo com os procedimentos estabelecidos nas normas pertinentes e têm por objetivo verificar se um equipamento está em conformidade com as tensões suportáveis nominais que determinam o seu nível de isolamento. Para cada tipo de ensaio e cada tipo de equipamento, a norma do equipamento especifica os métodos para detetar falhas no isolamento e os critérios que permitem afirmar ter ocorrido falha de isolamento durante os ensaios.

Os ensaios nos equipamentos novos podem ser de tipo ou de rotina, dependendo da finalidade a que se destinam. Os ensaios de tipo têm a finalidade de verificar a conformidade de uma determinada característica de projeto de um equipamento elétrico, ou de um componente, com a sua respectiva especificação. Os ensaios de rotina têm a finalidade de verificar se determinado equipamento, ou componente, está em condições adequadas de funcionamento ou de utilização de acordo com a sua especificação. Basicamente, o ensaio de tipo é realizado num protótipo, ou numa amostra, e o ensaio de rotina é realizado no equipamento já pronto para entrega.

7. COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO [2]

Denomina-se coordenação de isolamento o conjunto de procedimentos utilizados para a especificação de equipamentos, que tem por objetivo fundamental a redução, a um nível econômico e operacionalmente aceitável, da probabilidade de falhas nos equipamentos, tendo em vista as solicitações que podem ocorrer no sistema e as características dos dispositivos de proteção.

Os equipamentos apresentam uma característica muito importante com relação à coordenação de isolamento que é a suportabilidade, definida como sendo a propriedade de um isolamento de se opor a descargas disruptivas. A suportabilidade depende do tipo de solicitação aplicada ao equipamento e de características inerentes ao próprio isolamento do equipamento.

Métodos de Coordenação de Isolamento

Como já foi mencionado anteriormente, a coordenação de isolamento envolve a determinação das sobretensões, as quais os equipamentos estarão submetidos, seguida de seleção conveniente das suportabilidades elétricas, considerando-se as características dos dispositivos de proteção disponíveis. A coordenação de isolamento pode ser efetuada de duas formas distintas: utilizando-se o método convencional ou o método estatístico.

O método convencional é baseado na seleção dos níveis de isolamento considerando-se as maiores sobretensões esperadas e uma margem de segurança. O nível de isolamento é definido adicionando-se uma margem de segurança ao nível de proteção do dispositivo de proteção, usualmente um para-raios, determinado para a solicitação máxima.

As margens de proteção para surtos de manobra e surtos atmosféricos são estabelecidas em função da experiência das instalações existentes e têm por objetivo evitar que eventuais imprecisões na determinação das sobretensões, inclusive o efeito-distância, ou desvios nas características de isolamento do equipamento e do dispositivo de proteção resultem em falha de equipamento.

Quando se considera a solicitação máxima no terminal do equipamento, no lugar do nível de proteção do para-raios, a margem de proteção pode ser um pouco inferior porque o efeito-distância já é levado em consideração no cálculo da sobretensão máxima.

O método estatístico é baseado na seleção dos níveis de isolamento através de um determinado risco de falha selecionado, levando em consideração a natureza estatística das sobretensões e da suportabilidade do dielétrico. A sua utilização é, normalmente, limitada aos isolamentos autorregenerativos e para tensões acima de 300 kV.

Para a aplicação do método estatístico, todas as grandezas envolvidas devem ter as suas distribuições estatísticas determinadas, identificando-se a natureza, magnitudes e probabilidades de ocorrência das sobretensões, as características de suportabilidade do isolamento e as características climáticas da região da instalação. As distribuições estatísticas são, normalmente, caracterizadas por um valor médio e um desvio padrão.

O método estatístico pode ser aplicado de diversos modos, desde o mais simplificado até o mais sofisticado, sendo a seleção do método mais apropriado dependente da qualidade das informações disponíveis. As solicitações podem ser consideradas sob a forma de distribuições estatísticas, de qualquer natureza, truncadas ou não, ou de forma individual, inclusive com informações sobre picos relevantes de onda.

Independentemente da sofisticação do processo, a quantidade de isolamento em paralelo deve ser levada em consideração. Todos os possíveis locais de falha de isolamento devem ser identificados e incluídos no processo para que se avalie, corretamente, o risco de falha da instalação.

Efeito-distância

Quando se realiza um estudo de coordenação de isolamento de uma subestação, a tensão máxima que aparece nos terminais dos equipamentos é função da natureza da solicitação do dispositivo de proteção utilizado, das características dos equipamentos e

dos comprimentos dos barramentos da subestação. Todos esses elementos são importantes para a realização do estudo, mas as características dos dispositivos de proteção e as suas localizações merecem uma consideração especial. As características dos dispositivos de proteção dependem do tipo utilizado, sendo, no entanto, mais comum a instalação de para-raios. A localização dos para-raios apresenta uma relevância especial porque a tensão no terminal do equipamento pode sofrer uma acentuada amplificação, com relação ao nível de proteção do para-raios, devido ao efeito-distância. Resumidamente, o efeito-distância pode ser explicado como sendo decorrente da amplificação da tensão no terminal do equipamento, em função da propagação da onda que, apesar de limitada pelo para-raios, continua em direção ao equipamento. Para efeito de modelagem a surtos atmosféricos, o transformador é representado por uma capacidade de surto. Dessa forma, a tensão que chega no terminal do transformador é refletida quase que totalmente, e a tensão resultante é geralmente maior do que a tensão no terminal do para-raios. Quanto maior for a distância entre o para-raios e o equipamento, maior é a probabilidade de amplificação da tensão no terminal do equipamento.

A localização dos para-raios deve ser realizada de forma que todos os equipamentos da subestação sejam solicitados por tensões inferiores à tensão suportável nominal a impulso atmosférico, reduzida de um percentual correspondente à margem de segurança.

O efeito-distância é proveniente de um fenômeno de propagação de ondas e, portanto, só é de importância para ondas do tipo impulso atmosférico.

Espaçamentos Elétricos e Distância de Segurança

Em adição aos estudos de coordenação de isolamento para a determinação dos níveis de isolamento dos equipamentos das subestações, devem ser realizados estudos para a determinação dos espaçamentos elétricos mínimos e das distâncias de segurança no interior da subestação.

Os espaçamentos elétricos numa subestação, ao contrário dos equipamentos, não podem ser ensaiados a impulsos e, portanto, providências devem ser adotadas para evitar que ocorram descargas no isolamento, em tensões inferiores às aquelas para as quais os equipamentos foram especificados.

Com base em ensaios de laboratório de diversas configurações de eletrodo, são obtidas informações sobre o espaçamento requerido para suportar um determinado impulso aplicado, as quais devem ser utilizadas para o estabelecimento das distâncias elétricas mínimas na subestação.

Além da distância elétrica mínima, deve ser incluída uma distância de segurança que depende essencialmente da altura dos operadores e da natureza do trabalho a ser realizado, incluindo-se o acesso ao equipamento e eventuais ferramentas e acessórios de trabalho. Essa distância de segurança possibilita ao operador a realização de um trabalho num equipamento desconectado da subestação, mas próximo a partes energizadas.

Distância de Escoamento de Buchas e Isoladores

A complementação dos estudos de coordenação de isolamento é realizada selecionando-se as distâncias de escoamento das superfícies isolantes expostas ao meio ambiente, como as buchas e isoladores.

Para estes isolantes, a solicitação mais importante é a tensão normal de operação, a qual está continuamente aplicada e que é sensível ao efeito das condições ambientais.

O comportamento destes isolantes é bastante influenciado pelos parâmetros umidade e densidade do ar, ocorrendo uma redução de sua suportabilidade à tensão na frequência industrial quando do decréscimo daqueles parâmetros, principalmente na presença de substâncias poluentes.

Na presença de contaminação, a resposta do isolamento à tensão na frequência industrial pode ser o fator determinante para o seu projeto.

Em condições ambientais limpas, a corrente de fuga pela superfície da porcelana é da ordem de miliampères, tendendo a aumentar devido à contaminação desta superfície por depósitos de sal, resíduos químicos ou poeira. Este fenômeno é ainda agravado quando a superfície contaminada é umedecida por chuva fina ou orvalho, criando camadas de maior condutividade e propiciando a ocorrência de descargas através do isolamento.

8. ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO [3]

Os estudos para a concepção e detalhamento para a expansão do sistema de transmissão são apresentados em quatro relatórios (R1, R2, R3 e R4), que se constituem em documentos anexados aos editais para os leilões dos sistemas de transmissão.

Serão apresentadas a seguir algumas orientações indicadas pela EPE para a elaboração destes relatórios, dentre aquelas que têm como objetivo a especificação de equipamentos:

Relatório R1

Os estudos dessa fase analisam a viabilidade técnico-econômica do empreendimento, demonstrando sua competitividade diante de outras alternativas, estabelecendo as características básicas preliminares de suas instalações, bem como uma expectativa de seu custo, baseado em referências de custos modulares utilizadas no planejamento. De forma geral, esta análise é realizada através dos estudos indicados a seguir.

- Estudos de fluxo de potência.
- Estudos de estabilidade de tensão em regime permanente.
- Estudos de energização em regime permanente.
- Estudos de rejeição de carga em regime permanente.
- Estudos de estabilidade eletromecânica.

- Estudos de curto-circuito.
- Definição da compensação reativa série e em derivação.
- Definição da utilização de religamento monopolar.
- Análise dos aspectos socioambientais.
- Análise econômica.

Esses estudos devem estar em consonância com os critérios de planejamento praticados pela EPE e com os Procedimentos de Rede (PR).

As principais alternativas selecionadas com base nas análises de viabilidade técnico-econômica também devem ser comparadas considerando os aspectos socioambientais das alternativas, de maneira integrada aos demais aspectos técnicos, devendo ficar demonstrado que estes aspectos não restringem nem oneram significativamente suas implantações.

Os principais aspectos que devem ser observados relacionados à especificação dos equipamentos são os seguintes:

Arranjos de Barramento

Devem ser estabelecidos quais os arranjos de barramento devem ser adotados para as conexões das novas funções de transmissão nas subestações existentes. Para novas subestações, devem ser definidos os arranjos de barramento para etapa inicial e final do horizonte dos estudos de planejamento.

Definição das Correntes Nominais dos Barramentos e Equipamentos

Devem ser estabelecidos os valores das correntes nominais para os equipamentos das conexões das funções de transmissão, baseados nos máximos valores de carregamento visualizados nas análises de fluxo de carga, para o horizonte de planejamento, em condição de operação normal e de emergência.

Análise das Correntes de Curto-círcito

Devem ser estabelecidos os máximos valores, simétricos e assimétricos, das correntes de curto-círcito impostos aos equipamentos em todo o horizonte de planejamento.

Definição de Tipo, Potência e Tensões Nominais e Derivações das Unidades Transformadoras

As análises devem ser conduzidas conforme estabelecem os critérios e procedimentos para planejamento da expansão dos sistemas de transmissão.

Análise de Adequações das Instalações Existentes

Devem ser indicadas as eventuais superações das características nominais dos equipamentos referentes aos níveis das correntes de carga e de curto-círcuito simétricas e assimétricas. As análises devem abranger todo o horizonte de planejamento.

Relatório R2

Os empreendimentos da expansão da transmissão deverão ser objeto de detalhamento de suas características técnicas, de forma a permitir à Aneel a preparação dos editais de licitação correspondentes. Deve-se enfatizar que esse detalhamento visa assegurar a exequibilidade do empreendimento sob o ponto de vista técnico sem, no entanto, se constituir em um Projeto Básico a ser conduzido pelas empresas.

Os estudos relacionados a esta fase devem prover as informações necessárias para estabelecer as características técnicas das novas instalações de transmissão e as adequações das instalações existentes da Rede Básica. Neste sentido, os estudos devem abranger análise de transitórios eletromagnéticos, bem como análises específicas referentes à definição das características elétricas básicas de equipamentos, tais como linhas de transmissão, subestações, unidades transformadoras e compensações de potência reativa série e em derivação (banco de capacitores série e compensador estático). De modo geral, os estudos a serem realizados nesta fase de detalhamento da alternativa de referência devem ser os indicados a seguir.

- Estudos específicos para linhas de transmissão.
- Estudos de transitórios eletromagnéticos.
- Extinção de arco secundário.

Relatório R3

Para que uma nova instalação seja licitada ou autorizada pela Aneel, faz-se necessário prover àquela agência informações da viabilidade de execução da obra, também do ponto de vista socioambiental. Para tal, deve ser feita uma avaliação das possíveis dificuldades a serem solucionadas pelo proponente vencedor da licitação ou pelo agente autorizado a implantar a nova instalação.

Em se tratando de ampliações de subestações já existentes, esta fase é consideravelmente simplificada ou mesmo desnecessária. Na hipótese de a ampliação dar-se dentro da área original da subestação, a avaliação socioambiental poderá não ser necessária, uma vez que, quando da implantação da subestação, as questões de natureza ambiental já foram equacionadas. Apenas quando houver necessidade de aquisição de área adicional, será requerida uma análise quanto à ocupação da área contígua à subestação.

Relatório R4

Este relatório apresenta as características técnicas e requisitos básicos das instalações existentes ou novas para a expansão da transmissão. Os concessionários de transmissão proprietários de instalações existentes compartilhadas ou adjacentes a uma nova subestação devem fornecer as características técnicas de suas instalações e os requisitos necessários para que o novo empreendimento venha a operar de forma harmoniosa com o sistema circunvizinho.

Para as instalações novas, o relatório tem por finalidade apresentar para os futuros proponentes dos leilões de concessão uma caracterização básica das instalações que atenda aos requisitos indicados nos estudos de concepção e detalhamento (R1, R2 e R3).

As situações podem variar em função da natureza das novas instalações. No caso de subestações novas em corrente alternada, por exemplo, a caracterização pode incluir, entre outras informações e requisitos:

- Localização geográfica e área prevista para implantação.
- Características dos equipamentos principais, tais como disjuntores, seccionadores, para-raios, transformadores,
- Serviços auxiliares.
- Requisitos para os sistemas de proteção, controle e supervisão.
- Requisitos para o sistema de telecomunicações.

9. PROCEDIMENTOS DE REDE [4]

A EPE realiza os estudos a longo prazo, a partir de critérios e premissas preestabelecidas, apresentando os resultados nos relatórios R1, R2, R3 e R4.

O ONS realiza os estudos a curto prazo e adicionalmente, para assegurar que as instalações de transmissão atendam aos indicadores de desempenho relativos à operação do Sistema Interligado Nacional, estabelece um conjunto de requisitos técnicos para cada um dos elementos funcionais de transmissão, equipamentos, linhas de transmissão etc.

O atendimento a esses requisitos mínimos por parte das instalações integrantes da rede básica deve ocorrer já na etapa de concepção dessas instalações, quando são estabelecidas as características básicas dos equipamentos.

Estes pontos são apresentados no Submódulo 2.3 – Requisitos mínimos para transformadores e para subestações e seus equipamentos, dos Procedimentos de Rede do Setor de Energia Elétrica. A seguir serão apresentados alguns exemplos destas solicitações.

Corrente em Regime Permanente

Os barramentos devem suportar tanto os valores de corrente em regime permanente definidos pelos estudos com horizonte de operação (Plano de ampliações e reforços na rede básica – PAR e Plano anual de ampliações e reforços nas instalações de

transmissão não integrantes da rede básica – PAR-DIT), quanto pelos de longo prazo, elaborados pela EPE, nos quais devem ser consideradas as possíveis futuras expansões das subestações para o período de concessão da instalação.

Capacidade de Curto-circuito

Os barramentos, a malha de terra e os equipamentos devem suportar as máximas correntes de curto-circuito, simétricas e assimétricas, definidas tanto pelos estudos de operação (PAR e PAR-DIT) quanto pelos de longo prazo elaborados pela EPE, para as instalações da rede básica, considerando os tempos máximos de eliminação de defeito.

Tensão em Regime Permanente

Os barramentos e os equipamentos devem suportar, para a condição de operação em regime permanente, valor máximo de tensão estabelecido na tabela 1.

Tabela 1 – Tensão máxima em regime permanente

Tensão nominal do Sistema (kV)	Tensão máxima (kV fase-fase, eficaz)
13,8	14,5
34,5	36,2
69	72,5
88	92,4
138	145
230	242
345	362
440	460
500 ou 525	550
765	800

Isolamento sob Poluição

As instalações devem ser isoladas de forma atender, sob tensão operativa máxima, às características de poluição da região, conforme classificação contida na IEC 815.

Desempenho sob Descargas Atmosféricas

O sistema de proteção contra descargas atmosféricas da subestação deve ser dimensionado de forma a assegurar um risco de falha menor ou igual a uma descarga por

50 (cinquenta) anos. Além disso, deve-se assegurar que não haja falha de blindagem nas instalações para correntes superiores a 2 kA.

Transformadores de Potência

São estabelecidos diversos requisitos como: energização das unidades, enrolamentos terciários, comutação de derivação em carga, condições operativas, impedância, perdas e nível de ruído.

Banco de Capacitores em Derivação

Apresenta requisitos para: conexão, tolerâncias dos valores de capacitância do banco, perdas dielétricas, capacidade de curto-circuito, energização.

Reatores em Derivação

Apresenta requisitos para: tolerâncias para a reatância, esquemas de aterramento, perdas, manobra de abertura.

Banco de Capacitores Série

Apresenta requisitos para: tolerâncias em relação à capacitância, perdas dielétricas, capacidade de sobrecarga, *bypass* do banco,

Dispositivos FACTS

Apresenta requisitos para: aplicações, comportamento em regime dinâmico e transitório, ressonâncias subsíncronas, transitórios eletromagnéticos, controle, eficiência.

Disjuntores

Apresenta requisitos para: abertura de linhas em vazio, abertura de banco de capacitores, abertura de pequenas correntes indutivas, tal como na manobra de reatores em derivação, abertura em oposição de fases, abertura de defeito trifásico não envolvendo terra no barramento ou na saída de linha, abertura de defeito quilométrico, abertura da corrente de curto-circuito com a relação X/R do ponto do sistema onde será aplicado.

Seccionadores, Lâminas de Terras e Chaves de Aterramento

As lâminas de terras e chaves de aterramento das linhas de transmissão devem ser dimensionadas para suportar, na abertura, os valores máximos de tensão e de corrente induzidas pelos acoplamentos eletrostático e eletromagnético, valores estes determinados nos estudos de manobras de chaves. Esses equipamentos devem permitir manobras de fechamento e abertura nas condições mais severas de tensões induzidas de linha de transmissão em paralelo, aí incluídas situações de ressonância e de carregamento máximo.

Para-raios

Devem ser instalados para-raios nas entradas de linha de transmissão, nas conexões de unidades transformadoras de potência, de reatores em derivação e de bancos de capacitores não autoprotegidos. Os para-raios devem ser do tipo estação, a óxido metálico, sem centelhador. Deve ser demonstrado por meio de estudos de coordenação de isolamento, que os equipamentos da subestação são protegidos adequadamente, ou seja, os equipamentos não são submetidos a risco de falha superiores àqueles que utilizam para-raios a óxido metálico.

Transformadores de Potencial e Transformadores de Corrente

As características dos transformadores de potencial devem satisfazer as necessidades de diversos sistemas: de proteção, de medição de faturamento e de medição indicativa para controle da operação.

10. EDITAL DE LEILÃO DE TRANSMISSÃO [5]

Uma vez estabelecida a necessidade de um empreendimento de transmissão, de acordo com o modelo atual do setor de energia elétrica, é publicado o edital correspondente, objetivando a realização de leilão para os empreendedores interessados.

O leilão objetiva, assim, a contratação de Serviço Público de Transmissão, pela menor Receita Anual Permitida (RAP), incluindo a construção, a montagem, a operação e a manutenção das instalações de transmissão, pelo prazo de 30 (trinta) anos, contados da data de assinatura do respectivo Contrato de Concessão.

O edital é elaborado considerando os estudos da EPE e os Procedimentos de Rede. São determinados os estudos necessários e os requisitos que devem ser aplicados ao pré-projeto, aos projetos básico e executivo bem como durante as fases de construção, manutenção e operação do empreendimento. Aplicam-se ainda ao projeto fabricação, inspeção, ensaios e montagem de materiais, componentes e equipamentos utilizados no empreendimento.

Para a realização dos estudos, é de responsabilidade da Transmissora obter os dados, inclusive os descritivos das condições ambientais e geomorfológicas da região de implantação, a serem adotados na elaboração do projeto básico, bem como nas fases de construção, manutenção e operação das instalações.

Os anexos técnicos do edital apresentam os requisitos para o dimensionamento e especificação dos equipamentos e instalações de transmissão, dentre os quais pode-se apresentar a seguir, a título de exemplo, alguns requisitos extraídos de um determinado edital. Deve-se, entretanto, ser enfatizada a necessidade de o leitor consultar na página da Aneel (www.aneel.gov.br) o Edital do Leilão em que estiver interessado o qual apresenta de forma completa estes requisitos.

Subestações

A Transmissora deve desenvolver e apresentar os estudos necessários à definição das características e dos níveis de desempenho de todos os equipamentos, considerando que estes serão conectados ao sistema existente.

Todos os equipamentos devem ser especificados de forma a não comprometer ou limitar a operação das subestações, nem por restrições operativas às demais instalações do sistema interligado.

Os barramentos da subestação devem ser dimensionados considerando a situação mais severa de circulação de corrente, levando em conta a possibilidade de indisponibilidade de elementos da subestação e ocorrência de emergência no Sistema Interligado Nacional – SIN, no horizonte de planejamento,

Para o dimensionamento da corrente nominal dos equipamentos (disjuntores, seccionadores, transformadores de corrente e bobina de bloqueio) a Transmissora deve identificar as correntes máximas a que poderão ser submetidos, desde a data de entrada em operação até o ano horizonte de planejamento, por meio dos estudos de fluxo de potência.

O sistema de proteção contra descargas atmosféricas das subestações deve ser dimensionado, de forma a assegurar um risco de falha menor ou igual a uma descarga por 50 anos.

Além disso, deve-se assegurar que não haja falha de blindagem nas instalações para correntes superiores a 2kA.

Equipamentos

Disjuntores

O tempo máximo de interrupção para disjuntores classe tensão de 550 kV e 362 kV deve ser de dois ciclos e, para os disjuntores classe de 245 kV e 72,5 kV, deve ser de três ciclos para a frequência de 60 Hz.

A corrente nominal do disjuntor deve ser compatível com a máxima corrente possível na indisponibilidade de um outro disjuntor, no mesmo vão ou em vão vizinho, pertencente ou não a este empreendimento, para os cenários previstos pelo planejamento e pela operação.

Os disjuntores devem ter dois circuitos de disparo independente, lógicas de detecção de discrepâncias de polos e acionamento monopolar. O ciclo de operação nominal deve ser compatível com a utilização de esquemas de religamento automático tripolar e monopolar. Para disjuntores em níveis de tensão iguais, ou inferiores a 138 kV, não se aplicam acionamento e religamento automático monopolar, podendo o acionamento ser tripolar.

Caberá à Transmissora fornecer disjuntores com resistores de pré-inserção ou com mecanismos de fechamento ou abertura controlados, quando necessário.

Os disjuntores devem ser especificados para abertura de corrente de curto-circuito nas condições mais severas de X/R no ponto de conexão do disjuntor, condições estas que deverão ser identificadas pela Transmissora. Em caso de disjuntores localizados nas proximidades de usinas geradoras, especial atenção deve ser dada à determinação da constante de tempo a ser especificada para o disjuntor. Isto se deve à possibilidade de elevadas assimetrias da corrente de curto-círcito suprida por geradores.

Os disjuntores utilizados na manobra de reatores em derivação devem ser capazes de abrir pequenas correntes indutivas e ser especificados com dispositivos de manobra controlada.

Seccionadores, Lâminas de Terra e Chaves de Aterrramento

Os seccionadores devem ser especificados com pelo menos a mesma corrente nominal utilizada pelos disjuntores deste empreendimento, aos quais estejam associadas.

As lâminas de terra e chaves de aterrramento das linhas de transmissão devem ser dotadas de capacidade de interrupção de corrente induzidas de acordo com a norma IEC 62271-102. Caso os estudos transitórios identifiquem valores superiores aos normalizados, as lâminas de aterrramento deverão ser especificadas para atender a estas solicitações.

Para-raios

Deverão ser instalados para-raios nas entradas de linhas de transmissão, nas conexões de unidades transformadoras de potência, de reatores em derivação e de bancos de capacitores não autoprotegidos. Os para-raios devem ser do tipo estação, de óxido de zinco (ZnO), adequados para instalação externa.

Os para-raios devem ser especificados com uma capacidade de dissipação de energia suficiente para fazer frente a todas as solicitações identificadas nos estudos.

Transformadores de Corrente e Potencial

As características dos transformadores de corrente e potencial, como número de secundários, relações de transformação, carga, exatidão etc., devem satisfazer as necessidades dos sistemas de proteção e de medição das grandezas elétricas e medição de faturamento, quando aplicável.

Os transformadores de corrente devem ter enrolamentos secundários em núcleos individuais, e os de potencial devem ter enrolamentos secundários individuais e serem próprios para instalação externa.

Unidades Transformadoras de Potência

A Transmissora deve atender aos requisitos mínimos relacionados à potência nominal, comutação e condições operativas.

A Transmissora deverá apresentar os estudos do projeto básico, observando-se, no entanto, o valor de impedância máximo de 14% na base nominal das unidades transformadoras, salvo quando indicado pelos estudos de planejamento ou para limitação da corrente de curto-círcuito, visando evitar a superação de equipamentos. Os valores de impedância devem estar referenciados à temperatura de 75º C. Em caso de transformadores paralelos, os valores de sua impedância devem ser compatibilizados de forma a atender às condições de paralelismo das unidades.

O valor das perdas máximas para autotransformadores monofásicos ou trifásicos de qualquer potência deve ser inferior ou igual a 0,3 % da potência nominal na operação primário-secundário.

Reatores em Derivação

Os bancos de reatores poderão considerar os seguintes esquemas de aterramento: estrela solidamente aterrada; estrela aterrada através de impedância. Caso seja necessário o uso de impedância de aterramento, o isolamento do neutro do reator deve ser dimensionado considerando esse equipamento.

O equipamento deve ser capaz de suportar os níveis de sobrentensões transitórias e temporárias definidos pelos estudos de sistema.

O dimensionamento dos reatores, em especial os de linha, deverá considerar a possibilidade de sobrentensões em regime normal de operação, de forma a não serem limitadores da capacidade de transmissão da linha.

Os reatores manobráveis devem ser especificados para suportar os transitórios devido às manobras de abertura e fechamento diárias de seus disjuntores durante a sua vida útil.

A necessidade de adoção de reator de neutro deverá ser identificada nos estudos de religamento monopolar, considerando a frequência da rede entre 56 Hz e 66 Hz. Caso seja necessário o uso de impedância de aterramento, o isolamento do neutro do reator deve ser dimensionado considerando esse equipamento.

Os reatores de derivação devem ser especificados para operar continuamente na máxima tensão operativa da rede durante toda a sua vida útil.

A tensão nominal dos reatores localizados na extremidade de linhas de transmissão, onde haja a presença de bancos de capacitores série, deverá ser dimensionada de forma a não limitar a corrente no banco série a valores inferiores a sua corrente nominal (regime permanente contínuo) ou a sua capacidade de operação em emergência (por 30 minutos).

Banco de Capacitores Série

A reatância capacitiva total do banco deve ser calculada com base no percentual de compensação da linha estabelecido e no comprimento desta, resultante do projeto da linha proposto pela Transmissora.

A capacidade de sobrecarga deve atender à norma ou a valores superiores, quando os estudos de planejamento da expansão assim o indicarem.

A Transmissora deve dimensionar o banco série e seu esquema de proteção considerando não apenas o ano de entrada em operação, mas também o ano horizonte de planejamento, fazendo uso dos dados disponibilizados pela EPE e pelo ONS.

O banco de capacitores série fixos não deve provocar o surgimento de fenômeno de ressonância subsíncrona na região onde será instalado.

Admite-se a padronização de valores de corrente nominal do banco série, caso localizados em extremidades opostas de uma mesma linha de transmissão, respeitando-se os valores mínimos de capacidade nominal. A capacidade de 30 minutos deverá ser 35% superior à capacidade nominal.

Os varistores dos equipamentos de compensação reativa série deverão ser definidos levando em consideração todos os cenários e intercâmbios previstos, da configuração inicial ao ano horizonte de planejamento, bem como todos os tipos de falta.

Os requisitos de energia dos varistores deverão ser definidos pela Transmissora para a condição de falta externa mais crítica, inclusive para a condição de linha paralela fora de serviço.

Demonstração da Conformidade das Instalações de Transmissão [6]

Para a demonstração da conformidade das instalações de transmissão, a Transmissora deve realizar, no mínimo, os seguintes estudos:

- Fluxo de potência, rejeição de carga e energização na frequência fundamental.
- Estudos de fluxo de potência nos barramentos das subestações.
- Estudos de transitórios de religamento tripolar e rejeição de carga.
- Estudos de religamento monopolar de linhas de transmissão e/ou de dimensionamento de reatores de neutro, considerando a faixa operativa de frequências de 56 a 66 Hz.
- Estudos de transitórios de energização de linhas de transmissão.
- Estudos de tensão de restabelecimento transitória (TRT) dos disjuntores.
- Estudos de dimensionamento do circuito principal dos bancos de capacitores série.

Ressalta-se que a Transmissora deve analisar o empreendimento para o ano de entrada em operação, utilizando a base de dados disponibilizada pelo ONS em sua página na internet, www.ons.org.br. Para estudos no horizonte do planejamento, a base de dados disponibilizada pela EPE em sua página na internet, www.epe.gov.br.

A Transmissora tem a responsabilidade de atender aos requisitos técnicos estabelecidos no Edital e nos Procedimentos de Rede, fornecendo para a sua devida comprovação os seguintes documentos:

- Projeto básico e planilhas de dados do projeto preenchidas.
- Características *as build* das instalações de transmissão.
- Ensaios e testes e/ou estudos adicionais.

Este processo de demonstração é apresentado no Procedimento de Rede – Submódulo 2.2 – Verificação da conformidade das novas instalações de transmissão aos requisitos técnicos.

11. REFERÊNCIAS

- [1] D'AJUZ, A. et al. *Equipamentos Elétricos – Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão*. Furnas/Universidade Federal Fluminense. Rio de Janeiro, RJ, 1985.
- [2] D'AJUZ, A. et al. *Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento – Aplicação em Sistemas de Potência de Alta Tensão*. Furnas/Universidade Federal Fluminense. Rio de Janeiro, RJ, 1987.
- [3] GOMES, R. *A Gestão do Sistema de Transmissão do Brasil*. Fundação Getúlio Vargas. Rio de Janeiro, RJ, 2012.
- [4] ONS – *Procedimento de Rede – Submódulo 2.3 – Requisitos Mínimos para Transformadores e para Subestações e seus Equipamentos*. Rio de Janeiro, RJ, 2011.
- [5] ANEEL. *Edital do Leilão N. 01/2013*. Brasília, DF, 2013.
- [6] ONS – *Procedimento de Rede – Submódulo 2.2 – Verificação da Conformidade das Novas Instalações de Transmissão aos Requisitos Mínimos*. Rio de Janeiro, RJ, 2011.

CAPÍTULO 5

Transformadores de Potência

Antônio Carlos C. de Carvalho

José Carlos Mendes

Delmo de Macedo Correia



Nosso especial agradecimento ao autor da 1^a edição em 1985 do livro
Equipamentos Elétricos – Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão.

Capítulo III: Transformadores de Potência – Irapoan Garrido Nunes

1. OBJETIVO

Apresentar funções e características básicas dos transformadores de potência, indicando tipos, aplicações, tecnologia, características construtivas, características elétricas e ensaios.

Palavras-chave: transformadores de potência, bucha, desempenho térmico, monitoramento, novos materiais, comutador sob carga, vida remanescente, revitalização.

2. INTRODUÇÃO

Função no Sistema

A grande vantagem da corrente alternada em relação à corrente contínua deve-se ao transformador, que possibilita a obtenção de qualquer nível de tensão desejado quase sem perdas. Um transformador (ou trafo) é um dispositivo destinado a transmitir energia elétrica ou potência elétrica de um circuito a outro, transformando tensões e correntes em um circuito de corrente alternada, ou a modificar os valores das impedâncias de um circuito elétrico.

Por questões de segurança humana, são utilizados baixos níveis de tensão na entrega ao consumidor. Por sua vez, em razão de limitações impostas pela espessura da isolação, o funcionamento mais econômico dos geradores síncronos é mais conveniente à tensão de até 25 kV, com alguns em níveis ligeiramente superiores. Por outro lado, de forma a possibilitar alta capacidade de potência com perdas relativamente baixas, é conveniente que o transporte da energia elétrica a grandes distâncias desde o gerador até o consumidor seja efetuado em níveis de tensão elevados, de até 1.000 kV.

Portanto, em todo sistema de energia elétrica existe sempre a necessidade de transformar a tensão, o que torna muito importante o papel desempenhado pelo transformador de potência. Distinguem-se os níveis de transmissão, subtransmissão e distribuição. Transformadores são a ligação entre geradores e linhas de transmissão e entre linhas de diferentes níveis de tensão. Transformadores também abaixam a tensão para os níveis de distribuição e finalmente para o uso residencial a 240/120V. Eles são altamente eficientes (quase 100%) e muito confiáveis. Além disso, esse equipamento funciona também como regulador, com o propósito de controlar a tensão e o fluxo de carga.

Princípio Básico e Propriedades Gerais

Um transformador consiste basicamente em dois enrolamentos condutivos não conectados eletricamente, e sim através de fluxo magnético. O funcionamento do transformador é baseado em dois princípios: o primeiro, descrito via lei de Biot-Savart, afirma que corrente elétrica produz campo magnético; o segundo, descrito via lei da indução de Faraday-Neumann-Lenz e da lei de Lenz, implica que um campo magnético variável no in-

terior de um circuito induz, nos terminais deste, tensão elétrica de magnitude diretamente proporcional à taxa temporal de variação do fluxo magnético no circuito. É por necessitar dessa variação no fluxo magnético que esse dispositivo só funciona em corrente alternada.

Dito de outra forma, transformadores consistem em dois ou mais enrolamentos posicionados de forma que estejam ligados pelo mesmo fluxo magnético. A alteração na corrente presente no enrolamento do circuito primário altera o fluxo magnético nesse circuito e também no enrolamento do circuito secundário, este último montado de forma a se encontrar sob a influência direta do campo magnético estabelecido no circuito primário. Por sua vez, a mudança no fluxo magnético na bobina secundária induz tensão elétrica na própria bobina secundária.

Como resultado da indução magnética, uma corrente alternada em um enrolamento provoca o surgimento de uma corrente alternada no outro enrolamento. A magnitude comparativa de corrente e tensão em cada um dos lados difere de acordo com a geometria, isto é, com o número de laços em cada enrolamento.

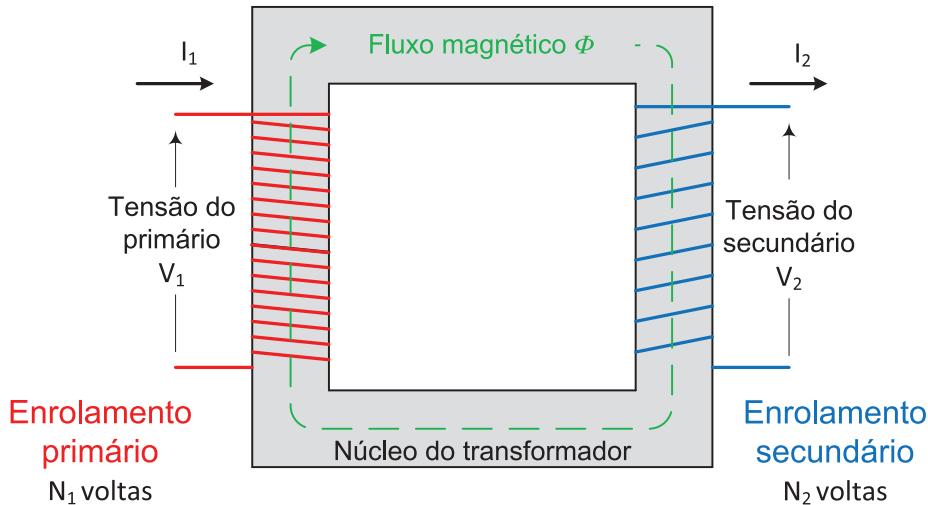
Transformador Ideal

Um transformador ideal é aquele em que o acoplamento entre seus enrolamentos é perfeito, ou seja, todos concatenam, ou “abraçam”, o mesmo montante de fluxo, o que equivale a dizer que não há dispersão de fluxo. Isso implica assumir a hipótese de que a permeabilidade magnética do núcleo ferromagnético é alta ou, no caso ideal, infinita, e que o circuito magnético é fechado. Além disso, admite-se que o transformador ideal não apresente perdas de qualquer natureza, seja nos enrolamentos ou no núcleo, embora, na realidade, haja dissipação de potência na forma de aquecimento no transformador e ao longo dos fios dos enrolamentos. Resumindo, no transformador ideal:

- A permeabilidade μ do núcleo é infinita.
- Todo o fluxo é confinado no núcleo e, portanto, envolve todas as voltas dos dois enrolamentos.
- As perdas no núcleo e na resistência dos enrolamentos são nulas.

No transformador ideal ilustrado na figura 1, o enrolamento do lado esquerdo, denominado aqui de primário, pode estar conectado a uma fonte de potência, como um gerador, enquanto que o lado direito, ou enrolamento secundário, pode suprir uma carga. No caso ideal, em que não há aquecimento, perdas ou dispersão de fluxo no transformador, toda a potência é transmitida do primário ao secundário. Em outras palavras, não há perda de potência e sai pelo secundário a mesma quantidade de potência que entra pelo primário. Levando em conta que a potência elétrica é dada pelo produto entre tensão e corrente, pode-se afirmar, por conseguinte, que o produto de tensão e corrente é igual nos dois lados do transformador, ou seja:

$$I_1 \cdot V_1 = I_2 \cdot V_2 \quad (1)$$

**Figura 1** – Transformador ideal

Pode-se dizer que o produto da corrente I_1 com o número de voltas N_1 no enrolamento primário fornece a força magneto motriz FMM, que produz o fluxo magnético ϕ dentro do núcleo. Pelo fato de o material de que é constituído o núcleo de ferro ter alta permeabilidade magnética ou baixa relutância magnética \mathcal{R} , significativamente inferior à do ar em volta, o fluxo é capturado dentro do núcleo.

Uma força eletromotriz FEM proporcional à taxa de variação do fluxo é induzida no enrolamento secundário, no qual flui então corrente I_2 de valor determinado pela impedância a ele conectada. A FEM é proporcional ao número de voltas N_2 desse enrolamento ao redor do núcleo. Se tanto o primário quanto o secundário têm a mesma quantidade de voltas, a tensão é a mesma em ambos os lados do transformador. De forma a aumentar a tensão, a quantidade de voltas do secundário deve ser superior à do primário e vice-versa.

Veem-se na figura 1 dois circuitos separados eletricamente e conectados magneticamente: o circuito entre o gerador e o transformador (com corrente I_1 e tensão V_1) e o circuito entre o transformador e a carga (com corrente I_2 e tensão V_2). Entretanto, potência elétrica é transmitida através do transformador, do gerador para a carga.

Assumindo que o fluxo varia senoidalmente no núcleo e que o transformador é ideal, as tensões e_1 e e_2 induzidas pela variação de fluxo são iguais às tensões terminais v_1 e v_2 , respectivamente. Pela Lei de Faraday,

$$\begin{aligned} v_1 = e_1 &= N_1 \cdot \frac{d\phi}{dt} \\ v_2 = e_2 &= N_2 \cdot \frac{d\phi}{dt} \end{aligned} \tag{2}$$

Onde ϕ é o valor instantâneo do fluxo e N_1 e N_2 são o número de voltas nos enrolamentos 1 e 2, respectivamente. Uma vez que o fluxo ϕ foi considerado senoidal, pode-se converter as tensões para a forma fasorial, dividindo-se as duas equações, de forma que:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (3)$$

Onde o quociente $\frac{N_1}{N_2}$ é denominado a relação de espiras ou relação de transformação.

Uma vez que a potência é conservada e desde que potência é igual ao produto de corrente e tensão, a corrente através de cada enrolamento é inversamente proporcional ao número de voltas, como a seguir:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{I_2}{I_1} \quad (4)$$

Aspectos Construtivos

Partes Constituintes

Um transformador é formado basicamente de:

- Enrolamentos – os enrolamentos de um transformador são formados de várias bobinas, que em geral são feitas de cobre eletrolítico e recebem uma camada de verniz sintético como isolante.
- Núcleo – feito em geral de material ferromagnético, é o responsável por confinar o fluxo magnético, de sorte que quase todo o fluxo que envolve um dos enrolamentos envolve também o outro e, assim, possibilita a transferência de potência do enrolamento primário ao secundário.

Esses dois componentes do transformador são conhecidos como parte ativa, enquanto que os demais como acessórios complementares.

Enrolamentos

Os condutores são enrolados em forma de bobinas cilíndricas, que são dispostas coaxialmente nas colunas do núcleo, em ordem crescente de tensão. Bobinas com condutores em paralelo, na direção radial, devem ter transposição, para minimizar as perdas adicionais e os esforços mecânicos provenientes de curtos-circuitos. Muitas bobinas podem ser conectadas em série ou em paralelo para formar um enrolamento. As bobinas desse enrolamento podem ser empilhadas no núcleo alternadamente com as bobinas do outro enrolamento.

Basicamente, têm-se os seguintes tipos de enrolamentos:

- Enrolamento em disco: alta tensão e baixa corrente; alta tensão.
- Enrolamento em disco entrelaçado: aumento da capacidade série do enrolamento, melhorando a distribuição da tensão de surtos de frente íngreme; alta tensão.
- Enrolamento helicoidal: baixa tensão e alta corrente; primário de transformadores elevadores de usinas; regulação.
- Enrolamento em camadas: camadas concêntricas ligadas em série; baixa ou alta tensão; terciário.

Núcleo

O núcleo é constituído de chapas de aço-silício, laminadas a frio, cobertas por película isolante. A laminação a frio, seguida de tratamento térmico, orienta os domínios magnéticos no sentido da laminação, permitindo alcançar altas densidades de fluxo com perdas reduzidas e baixas correntes de magnetização. As chapas são sustentadas por uma estrutura constituída de vigas metálicas, interligadas por tirantes, e por faixas de fibra de vidro impregnadas com resina.

O núcleo dos transformadores trifásicos tem, em geral, três colunas. O núcleo de cinco colunas permite uma redução na altura, sendo empregado quando essa redução é necessária por restrições de transporte. Nesse caso, as reatâncias de sequências zero e positiva são iguais, como ocorre também nos bancos formados por unidades monofásicas.

Isolação

O isolamento do transformador é constituído, basicamente, de óleo e celulose (papel ou *presspan*). O óleo tem ainda função de refrigeração.

Os condutores (cobre e, em certos casos, alumínio) são envolvidos em tiras de papel, que formam o isolamento entre espiras. Os condutores são enrolados em cilindros de *presspan*, que proporcionam fixação mecânica e isolamento entre enrolamentos de fase e entre estes e o núcleo. Tiras de *presspan*, fixadas nesses cilindros, no sentido axial, formam canais de óleo que, além de contribuírem para o isolamento, facilitam a refrigeração.

Barreiras isolantes adicionais (*presspan*) são, em geral, usadas entre enrolamentos de fases diferentes e entre enrolamentos, o núcleo e o tanque. Além de sua função isolante, essas barreiras diminuem a espessura dos canais de óleo, o que aumenta a rigidez dielétrica (kV/mm) nesses canais. Sempre que possível, as barreiras de *presspan* devem coincidir com superfícies equipotenciais, para evitar o risco de descargas superficiais.

Tipos de Transformador

Critérios de Classificação

Entre outros critérios, transformadores podem ser classificados de acordo com a finalidade, a função no sistema, a separação elétrica entre enrolamentos, o material do núcleo e a quantidade de fases, como segue.

- Finalidade
 - ▷ De corrente.
 - ▷ De potencial.
 - ▷ De distribuição.
 - ▷ De potência.
- Função no sistema
 - ▷ Elevador.
 - ▷ De interligação.
 - ▷ Abaixador.
- Separação elétrica entre os enrolamentos
 - ▷ De dois ou mais enrolamentos.
 - ▷ Autotransformador.
- Material do núcleo
 - ▷ Ferromagnético.
 - ▷ Núcleo de ar.
- Quantidade de fases
 - ▷ Monofásico.
 - ▷ Polifásico.

Finalidade e Função no Sistema

Os transformadores trifásicos ou de potência são destinados a rebaixar ou elevar a tensão e, consequentemente, elevar ou reduzir a corrente de um circuito, de modo que não se altere a potência do circuito. Esses transformadores podem ser divididos em dois grupos:

- Transformador de potência – esses transformadores são utilizados para gerar, transmitir e distribuir energia, têm potência de 5 até 300 MVA e operam em tensão de até 765 kV.
- Transformador de distribuição – esses transformadores são utilizados para rebaixar a tensão a ser entregue aos clientes finais das empresas de distribuição de energia. São normalmente instalados em postes ou em câmaras subterrâneas. Possuem potência de 30 a 300 kVA. Em alta tensão têm tensão de 15 ou 24,2 kV; enquanto que em baixa tensão, de 380/220 ou 220/127 V.

Transformadores também podem ser utilizados para o casamento de impedâncias. Esse tipo de ligação consiste em modificar o valor da impedância vista pelo lado primário do transformador. São em geral de baixa potência.

Autotransformadores Versus Enrolamentos Separados

Os enrolamentos de transformadores de dois ou três enrolamentos são comumente denominados de enrolamentos primário, secundário e terciário, quando aplicável. Há também transformadores que possuem apenas um enrolamento, ou seja, o enrolamento primário possui conexão com o enrolamento secundário, de modo que não há isolamento entre eles. Esses transformadores são chamados de autotransformadores.

Nos autotransformadores, os enrolamentos primário e secundário estão em contato. Cada enrolamento tem pelo menos três saídas, onde são realizadas as conexões elétricas. Um autotransformador pode ser menor, mais leve e mais barato do que um transformador de enrolamento duplo padrão. Entretanto, o autotransformador não fornece isolamento elétrico.

Os transformadores elevadores de usinas são de dois enrolamentos, o primário em delta e o secundário em estrela aterrada. Os demais transformadores do sistema são, em geral, autotransformadores em estrela aterrada.

Autotransformadores são muitas vezes utilizados como elevadores ou abaixadores entre as tensões na faixa 110-117-120 volts e tensões na faixa 220-230-240 volts. Por exemplo, a saída de 110 ou 120V de uma entrada em 230V, permitindo que equipamentos a partir de 100 ou 120V possam ser usados em uma região de 230V.

Enrolamento Terciário

Autotransformadores possuem geralmente enrolamento terciário em delta, de 13,8 kV, para ligação de compensação reativa e/ou para alimentação de serviços auxiliares, com 1/3 da potência dos outros enrolamentos. Quando o terciário não for necessário para essas funções, sua exclusão depende de estudos de circulação de harmônicos de sequência zero, de estudos de energização e de sua necessidade ou não para a realização de ensaios.

Material do Núcleo

Para se reduzir as perdas, o núcleo de muitos transformadores é laminado para reduzir a indução de correntes parasitas ou de Foucault no próprio núcleo. Em geral utiliza-se aço-silício com o intuito de se aumentar a resistividade e diminuir ainda mais tais correntes parasitas. Esses transformadores são chamados transformadores de núcleo ferromagnético. Há ainda os transformadores de núcleo de ar, que possuem, seus enrolamentos em contato com a atmosfera.

Quantidade de Fases

A escolha entre transformadores trifásicos e bancos de unidades monofásicas depende de estudos técnico-econômicos, que consideram os seguintes fatores:

- Custo dos investimentos.
- Custo da energia não fornecida.
- Confiabilidade – necessidade de unidades de reserva.
- Limitações de transporte (peso e altura máximas).
- Limitações de capacidade de fabricação.

Tensão Variável

A tensão no secundário pode ser alterada deliberadamente, se há uma conexão móvel entre o enrolamento e o condutor. Tal derivação é chamada de *tap* do transformador. Dependendo de onde o condutor deriva o enrolamento secundário, esse circuito vê uma quantidade efetiva diferente de voltas e, por conseguinte, o transformador tem relação de transformação efetiva diferente. Movendo o *tap* acima ou abaixo ao longo do enrolamento, a tensão pode ser ajustada.

Transformadores de distribuição, especialmente no nível da subestação, têm geralmente um *load tap changer* (LTC) para ajustar a conexão. Esses LTCs são ajustados para diferentes valores, de forma a compensar variações no nível de tensão associadas a mudanças na carga.

Um autotransformador variável é feito expondo-se partes das bobinas do enrolamento e fazendo-se a conexão secundária através do deslizamento de um conector, resultando em variação na relação das espiras.

3. DESEMPENHO TÉRMICO

Conceitos Básicos

Num transformador, os modos de transferência de calor são os seguintes [53]:

- Condução: a transferência de calor através da isolação e aço para as superfícies e para os dutos de resfriamento.
- Convecção natural ou forçada: extração do calor pelo movimento de um fluido.
- Radiação: transferência de calor da superfície externa do tanque para a atmosfera (nesse processo a convecção natural também tem lugar).

Grandes transformadores são resfriados a óleo. O calor desenvolvido pelas perdas Joule no núcleo de ferro e nos enrolamentos de cobre é absorvido e armazenado no óleo por circulação natural ou forçada e dissipado para a atmosfera através das paredes do tanque, onde tubos e radiadores soldados podem aumentar a dispersão de calor. A dispersão é facilitada circulando-se o óleo por trocadores de calor resfriados a água, e, em alguns casos, por ventiladores montados diretamente sobre os radiadores. Com convecção forçada, o óleo é bombeado através de vários dutos existentes entre os enrolamentos e, a seguir, através de tubos de resfriamento [53].

O limite térmico de um equipamento ou de uma instalação é o valor da corrente que produz temperatura que se considera que não pode ser excedida, ou “ponto quente”, que deve ser diferenciado da temperatura média. A maioria dos equipamentos elétricos é constituída de condutor ou de condutores circundados por um material isolante, e o aumento crítico de temperatura é usualmente aquele na isolação adjacente ao condutor. A temperatura média é determinada medindo-se a variação na resistência do condutor ou do enrolamento devida ao coeficiente de temperatura [53].

Limits de Elevação de Temperatura

Esses limites encontram-se na tabela 6 da NBR 5356 e devem ser verificados no ensaio de elevação de temperatura. A escolha entre as elevações de 65°C ou 55°C pode ser deixada a critério do fabricante, conforme seja mais econômico, sendo que, para 65°C, o papel isolante deve ser termoestabilizado.

Condições de Carregamento

Em transformadores de três enrolamentos, como, por exemplo, autotransformadores com enrolamento terciário, as condições de carregamento simultâneo devem ser claramente especificadas. Essas condições, aplicadas na combinação de derivações correspondente às perdas máximas, constituem a pior condição de carga para a qual o transformador é projetado. O ensaio de elevação de temperatura será baseado nessa condição de carga e irá confirmar as potências dos enrolamentos estabelecidas para essa condição.

A NBR 5356 estabelece que os transformadores devem poder ser sobrecarregados de acordo com a NBR 5416 – Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência. Os equipamentos auxiliares, tais como buchas, comutadores de derivação em carga etc., devem suportar sobrecargas correspondentes a até uma vez e meia a potência nominal do transformador. Quando condições de sobrecarga diferentes forem desejadas, o fabricante deve ser informado. A Norma 5416:1997 descreve dois procedimentos: O procedimento 1 – quando não se dispõe de informações do estado do transformador – é a repetição da Norma 5416:1981 e aplica-se a transformadores de potência até 100 MVA; e o procedimento 2 quando são conhecidas informações do estado do transformador e este está em conformidade com os critérios descritos no próprio procedimento 2, aplica-se a qualquer transformador de potência sem limite de potência.

Gestão do Desempenho Térmico

Os modelos disponíveis para a determinação de limites de carregamento de unidades transformadoras levam em conta principalmente as temperaturas internas (óleo e enrolamentos) e a expectativa de vida. As temperaturas internas, que podem ser monitoradas e controladas através de ações externas, dependem das características de projeto, das condições climáticas (temperatura ambiente) e do carregamento das unidades.

Na avaliação da expectativa de vida, a deterioração da isolação em função do tempo é a base conceitual na teoria de Arrhenius, que permite determinar a perda de vida percentual (PV%) em função das características de projeto das unidades, da carga e das condições climáticas. Embora ainda não consagradas, estão disponíveis metodologias que permitem introduzir em algum modelo o efeito da umidade e do teor de oxigênio no envelhecimento dos transformadores.

A norma NBR 5416 [1], que estabelece procedimentos para aplicação de carga em unidades transformadoras, leva em conta condições de operação do sistema em regimes normal e de emergência. Por sua vez, a condição de operação em regime de emergência é classificada em longa e curta duração.

A Resolução 513/2002[46] estabelece os procedimentos para determinação de adicional financeiro devido a sobrecargas que ocasionem perda adicional de vida útil em instalações de transmissão do sistema elétrico. A emissão da Resolução 513/2002 suscitou discussões sobre a capacidade operativa de unidades transformadoras, que levaram à emissão da Resolução 191/2005 [47], que estabelece os procedimentos para a determinação da capacidade operativa das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das demais instalações de transmissão, componentes do Sistema Interligado Nacional (SIN), bem como define as Funções Transmissão e os respectivos Pagamentos Base.

A citada resolução define capacidades operativas de longa duração (condição normal de operação, segundo a Norma NBR 5416) e de curta duração (condição de emergência de longa duração, segundo a norma NBR 5416). No que se refere ao SIN, as capacidades operativas de longa e curta duração são aplicáveis principalmente a estudos de planejamento, enquanto que a emergência de curta duração é aplicável a estudos de operação e, como estabelecido na norma NBR 5416, será utilizada em situações de contingência no SIN como último recurso operativo antes do corte de carga, mediante monitoramento da transmissora [47].

Para o estabelecimento dos contratos de prestação dos serviços de transmissão – CPST – segundo a REN 191/2005 [47], foi implementado um processo, concluído em 2007, que envolveu em diversas etapas a Aneel, ONS e agentes de transmissão.

O Ofício 035/2008-SRT/ANEEL [48] estabelece que, na definição de capacidades operativas de curta duração de transformadores, o período de sobrecarga a ser considerado será de quatro horas do ciclo de carga diário. Essa duração tem sido utilizada nos recentes editais de leilões de transmissão para subsidiar a especificação dos equipamentos.

Por sua vez, a REN 474/2012 estabelece que a vida útil de uma unidade transformadora é de 35 anos [49].

Etapas de Gerenciamento de uma Unidade Transformadora Nova

Planejamento – Ampliação e reforços da rede básica

Os estudos de planejamento decenal determinam montantes de potência de transformação a serem implementados em subestações novas ou existentes, enquanto que os do plano de ampliação e reforços (PAR) detalham o cronograma de implantação com horizonte de três anos. As grandes estabelecidas no âmbito do planejamento são as capacidades operativas de longa e curta duração das unidades transformadoras novas, que podem ter valores diferentes dos utilizados na operação.

Pode-se adotar a premissa de que unidades transformadoras novas a serem instaladas em subestações existentes tenham capacidade operativa de curta duração igual ao maior valor da mesma grandeza das demais unidades da mesma subestação, desde que não inferior a 20%. Similarmente, pode-se considerar que unidades transformadoras de subestações novas tenham capacidade operativa de curta duração igual ao maior valor da mesma grandeza de outras unidades transformadoras de subestações da mesma região, desde que não inferior a 20%. O valor de 20% para a capacidade operativa de curta duração tem sido adotado historicamente no planejamento do setor elétrico brasileiro.

Os estudos e planejamento e do PAR avaliam dois estados do sistema: sistema íntegro (n) e em contingência ($n-1$). O sistema íntegro é projetado para que nenhuma unidade transformadora seja solicitada acima de sua capacidade operativa de longa duração. Já na contingência de qualquer elemento, nenhuma das unidades remanescentes pode ser solicitada acima de sua capacidade operativa de curta duração.

Como a ocorrência de contingência em uma unidade transformadora pode levar a períodos muito elevados de indisponibilidade, mesmo que tais situações sejam raras, é necessário prever-se determinado montante de capacidade de reserva de transformação, o que justifica que os estudos do PAR sejam feitos considerando apenas contingência simples.

Especificação funcional

As características básicas definidas pelo planejamento – montantes de potência de transformação a ser instalada e suas respectivas capacidades operativas de longa e curta duração – consideram o investimento presumido, ao qual está associado um nível de qualidade do equipamento e, por conseguinte, a função a ser desempenhada pela nova unidade transformadora a ser inserida no sistema. Entende-se por especificação funcional o conjunto de informações que permite à futura concessionária do serviço de transmissão (proponente ao edital de leilão ou transmissora à qual será feita a autorização de instalação) avaliar o modo ou modos de operação sob os quais o transformador será solicitado a operar ao longo de sua vida útil.

Dentre as informações que devem constar dos documentos técnicos de outorga incluem-se a vida útil contratual da unidade transformadora e as situações de referência para seu dimensionamento: uma situação de operação em regime normal e uma em sobrecarga, definidas do ponto de vista do Operador do Sistema por duração acumulada e curva de carga.

Em consonância com as recomendações da Aneel, os Editais dos Leilões de Transmissão e os Procedimentos de Rede estabelecem que:

As unidades transformadoras devem ser capazes de operar com as suas potências nominais, em regime permanente, para toda a faixa operativa de tensão prevista, tanto no primário quanto no secundário. Caso os transformadores possuam comutadores de derivação, sejam eles em carga ou não, a referida faixa operativa deverá também ser atendida para todas as posições desses comutadores.

As unidades transformadoras de potência devem ser especificadas e dimensionadas para vida útil de 35 anos. Tal requisito deve ser levado em conta também na gestão da manutenção, atribuição da Transmissora.

A unidade transformadora de potência deve ser dimensionada para três situações distintas, como descrito na NBR 5416: carregamento em condição normal de operação, carregamento em condição de emergência de longa duração; e carregamento em condição de emergência de curta duração.

Em condição normal de operação, a Transmissora deve garantir a possibilidade de operação contínua com carregamento de 100% da potência nominal.

Independentemente da frequência de ocorrência da condição de emergência de longa duração, a Transmissora deve garantir a possibilidade de operação nas condições operativas descritas a seguir e ilustradas na figura 2, desde sua entrada em operação e ao longo de toda a vida útil de 35 anos, sempre que solicitada pelo Operador do Sistema.

Os requisitos funcionais são os seguintes:

- Carregamento de 120% da potência nominal por período de quatro horas do seu ciclo diário de carga para a expectativa de perda de vida útil estabelecida nas normas técnicas de carregamento de transformadores. A referida sobrecarga de 20% deve poder ser alcançada para qualquer condição de carregamento do transformador no seu ciclo diário de carga.
- Carregamento de 140% da potência nominal por período de 30 minutos do seu ciclo diário de carga para a expectativa de perda de vida útil estabelecida nas normas técnicas de carregamento de transformadores. A referida sobrecarga de 40% deve poder ser alcançada para qualquer condição de carregamento do transformador no seu ciclo diário de carga.

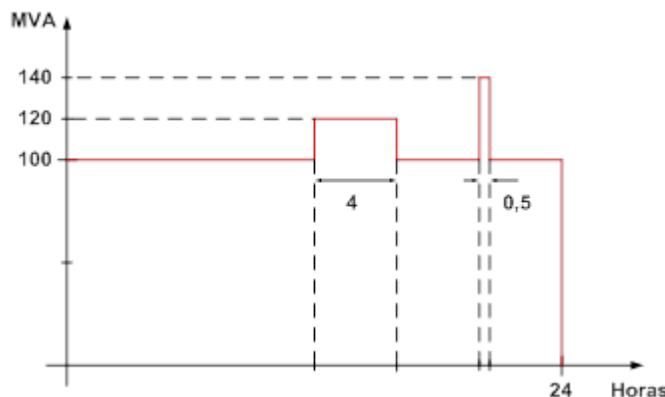


Figura 2 – Ciclo de carga diário

É atribuição da transmissora a especificação para fabricação da unidade transformadora, de forma que os requisitos funcionais sejam atendidos. A especificação para fabricação pode levar em conta, entre outros, os seguintes aspectos:

- a) Temperatura ambiente do local de implantação da unidade transformadora.
- b) Curva de carga.
- c) Carregamento típico em regime permanente da unidade transformadora em questão, função da quantidade total de unidades transformadoras em paralelo no mesmo barramento até o horizonte de planejamento da subestação.

Para efeito de dimensionamento e especificação da unidade transformadora, a transmissora deve considerar a temperatura da região no local de implantação da unidade, levando em conta a elevação de temperatura no ambiente da subestação.

É responsabilidade da transmissora a gestão da unidade transformadora, do ponto de vista de rotinas de manutenção, de forma a possibilitar o atendimento aos requisitos funcionais.

As unidades transformadoras de potência devem ser adequadas para operação em paralelo nos terminais a serem conectadas.

Para novas unidades transformadoras de potência, os procedimentos para aplicação de cargas devem atender à Norma Técnica NBR 5416 da ABNT, além de serem especificadas para atender aos requisitos funcionais.

Especificação para fabricação

Desde que atendidos os requisitos funcionais constantes do anexo técnico do edital de leilão, a especificação de fabricação da unidade transformadora é prerrogativa do agente detentor da concessão. A este cabe decidir, com base em critérios econômicos, pelo eventual dimensionamento da capacidade de reserva, pela confiabilidade da função transformação, pela instalação de monitoração remota etc., aspectos que contribuem para a flexibilidade associada ao regime de operação.

As obras identificadas nessa etapa já estão identificadas espacialmente, o que permite o levantamento das condições climáticas da região e do ciclo de carga diário ao qual a unidade transformadora será submetida. As condições climáticas, mais especificamente o histórico da temperatura ambiente, podem ser obtidas de estações meteorológicas localizadas em subestações próximas, aeroportos dos serviços de Meteorologia do Ministério de Agricultura.

Regime de operação

Pode-se entender que o regime de operação de uma unidade transformadora seja o gerenciamento de sua capacidade operativa ao longo da vida útil. Para cada instante da vida da unidade transformadora, é a capacidade de carregamento disponível, função do estado de envelhecimento obtido a partir da curva de Arrhenius. O envelhecimento em cada momento pode ser obtido pelo histórico da temperatura do enrolamento desde o instante de entrada em operação da unidade transformadora.

Uma unidade transformadora terá sido dimensionada adequadamente quando, submetida às situações de referência constantes na especificação funcional, tenha vida útil igual ou superior à vida útil contábil. O regime de operação deve ser tal que assegure que a vida útil da unidade transformadora também seja igual ou superior à vida contábil, mesmo que a curva de carga real seja totalmente diferente (inferior ou superior) das curvas correspondentes às situações de referência para dimensionamento. Para tanto, é necessário um gerenciamento adequado do carregamento ao longo da vida do transformador, embasado em informações obtidas por monitoração.

Gerenciamento da Operação de Unidades Transformadoras

Diretrizes do gerenciamento

O gerenciamento de cada unidade transformadora tem o objetivo de fornecer subsídios que permitam, a cada instante da vida da unidade, o estabelecimento da capacidade de carregamento admissível. Para tanto, é preciso que se conheça o envelhecimento em cada momento, obtido pelo histórico da temperatura do ponto mais quente do enrolamento desde o instante de entrada em operação da unidade, que pode ser obtida por monitoração direta (sensores), por imagem térmica etc. De qualquer forma, a base de dados histórica deve ser separada em duas situações operativas: regime de operação normal e condição de emergência de longa duração.

Na falta de monitoração da temperatura, cálculos a partir da temperatura ambiente e das curvas de corrente correspondentes às situações de operação normal e de emergência fornecem uma estimativa razoavelmente precisa do envelhecimento.

Transformadores novos

É necessário complementar os editais de leilão com a solicitação de instalação de monitoração a partir da entrada em operação. Devem ser monitoradas as seguintes grandezas: temperatura do ponto mais quente do enrolamento, temperatura do topo do óleo, temperatura ambiente e corrente dos enrolamentos.

A base de dados deve conter uma estatística anual (distribuição acumulada) das grandezas acima, separada nas situações de operação normal e de emergência.

Transformadores existentes

Devem ser selecionadas unidades transformadoras existentes nas quais se recomenda instalação de monitoração. As grandezas a serem monitoradas são as mesmas para unidades transformadoras novas.

A base de dados tem a mesma característica de unidades transformadoras novas.

Determinação do Envelhecimento

Formas de armazenamento das informações relativas ao ano anterior para efeito do cálculo do envelhecimento

O ano anterior deve ser caracterizado separadamente pelas situações operativas em regime normal e de emergência. De forma a subsidiar o gerenciamento da capacidade operativa disponível, cada situação de operação (regime normal e contingência) é caracterizada pela duração acumulada no ano e pelo envelhecimento.

Entre as diversas formas possíveis de armazenamento das informações relativas ao ano anterior pode-se destacar as listadas a seguir.

- Temperatura do ponto mais quente do ano anterior.
- Curvas de carga e temperatura ambiente do ano anterior.
- Distribuição da temperatura do ponto mais quente do ano anterior para a situação de regime normal e de emergência.
- Curva de carga e temperatura ambiente do ano anterior caracterizadas por dados típicos de uma semana de cada mês.
- Curva de carga e temperatura ambiente do ano anterior caracterizadas por dados típicos de um dia de cada mês.

Nos itens subsequentes, descreve-se detalhadamente cada uma dessas formas e o procedimento de obtenção do envelhecimento.

Temperatura do Ponto mais Quente do Ano Anterior

Base de dados

A situação de operação em regime normal é representada pela curva de temperatura do ponto mais quente do enrolamento, expurgados os períodos de tempo em que tenha havido emergência.

A situação de operação em regime de emergência é representada pela curva de temperatura do ponto mais quente do enrolamento durante todos os períodos de tempo em que a unidade transformadora esteve submetida a situações de contingência (n-1).

Cálculo do envelhecimento pretérito

O envelhecimento ocorrido no ano anterior é calculado pela aplicação direta da formulação de Arrhenius, constante do item 4.1 da NBR5416.

Curvas de Carga e Temperatura Ambiente do Ano Anterior

Base de dados

A situação de operação em regime normal é representada pelas curvas de corrente

e de temperatura ambiente do ano anterior, expurgados os períodos de tempo em que houve emergência.

A situação de operação em regime de emergência é representada pela curva de temperatura do ponto mais quente do enrolamento durante todos os períodos de tempo em que a unidade transformadora esteve submetida a situações de contingência (n-1).

Cálculo do envelhecimento pretérito

De forma a possibilitar o cálculo do envelhecimento ocorrido no ano anterior, é necessário inicialmente estimar a temperatura do ponto mais quente do enrolamento, como constante nos itens 5 e 6 da NBR5416. A partir dessa grandeza, o envelhecimento é então calculado pela aplicação direta da formulação de Arrhenius, constante do item 4.1 da NBR5416.

Distribuição da Temperatura do Ponto mais Quente do Ano Anterior para a Situação de Regime Normal e de Emergência

Base de dados

A situação de operação em regime normal é representada pela distribuição de ocorrência das grandezas corrente e temperatura ambiente, expurgados os períodos de tempo em que houve emergência.

A situação de operação em regime de emergência é representada pela distribuição de ocorrência das grandezas corrente e temperatura ambiente de todos os períodos de tempo em que a unidade transformadora esteve submetida a situações de contingência (n-1).

Cálculo do envelhecimento pretérito

O envelhecimento ocorrido no ano anterior é calculado pela aplicação direta da formulação de Arrhenius constante do item 4.1 da NBR5416. Deve-se levar em conta que o valor 100% da distribuição da temperatura para a situação de regime normal refere-se à duração acumulada dessa situação no ano, o mesmo valendo para a situação de contingência.

Curva de Carga e Temperatura Ambiente do Ano Anterior Caracterizadas por Dados Típicos de uma Semana de Cada Mês

Base de dados

Considera-se que uma semana típica na situação de operação em regime normal seja representada pelas curvas de corrente média na semana e temperatura ambiente média no dia, expurgados os períodos de tempo em que houve emergência.

A situação de operação em regime de emergência é representada pelas curvas de corrente e temperatura ambiente de todos os períodos de tempo em que a unidade transformadora esteve submetida a situações de contingência (n-1).

Cálculo do envelhecimento pretérito

Uma vez que a temperatura típica de cada mês é diferente, é necessário que o cálculo do envelhecimento seja feito para cada mês separadamente. Estima-se inicialmente a temperatura do ponto mais quente do enrolamento, como constante dos itens 5 e 6 da NBR5416, considerando-se que a corrente de todas as semanas do mês em questão seja igual à corrente da semana típica e que a temperatura de todos os dias do mês seja igual à temperatura do dia típico. A partir da temperatura do ponto mais quente, o envelhecimento é então calculado pela aplicação direta da formulação de Arrhenius, constante do item 4.1 da NBR5416. Deve-se levar em conta que o envelhecimento corrido na situação de regime normal refere-se à duração acumulada dessa situação no ano.

Curva de Carga e Temperatura Ambiente do Ano Anterior Caracterizadas por Dados Típicos de um Dia de Cada Mês

Base de dados

Considera-se que um dia típico na situação de operação em regime normal seja representado pelas curvas de corrente e temperatura ambiente médias, expurgados os períodos de tempo em que houve emergência.

A situação de operação em regime de emergência é representada pelas curvas de corrente e temperatura ambiente de todos os períodos de tempo em que a unidade transformadora esteve submetida a situações de contingência (n-1).

Cálculo do envelhecimento pretérito

Uma vez que a temperatura típica de cada mês é diferente, é necessário que o cálculo do envelhecimento seja feito para cada mês separadamente. Estima-se inicialmente a temperatura do ponto mais quente do enrolamento, como constante dos itens 5 e 6 da NBR5416, considerando-se que a corrente de todos os dias do mês em questão seja igual à corrente da semana típica. Similarmente, considera-se que a temperatura de todos os dias do mês seja igual à temperatura do dia típico. A partir da temperatura do ponto mais quente, o envelhecimento é então calculado pela aplicação direta da formulação de Arrhenius, constante do item 4.1 da NBR5416. Deve-se levar em conta que o envelhecimento ocorrido na situação de regime normal refere-se à duração acumulada dessa situação no ano.

Estabelecimento da Capacidade Operativa

Unidades transformadoras nas quais foi instalado sistema de monitoração desde sua entrada em operação

O gerenciamento da capacidade operativa é feito a partir da solicitação da necessidade sistêmica, identificada pelo ONS e liberação pelo agente. O valor de capacidade depende, a cada instante, das seguintes grandezas: envelhecimento realizado desde a entrada em operação, temperatura do ponto mais quente e expectativa de envelhecimento até o fim da vida útil.

O procedimento para quantificação do envelhecimento está detalhado no item anterior. A capacidade de sobrecarga é estabelecida, a cada instante, para atendimento dos critérios de temperatura do ponto mais quente e a expectativa de envelhecimento a partir do momento considerado até o fim da vida útil.

A primeira grandeza – temperatura do ponto mais quente – que deve atender aos limites estabelecidos pela norma ABNT NBR 5416, é acessível a cada instante a partir da monitoração, independentemente dos valores de capacidade de emergência considerados no planejamento. Por sua vez, a segunda grandeza – expectativa de envelhecimento – pode ser quantificada considerando que, a partir do instante em questão, o transformador não seria mais submetido a nenhuma situação de emergência.

Unidades transformadoras nas quais foi instalado sistema de monitoração após sua entrada em operação

A capacidade operativa de unidades transformadoras nas quais foi instalado sistema de monitoração após sua entrada em operação é, a princípio, idêntica à dos demais, desde que seja estimado o envelhecimento realizado a partir de sua entrada em operação. Uma estimativa conservativa é, por exemplo, considerar que o envelhecimento realizado é igual ao tempo transcorrido desde a entrada em operação.

Unidades transformadores que não dispõem de sistema de monitoração

A capacidade operativa de unidades transformadoras que não dispõem de sistema de monitoração segue o estabelecido na Resolução 191/05, ou seja, a concessionária de transmissão deverá submeter ao ONS relatório técnico que justifique os valores de capacidade operativa propostos, sobre o qual o ONS emitirá laudo técnico fundamentado.

Sistema de Monitoração

O sistema de monitoração deve medir as seguintes grandezas:

- Corrente nos enrolamentos primário, secundário e terciário.
- Temperaturas do ponto mais quente do enrolamento e do óleo.
- Temperatura ambiente.

Deve dispor dos seguintes módulos:

- Medição.
- Identificação da situação de operação (regime normal ou emergência) e alerta quando iniciar uma situação de emergência.
- Disponibilização em tempo real de um conjunto de grandezas específico para cada situação de operação.
- Armazenamento, com detalhamento dependente da situação de operação, de um conjunto de grandezas.

4. ESPECIFICAÇÃO PARA PROJETO E FABRICAÇÃO

No passado, as especificações técnicas para a aquisição de um transformador de potência de alta tensão apresentavam a característica de serem altamente detalhadas, incluindo a abordagem de:

- Características técnicas.
- Aspectos construtivos dos principais componentes do transformador (núcleo, enrolamentos, tanque, acessórios, materiais principais etc.).
- Especificação de ensaios de rotina, ensaios de tipo e ensaios especiais.
- Aspectos de desempenho, incluindo capitalização de perdas, perdas máximas, elevações de temperaturas, descargas parciais limites etc.
- Penalidades em caso de desvios em relação à especificação e requisitos contratuais de garantia.

Em tempos mais recentes, as transmissoras têm adotado como especificação técnica o estabelecido nas especificações funcionais. Fundamentalmente, estas estabelecem requisitos mínimos que, em geral, tomam em conta apenas os requisitos mínimos estabelecidos ou sugeridos nas normas correspondentes ou em Procedimento de Operação estabelecido pelo ONS.

Naturalmente, avanços relevantes foram obtidos. Todavia, especificações simplificadas de requisitos mínimos podem resultar em projetos otimizados, com desempenho inicial adequado, porém com possíveis limitações importantes para atender às demandas técnicas e econômicas impostas pelo sistema elétrico do Brasil, o qual tem dimensões continentais, solicitações climáticas severas em climas subtropicais e tropicais com requisitos elevados de confiabilidade durante a expectativa de vida do sistema e do equipamento, tipicamente superior a 35 anos. A falha em atender a este requisito de longo prazo compromete naturalmente o desempenho econômico global do projeto do sistema elétrico de interesse.

Dessa forma, a elaboração de especificações técnicas adequadas para a aquisição de transformadores deve envolver minimamente os seguintes aspectos:

- Características elétricas requeridas para o transformador.
- Características do carregamento simultâneo em transformadores de três enrolamentos. Para o modo operacional de transformador abaixador deve ser claramente definida a carga (MVA), e o correspondente fator de potência, simultaneamente alimentadas pelos enrolamentos secundário e terciário de forma que a potência do enrolamento primário seja adequadamente determinada. Da mesma forma, para o modo operacional de transformador elevador deve ser claramente definida a carga (MVA), e o correspondente fator de potência, simultaneamente alimentadas pelos enrolamentos primário e terciário de forma que a potência do enrolamento secundário seja adequadamente determinada. É muito importante considerar que, em condições de cargas simultâneas com fatores de potências indutivos (ou capacitivos), a potência aparente base do transformador.

- Características de regulação de tensão, incluindo faixa de regulação necessária e a tensão por cada um dos degraus de regulação da faixa de regulação de tensão.
- Características térmicas de desempenho do núcleo, enrolamentos, tanque e acessórios do transformador.
- Características dielétricas de desempenho do transformador.
- Características mecânicas de desempenho do transformador.
- Características detalhadas do ambiente do local da instalação (caracterização detalhada da temperatura ambiente local fundamentada em séries históricas; classificação das características do ambiente de contaminação e poluição ambiental; características sísmicas locais; velocidades de vento etc.).
- Características da expectativa de carregamento definidas através de ciclos de carga típico esperado para o local de operação do transformador e ao longo do tempo correspondente a sua expectativa de vida.
- Característica de expectativa de vida útil do transformador compatível com a expectativa de tempo do retorno financeiro do projeto da instalação de interesse.
- Requisitos de revisão de projeto que certifiquem o desempenho elétrico, térmico, dielétrico e mecânico do transformador.
- Requisitos de ensaios (rotina, especial e de tipo) que qualifiquem o desempenho elétrico, térmico, dielétrico e mecânico dos materiais, acessórios e do transformador completo.
- Requisitos de verificação e certificação da expectativa de vida operacional do transformador.
- Requisitos de reprovAÇÃO e/ou penalizações nos casos de falhas de cumprimento dos requisitos de desempenho especificados.

Parâmetros de Operação

A operação de um transformador é controlada pelos seguintes parâmetros:

- Corrente de carga.
- Tensão de alimentação.
- Frequência.
- Temperatura ambiente.

Para condições nominais, todos os quatro parâmetros têm um valor unitário (1,0 pu). Em operação normal, frequência e tensão permanecem com valor próximo de 1,0 pu, enquanto a corrente de carga pode variar de 0 até valores acima de 1,0 pu. Quando esses quatro parâmetros são conhecidos, é possível especificar os dados técnicos para um transformador.

Especificação de Transformador

A especificação constitui o conjunto de dados e requisitos estabelecidos para um determinado transformador.

Normas

Normas e padronização são um método de definição de quantidades relacionadas a projeto e propriedades. Algumas vezes, as normas também definem condições externas válidas para a operação de transformador. Por exemplo, um transformador deverá ser capaz de operar com uma carga definida até uma determinada condição de temperatura ambiente sem exceder determinados limites de temperaturas internas.

Cada país tem, normalmente, sua própria norma. Por exemplo:

- ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas.
- IEC – *International Electrotechnical Commission*.
- IEEE – *Institute of Electric and Electronic Engineers*.
- ANSI – *American National Standards Institute*.
- BSI – *British Standards Institute*.

Atualmente há uma tendência para a unificação das normas nacionais. Em particular dentro de áreas da eletrotécnica, as normas IEC vêm ganhando aceitação crescente. As normas técnicas ABNT-NBR são, em geral, fundamentadas nas normas técnicas IEC correspondentes.

Dados de Especificação

A especificação de um transformador define e descreve as propriedades operacionais a que este estará submetido. Em geral, contém informações relacionadas ao seguinte:

- Regime normal de operação.
- Condições anormais de operação.
- Avaliação de perdas.

O regime normal de operação é controlado pelos seguintes parâmetros:

- Potência nominal.
- Tensões, incluindo tensões de *taps* (se existentes).
- Grupo vetorial.
- Frequência.
- Meio de resfriamento.
- Temperaturas de projeto.
- Impedâncias.

Condições anormais de operação podem conter informações e requisitos para sobrecorrentes e sobretensões. Outros requisitos são a interação entre o transformador e o sistema de potência.

O projeto do transformador permite frequentemente uma certa otimização entre perdas e custos de fabricação. Dessa forma, é importante conhecer o valor de perdas em vazio e perdas em carga, quando da etapa de projeto do transformador.

Potência nominal

A potência nominal é definida como o valor da potência aparente que resulta do produto da corrente nominal pela tensão nominal. Devido às perdas internas ao transformador (perdas ativas e reativas), as normas IEC e IEEE apresentam diferenças conceituais importantes nessa definição.

A IEC define a potência nominal para um terminal do transformador como o produto da tensão nominal e da corrente nominal para aquele terminal particular, independentemente do sentido do fluxo de potência. Isso significa que a capacidade para qualquer um de seus terminais é igual ao seu valor de placa.

O IEEE estabelece que o transformador deverá ser capaz de fornecer potência nominal também aqui definida como o produto da tensão nominal e da corrente nominal. De maneira a estabelecer uma definição singular da potência nominal, IEEE/ANSI também estabelecem o sentido do fluxo de potência, isto é, terminal receptor (primário) e terminal fornecedor (secundário).

Tensões e derivações (*taps*)

Todas as normas atuais estabelecem que as tensões terminais correspondem à condição em vazio, isto é, o transformador é energizado, mas ele não conduz nenhuma corrente de carga. A relação de tensão entre os terminais do transformador é então igual à relação de espiras.

Taps em um enrolamento permitem o ajuste na relação de espiras e consequentemente na relação de tensão. O equipamento que permite alterar a derivação sob carga é denominado de Comutador sob Carga (OLTC – *on load tap changer*). De outra forma, o transformador tem que ser desligado e desenergizado durante a mudança de derivação, sendo que o equipamento utilizado para esta alteração de *tap* é denominado de Comutador sem Carga (NLTC – *non load tap changer*).

Os *taps* podem ser localizados em qualquer um dos dois enrolamentos do transformador ou em ambos. Para a seleção do enrolamento (lado em alta tensão – AT ou baixa tensão – BT) com *taps*, a IEC recomenda o seguinte:

- O enrolamento AT é preferível comparado ao enrolamento BT.
- Um enrolamento em Y (estrela) é preferível comparado a um enrolamento Δ (delta).
- O enrolamento sujeito à maior variação de tensão terminal.

Ligações entre enrolamentos

Em um sistema trifásico equilibrado, existem três formas de interligar os enrolamentos: estrela (Y), delta (Δ) e zigue-zague (Z). A figura 3 mostra os esquemas destas ligações.

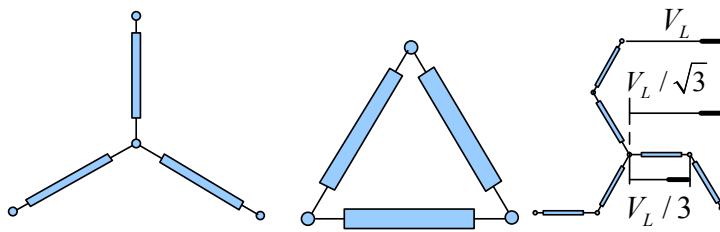


Figura 3 – Grupos vetoriais de ligações: estrela (Y), delta (Δ), zigue-zague (Z)

Na ligação em estrela (Y), o nó comum é obtido da interligação de uma das extremidades de cada um dos três enrolamentos. Os três terminais livres são ligados aos três terminais de fase. Sob condições equilibradas, a soma dos valores instantâneos das tensões e correntes é nula. Isto significa que o potencial do nó comum é zero e ele não conduz nenhuma corrente.

Na ligação em delta (Δ), os enrolamentos são ligados dois a dois (fim de um enrolamento com o início de outro) podendo ser representada pelos lados de um triângulo. Os nós resultantes das ligações dos enrolamentos são ligados aos três terminais de fase.

Na ligação em zigue-zague (Z), dois enrolamentos são ligados em série, ligando-se três dos terminais em um ponto comum. Esse tipo de ligação atenua os efeitos de terceira harmônica e fornece a possibilidade de utilização de três tensões V_L , $V_L/\sqrt{3}$ e $V_L/3$, onde V_L representa a tensão de linha fase-fase entre dois terminais de linha quaisquer.

Quando se compara os enrolamentos para ligações estrela e delta, a potência nominal (produto de tensão e corrente no enrolamento) resulta a mesma. Os enrolamentos de uma ligação em estrela conduzem a corrente de linha, mas estão submetidos a apenas $1/\sqrt{3}$ da tensão de linha. Os enrolamentos de uma ligação em delta conduzem $1/\sqrt{3}$ da corrente de linha, mas com tensão de linha (fase-fase).

Enrolamentos para tensões de transmissão são em geral ligados em estrela, o que permite que a linha seja aterrada em um ponto (o neutro). Com isso, possíveis sobretenções nos enrolamentos são decrescentes do terminal de linha para a terra, o que representa uma vantagem que pode ser utilizada no projeto da isolação, frequentemente denominada de isolação gradual.

Sistemas ligados em delta são utilizados, principalmente, onde o efeito de uma falta fase-terra tem de ser limitada, mas o custo para isolação extra é baixo quando o potencial para a terra durante a falta atinge o valor da tensão fase-fase. Por exemplo, no lado de geração ou no lado de carga do sistema de transmissão, com tensões nominais típicas entre 10 kV e 20 kV. Outros benefícios da ligação em delta são a supressão da terceira harmônica de tensão e corrente e o efeito de equalização para cargas desequilibradas no sistema elétrico.

Como um exemplo, os enrolamentos de um transformador elevador ligado ao gerador são, em geral, ligados em delta, enquanto que os enrolamentos de armadura do gerador são ligados em estrela.

Grupo vetorial de transformadores em paralelo

Quando dois transformadores são ligados em paralelo, os grupos vetoriais das ligações dos dois transformadores devem ser iguais. O efeito de ligar transformadores em paralelo com grupos vetoriais diferentes é introduzir um deslocamento no fator de tensões para os dois sistemas. Em um transformador com ligações estrela-delta, o deslocamento é 30° ou 150° entre os dois sistemas.

Os grupos vetoriais para os dois lados de um transformador podem ser selecionados, normalmente, de maneira independente.

Adicionalmente, define-se deslocamento angular entre grupos de ligações de dois enrolamentos como a diferença angular entre os fatores que representam as tensões entre o ponto neutro e os terminais correspondentes de dois enrolamentos, quando um sistema de sequência positiva de tensão é aplicado aos terminais de tensão mais elevada, na ordem numérica desses terminais. Considera-se que os fatores giram no sentido anti-horário. Por exemplo, o grupo vetorial de ligações $Y\Delta 1$ denota que o enrolamento de menor tensão ligado em delta (Δ) está atrasado de 30° em relação ao enrolamento de maior tensão (Y).

Autotransformador

Um transformador com grupo vetorial estrela-estrela pode ser ligado de maneira tal que os enrolamentos AT e BT compartilham um enrolamento físico, resultando a ligação em um autotransformador.

Esse arranjo pode ser utilizado naqueles casos em que não há requisito de que os enrolamentos AT e BT sejam galvanicamente independentes e quando o nó comum pode ser efetivamente aterrado. A ligação em forma de autotransformador resulta em redução de perdas e dimensionais importantes, quando a diferença entre as tensões AT e BT não é elevada.

A figura 4 mostra comparativamente os circuitos e distribuições de correntes e tensões em um transformador e em um autotransformador.

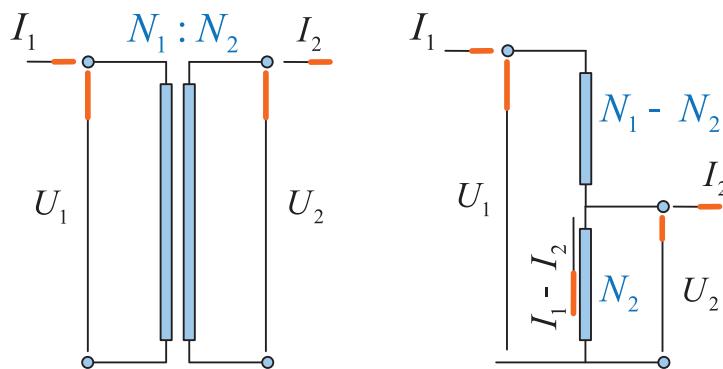


Figura 4 – Transformador e autotransformador (N_1 e N_2 : número de espiras)

Em um transformador, toda a energia é transferida do primário ao secundário através de transformação eletromagnética. Por sua vez, em um autotransformador, parte da energia é transferida por condução e a parte complementar é transferida por transformação eletromagnética. A potência transferida de forma eletromagnética, entre o primário

e o secundário, é definida como a potência própria do autotransformador, em geral definindo a área da secção transversal do núcleo correspondente.

Sendo a potência nominal de um autotransformador monofásico dada por:

$$S_1 = U_1 \cdot I_1 \quad (5)$$

e sendo a potência própria (transferida eletromagneticamente entre primário e secundário) dada por:

$$S_p = (U_1 - U_2) \cdot I_1 \quad (6)$$

resulta uma relação entre a potência própria do autotransformador e a sua potência nominal dada por:

$$K_{as} = \frac{S_p}{S_1} = \frac{(U_1 - U_2) \cdot I_1}{U_1 \cdot I_1} = 1 - \frac{U_2}{U_1} = 1 - \frac{N_2}{N_1} \quad (7)$$

Perdas em Vazio e em Carga – Otimização

O projeto de transformador e a operação em regime dos sistemas de potência (tensão constante e corrente variável) caracterizam a subdivisão das perdas de um transformador em duas componentes: perdas em vazio e perdas em carga.

As perdas em vazio referem-se às perdas no núcleo (correntes induzidas, histerese e adicionais), originadas da magnetização do núcleo, e elas são apenas uma função da tensão de alimentação (excitação).

As perdas em carga resultam das correntes nos enrolamentos (ôhmicas e suplementares) e componentes estruturais (estrutura do núcleo e tanque). Essas perdas são, aproximadamente, dependentes do quadrado da corrente nos enrolamentos.

Dentro dos limites de uma especificação de um transformador, normalmente é possível controlar e ajustar as perdas. Por exemplo, a elevação da área da secção transversal do condutor resulta na redução da densidade de corrente e, em consequência, em menores perdas específicas.

Como as perdas específicas são inversamente proporcionais à área do condutor elevada ao quadrado e o volume do condutor varia linearmente com a área, grande área de condutor resulta em perdas totais menores nos enrolamentos. Por outro lado, a redução da densidade de corrente resulta em uma elevação do volume de material do condutor.

Assim, existe uma relação entre as perdas e as dimensões físicas totais do transformador. Dimensões elevadas resultam em massas elevadas e uma elevação do custo de fabricação (mais material e tempo de fabricação). Dessa forma, é possível estabelecer uma relação entre as perdas no transformador e os custos de fabricação.

Além das perdas em carga, as perdas em vazio também podem ser otimizadas, bem como a relação entre as perdas em vazio e as perdas em carga. Por exemplo, uma elevação da secção do núcleo eleva as perdas em vazio e reduz as perdas em carga, se a indução magnética e densidades de corrente permanecem constantes.

Capitalização de Perdas em Vazio e em Carga

A avaliação do preço de um transformador inclui a capitalização das perdas em vazio e perdas em carga correspondentes. A forma convencional de capitalização de perdas é incluir, na especificação, um valor de preço específico (\$/kW) para perdas em vazio e outro preço específico (\$/kW) para as perdas em carga. Assim, o fabricante pode otimizar o projeto do transformador que atende aos requisitos de perdas e preço especificados.

A avaliação de perdas constitui uma boa estimativa dos custos de capitalização para as perdas de um transformador.

A avaliação de perdas resulta das seguintes expressões:

$$\begin{aligned} K_o &= A \cdot (P_o \cdot C_p + T \cdot P_o \cdot C_E) \\ K_L &= A \cdot (P_L \cdot C_p + \tau \cdot P_L \cdot C_E) \end{aligned} \quad (8)$$

Onde:

- K_o [\$] = custo capitalizado das perdas em vazio.
- K_L [\$] = custo capitalizado das perdas em carga.
- A [pu] = fator de capitalização, dado por

$$A = \sum_{k=1}^N \frac{1}{\left(1 + \frac{i}{100}\right)^k} \quad (9)$$

- i [%] = taxa de juros anuais efetivos.
- N [anos] = vida econômica estimada (por exemplo, para $i=4\%$ e $N=30$, $A=17,3$ pu).
- P_o [kW] = perdas em vazio.
- P_L [kW] = perdas em carga.
- C_p [\$/kW] = custo anual da potência adicional instalada para suprir as perdas internas ao transformador.
- C_E [\$/kWh] = custo da energia.
- T [horas] = tempo total de energização anual (8.760 horas).
- τ [horas] = tempo de utilização anual.

Nas expressões (8) acima, valores constantes de custos são assumidos para a potência e a energia. Na realidade, o custo marginal para a potência e a energia crescem com a elevação da potência, isto é, são máximos quando o transformador tem sua carga máxima. Isto significa que C_p e C_E devem ser considerados como funções. Uma maneira de contornar essa dificuldade é estabelecer um valor médio baseado na curva de carga típica.

O tempo de utilização (τ [horas]) é igual ao número de horas equivalentes, em que o transformador operando com perdas em carga nominal (P_L) constante desenvolve a perda anual esperada determinada da curva de carga anual e pode ser determinado pela seguinte expressão:

$$\tau = \frac{\int_0^T P_L(t) \cdot dt}{P_L} \quad (10)$$

A figura 5 mostra o processo de determinação do tempo de utilização (τ [horas]) através de três gráficos auxiliares.

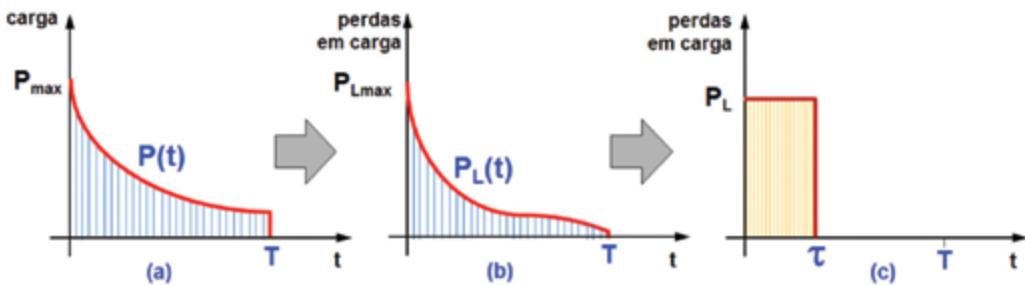


Figura 5 – Utilização de potência, perdas e tempo de utilização

A determinação é realizada a partir da curva de carga existente ou planejada $P(t)$ associada ao transformador (figura 5a). As perdas em carga $P_L(t)$ do transformador são aproximadamente proporcionais ao quadrado da curva de carga (figura 5b).

O tempo de utilização (τ [horas]) é determinado da equivalência da energia resultante da integração da função das perdas em carga definida por $P_L(t)$, ao longo de um ano de operação, com aquela energia que seria desenvolvida admitindo o transformador operando continuamente por um tempo reduzido (τ [horas]) porém, com perdas em carga nominal (P_L) constantes (figura 5c).

Avaliação econômica global

O custo de transformadores de potência constitui uma parte relevante do valor total de um empreendimento de um sistema elétrico. Em tempos recentes, o processo de compra de transformadores tem sido suportado em especificações funcionais simplificadas e invariavelmente privilegiado o fornecimento de equipamentos de menor preço inicial, de forma a minimizar o valor do investimento inicial de um empreendimento.

No entanto, os empreendimentos em sistemas elétricos envolvem tempo de amortização de investimentos entre 30 e 40 anos. Em consequência, para as condições ambientais e de operação do sistema elétrico no local de instalação do transformador, é necessário certificar-se de que o transformador tenha expectativa de vida compatível com o tempo de amortização do projeto, sob o risco de reposição prematura do equipamento e modificar o resultado econômico esperado para o projeto.

Assim, de forma simplificada, processos de compra de transformadores que compararam preços iniciais no momento da concorrência não são adequados. É necessário ter-se em conta a expectativa de vida do equipamento na avaliação comparada das propostas de interesse para o processo. Assim, é muito importante que indicadores econômicos globais sejam utilizados. Um exemplo sugerido para um indicador econômico global é a relação:

$$FEG = \frac{P_{CIT}}{kVA \cdot F_{sobrec} \cdot EV_{vida}} \left[\frac{R\$}{kVA \cdot Ano} \right] \quad (E06)$$

Onde:

- P_{CIT} [R\$] – é o valor inicial do preço de compra do transformador.
- kVA [kVA] – é o valor da potência máxima do transformador.
- F_{sobrec} [pu] – é o fator de sobrecarga equivalente para o transformador.
- EV_{vida} [anos] – é a expectativa de vida para o transformador no ambiente local da instalação e para uma dada condição de carregamento especificada.

A tabela 1 mostra os resultados da análise comparada do processo de avaliação econômica de compra de um transformador cujos parâmetros de desempenho térmico (elevações de temperaturas garantidas) atendem à especificação técnica de compra e à Norma NBR5356-2.

Tabela 1 – Avaliação econômica global

Preço inicial		Transformador de potência		
Fornecedor proponente	–	FPA	FPB	FPC
Potência máxima	MVA	350	350	350
Valor inicial de compra	R\$	7.300.000	6.000.000	8.500.000
Valor inicial de compra – relativo	%	100%	82%	116%
Fator de sobrecarga	pu	1,00	1,00	1,00
Classe térmica da isolação		65 °C Termoestabilizado		
A		-13,391	-13,391	-13,391
B		6.972,15	6.972,15	6.972,15
Classe térmica da isolação		Desempenho térmico		Limites de garantia
Temperatura ambiente	°C	30,0	30,0	30,0
Fator do ponto mais quente	pu	1,3	1,3	1,3
Elev. de temp. óleo - amb. média	°C	35,0	46,0	32,0
Elev. de temp. óleo - amb. topo (garantia)	°C	45,0	58,0	43,0
Elev. de temp. enrol. méd. - amb. (garantia)	°C	55,0	62,0	50,0
Elev. de temp. enrol. méd. - óleo média	°C	20,0	16,0	18,0
Elev. de temp. do ponto mais quente - amb.	°C	71,0	78,8	66,4
Temperatura média do enrolamento	°C	85,0	92,0	80,0
Temp. do ponto mais quente do enrol.	°C	101,0	108,8	96,4
Temp pto + quente enrolamento		Expectativa de vida útil		
Expectativa de vida	horas	178.284	74.176	342.364
	anos	20,4	8,5	34,7
Perda de vida diária	%/24h	0,013462	0,032356	0,007888
Avaliação econômica global		Avaliação Global		
Preço inicial (P_{CIT})	R\$	7.300.000	6.000.000	8.500.000
Potência máxima (S_{kVA})	kVAr	350.000	350.000	350.000
Fator de sobrecarga (F_{sobrec})	pu	1,00	1,00	1,00
Expectativa de vida (EV_{vida})	anos	20,4	8,5	34,7
Fator econômico global (FEG)	R\$/kVAr.ano	1,02	2,02	0,70
Fator econômico global relativo (FEG)	%	100%	198%	68%

No exemplo acima, observa-se:

- O proponente FPB tem o menor preço inicial.
- Os equipamentos de todos os proponentes atendem aos limites de desempenho térmico normalizados e especificados.
- Embora o preço inicial do proponente FPB seja 18% inferior ao do proponente FPA, seu fator econômico global relativo é 98% superior.
- Embora o preço inicial do proponente FPC seja 16% e 42% superior ao do proponente FPA e FPB, respectivamente, seu fator econômico global é 68% do fator do proponente FPA e 35% do fator do proponente FPB, de menor preço inicial.
- O equipamento do proponente FPC é o único que atende ao requisito de expectativa de vida útil de 35 anos.

Este exemplo mostra, de forma quantitativa, a importância da adição de outros parâmetros de avaliação na análise comparada e seleção de alternativas. Ou seja, a simples comparação de preços para minimizar o total do investimento inicial pode comprometer o desempenho técnico-econômico do projeto ao longo da vida do projeto.

Transformador e Circuitos Equivalentes

Em análises de sistemas, o transformador pode ser representado por simples parâmetros lineares quando fenômenos de regime permanente (frequência industrial) são considerados. A representação é, em geral, separada em duas partes: um circuito representando as propriedades elétricas (perdas, quedas de tensão) e um transformador ideal que estabelece as relações corretas de tensões e correntes.

Transformador de Dois Enrolamentos

A figura 6 mostra o circuito equivalente de um transformador de dois enrolamentos.

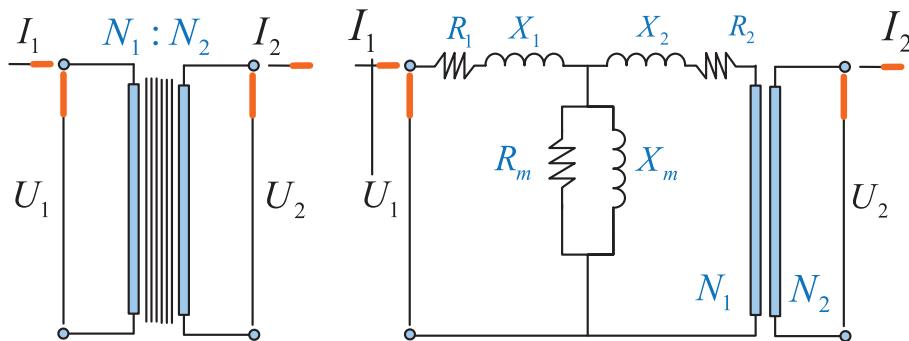


Figura 6 – Circuito equivalente de transformador de dois enrolamentos

As perdas ativas em carga são representadas pela soma de R_1 e R_2 , e as perdas reativas em carga (reatância de curto-círcuito) pela soma de X_1 e X_2 . As perdas em vazio são representadas pelo ramo derivação através do paralelo de R_m e X_m .

A divisão em dois ramos em série, com um ramo derivação de magnetização entre eles, não tem significado físico real, apenas as somas de R_1 e R_2 e X_1 e X_2 têm significado físico. Por razões práticas, em geral, R_1 e R_2 são considerados de igual valor, bem como X_1 e X_2 . Isso resulta em simetria vista dos terminais do transformador.

Em um transformador de dois enrolamentos, com dois enrolamentos físicos, uma localização mais correta para o ramo de magnetização pode ser obtida conectando-o ao enrolamento mais interno.

Devido ao fato de que R_m e X_m são muito maiores do que $R_1 + R_2$ e $X_1 + X_2$, a localização do ramo paralelo resulta não crítica. Adicionalmente, quando as análises são realizadas em pu (por unidade), o transformador ideal pode ser desconsiderado.

Seja um transformador trifásico com os seguintes dados:

- $S_n = 100 \text{ MVA}$, potência aparente nominal.
- $U_1/U_2 = 220/70 \text{ kV}$, tensões primária/secundária.
- $Z_x = 12\%$, impedância de curto-círcuito (base 100 MVA).
- $P_o = 50 \text{ kW}$, perdas em vazio.
- $P_L = 300 \text{ kW}$, perdas em carga.
- $I_o = 0,3\%$, corrente de magnetização (base corrente nominal).

A figura 7 mostra o circuito equivalente do transformador .

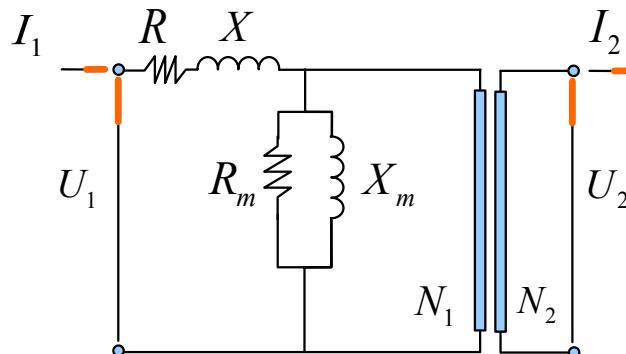


Figura 7 – Circuito equivalente (base 100 MVA, 220 kV)

Os parâmetros do circuito equivalente são então:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 262,4 \text{ A}$$

$$R = \frac{P_L}{3 \cdot I_n^2} = \frac{300 \cdot 10^3}{3 \cdot 262,4^2} = 1,452 \Omega/\text{fase}$$

$$X = Z_x \cdot \frac{U_1}{\sqrt{3} \cdot I_n} = 0,12 \cdot \frac{220 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 262,4} = 58,087 \Omega/\text{fase}$$

$$R_m = \left(\frac{U_1}{\sqrt{3}} \right)^2 \cdot \frac{3}{P_o} = \left(\frac{220.000}{\sqrt{3}} \right)^2 \cdot \frac{3}{50.000} = 968.000 \Omega/\text{fase}$$

$$X_m = \left(\frac{U_1}{\sqrt{3}} \right) \cdot \frac{1}{I_o \cdot I_n} = \left(\frac{220.000}{\sqrt{3}} \right) \cdot \frac{1}{0,003 \cdot 262,4} = 161.000 \Omega/\text{fase}$$

Esse exemplo é bastante representativo e adequado quanto aos valores de R_m , X_m , R e X em transformadores de potência. Em geral, apenas a reatância indutiva X no ramo série é considerada.

Outra forma alternativa e mais simples de obter os valores numéricos de R e X é através da conversão da impedância Z_x definida como:

$$Z_B = \frac{U_1^2}{S_n} = \frac{220.000^2}{100 \cdot 10^6} = 484 \Omega/\text{fase} \quad (11)$$

Com U_R definida como:

$$U_R = \frac{P_L}{S_n} = \frac{300.000}{100 \cdot 10^6} = 0,3\%$$

Os parâmetros R e X resultam em:

$$R = U_R \cdot Z_B = \frac{0,3}{100} \cdot 484 = 1,45 \Omega/\text{fase}$$

$$X = Z_X \cdot Z_B = \frac{12}{100} \cdot 484 = 58,1 \Omega/\text{fase}$$

Transformador de Três Enrolamentos

Em um transformador de três enrolamentos, as perdas em carga são, em geral, medida aos pares de dois enrolamentos. Isto é, a corrente é alimentada em um enrolamento enquanto o outro enrolamento do par é mantido em curto-círcuito, e o terceiro é mantido em aberto.

Por permutação, três conjuntos de resultados são obtidos:

- 1-2 \Rightarrow P₁₂, Q₁₂
- 1-3 \Rightarrow P₁₃, Q₁₃
- 2-3 \Rightarrow P₂₃, Q₂₃

Quando os valores de perdas são transformados em parâmetros equivalentes de circuito elétrico, as perdas devem ser referidas a uma base específica de potência S_B para todas as três fases. Por exemplo, se P₁₂ é medida com uma corrente correspondente a uma carga S₁, a potência de perda deve ser corrigida pelo fator (S_B/S₁)². As impedâncias equivalentes são então determinadas pela divisão das perdas corrigidas pela base S_B. Assim, resultam três conjuntos de impedâncias: R₁₂, R₁₃, R₂₃, X₁₂, X₁₃ e X₂₃.

A figura 8 mostra as ligações delta e estrela.

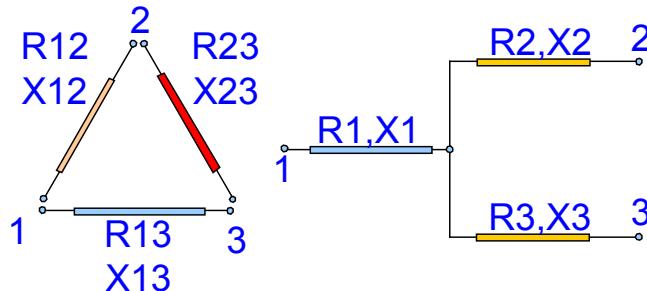


Figura 8 – Circuitos equivalentes três enrolamentos

A ligação destas impedâncias em delta (Δ) com as seguintes impedâncias entre os nós terminais:

- 1-2 \Rightarrow Z₁₂ = R₁₂ + jX₁₂
- 1-3 \Rightarrow Z₁₃ = R₁₃ + jX₁₃
- 2-3 \Rightarrow Z₂₃ = R₂₃ + jX₂₃

Todavia, a ligação em estrela (Y) equivalente é preferível devido à facilidade de análise de circuitos comparada com a ligação delta (Δ). Os elementos dos ramos são determinados a partir das seguintes relações:

- | | |
|---|---|
| • R ₁₂ = R ₁ + R ₂ | X ₁₂ = X ₁ + X ₂ |
| • R ₁₃ = R ₁ + R ₃ | X ₁₃ = X ₁ + X ₃ |
| • R ₂₃ = R ₂ + R ₃ | X ₂₃ = X ₂ + X ₃ |

Assim, considerando as resistências e reatâncias médias dadas por:

- $R_m = 0,5 \cdot (R_{12} + R_{13} + R_{23})$
- $X_m = 0,5 \cdot (X_{12} + X_{13} + X_{23})$

Resultam:

- $R_1 = R_m - R_{23} = 0,5 \cdot (R_{12} + R_{13} - R_{23})$
- $R_2 = R_m - R_{13} = 0,5 \cdot (R_{12} + R_{23} - R_{13})$
- $R_3 = R_m - R_{12} = 0,5 \cdot (R_{23} + R_{13} - R_{12})$
- $X_1 = X_m - X_{23} = 0,5 \cdot (X_{12} + X_{13} - X_{23})$
- $X_2 = X_m - X_{13} = 0,5 \cdot (X_{12} + X_{23} - X_{13})$
- $X_3 = X_m - X_{12} = 0,5 \cdot (X_{23} + X_{13} - X_{12})$

Em alguns casos, um dos elementos equivalentes de ramo pode ser negativo. Isto não significa que é possível encontrar uma impedância negativa em um transformador real, apenas a soma dos dois elementos não tem significado físico. O circuito equivalente em estrela deve apenas ser utilizado como um suporte para cálculos numéricos. Nos casos em que a impedância de magnetização é representada, ela é ligada ao ponto comum da estrela.

Transformador de Três Enrolamentos e Carregamento Simultâneo

O enrolamento terciário de potência reduzida é, em geral, utilizado como uma alternativa econômica vantajosa para a alimentação de cargas de serviços auxiliares e/ou equipamentos de compensação de potência reativa em subestações de sistemas de transmissão de energia elétrica.

Para estes transformadores, a especificação adequada e detalhada das cargas simultâneas nos dois enrolamentos de interesse é fundamental para o projeto do transformador, operando como abaixador e/ou elevador. Para cada um dos dois enrolamentos carregados simultaneamente é necessário especificar:

- Potência aparente da carga (MVA).
- O valor do fator de potência ($\cos\phi$).
- A característica indutiva e/ou capacitiva do fator de potência da carga.

A especificação inadequada (incompleta ou confusa) pode resultar no dimensionamento e projeto incorreto do transformador, resultando em eventual limitação de carregamento deste, em particular quando as cargas simultâneas nos dois enrolamentos carregados têm a mesma característica de fator de potência (ambas indutivas ou ambas capacitivas).

É importante observar que em um grande sistema de transmissão na forma de rede em malha, devido a requisitos de controle de tensão através da adequação do fluxo de potência reativa no sistema, é possível que em um determinado transformador de três enrolamentos, o carregamento simultâneo de dois dos enrolamentos pode ter fator de potência com a mesma característica (ou seja, ambos indutivos ou ambos capacitivos). Nestes casos, a potência aparente (MVA) do terceiro enrolamento resulta de valor maior que a soma aritmética das potências aparentes dos dois enrolamentos com carga simultânea.

Transformador abaixador

Em um transformador abaixador, o fluxo de potência é estabelecido no sentido do enrolamento de maior tensão para os dois outros enrolamentos. A figura 9 mostra o diagrama unifilar de um transformador abaixador de três enrolamentos.

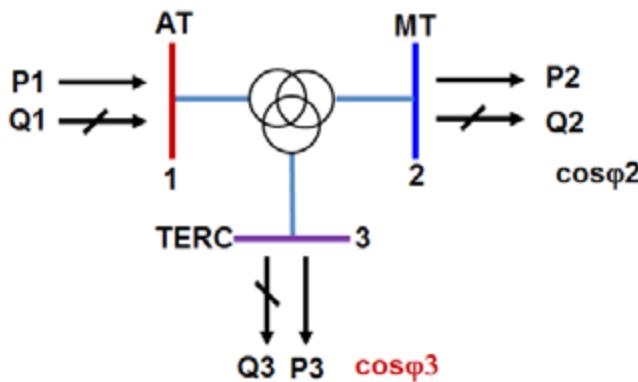


Figura 9 – Transformador abaixador de três enrolamentos e carregamento simultâneo dos enrolamentos MT e TERC

Para o transformador abaixador de três enrolamentos, com carregamento simultâneo nos dois outros enrolamentos, a tabela 2 mostra um resumo do carregamento e a potência aparente resultante no enrolamento AT primário.

Tabela 2 – Transformador abaixador de três enrolamentos e carregamento simultâneo dos enrolamentos MT e TERC

Enrolamentos										
MT (2) – Carga					TERC (3) – Carga					AT (1)
S2	φ2	cosφ2	característica	MVA	S3	φ3	cosφ3	característica	S1 = P1 + φQ1	
MVA	graus	pu			MVA	graus	pu		MVA	
P2 + φQ2	0...+90	1,0...0	indutivo			+90	0	indutivo		S1 ≥ S2
	0...+90	1,0...0	indutivo	P3 + φQ3		-90	0	capacitivo		S1 ≤ S2
	-90...0	0...1,0	capacitivo			+90	0	indutivo		S1 ≤ S2
	-90...0	0...1,0	capacitivo			-90	0	capacitivo		S1 ≥ S2

Transformador elevador

Em um transformador elevador, o fluxo de potência é estabelecido no sentido do enrolamento de média tensão para os dois outros enrolamentos. A figura 10 mostra o diagrama unifilar de um transformador elevador de três enrolamentos.

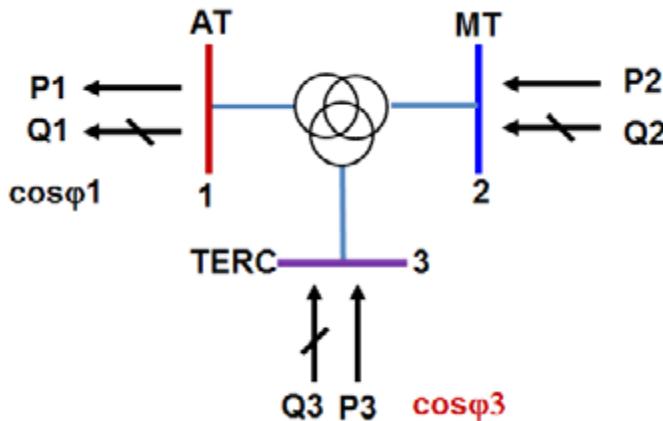


Figura 10 – Transformador elevador de três enrolamentos e carregamento simultâneo dos enrolamentos AT e TERC

Para o transformador elevador de três enrolamentos, com carregamento simultâneo nos dois outros enrolamentos, a tabela 3 mostra um resumo do carregamento e a potência aparente resultante no enrolamento MT primário.

Tabela 3 – Transformador elevador de três enrolamentos e carregamento simultâneo dos enrolamentos AT e TERC

Enrolamentos									
AT (1) - Carga					TERC (3) - Carga			MT (2)	
S1	φ1	cosφ1	característica		S3	φ3	cosφ3	característica	S2 = P2+φQ2
MVA	graus	pu			MVA	graus	pu		MVA
	0...+90	1,0...0	indutivo			+90	0	indutivo	S2 ≥ S1
P1 + φQ1	0...+90	1,0...0	indutivo		P3	-90	0	capacitivo	S2 ≤ S1
	-90...0	0...1,0	capacitivo	+φQ3		+90	0	indutivo	S2 ≤ S1
	-90...0	0...1,0	capacitivo			-90	0	capacitivo	S2 ≥ S1

Enrolamento Terciário em Autotransformador

O enrolamento terciário de potência reduzida é, em geral, utilizado como uma alternativa econômica vantajosa para a alimentação de cargas de serviços auxiliares e/ou equipamentos de compensação de potência reativa em subestações de sistemas de transmissão de energia elétrica.

Características principais

A inclusão do enrolamento terciário no sistema de enrolamentos de um autotransformador estabelece um conjunto de requisitos importantes para o dimensionamento elétrico (distribuição de corrente, perdas, forças de curto-círcuito, acoplamentos eletromagnéticos, impedâncias etc.) e do sistema de isolação principal correspondente.

Dessa forma, a especificação técnica adequada e consistente das características elétricas do autotransformador incluindo o enrolamento terciário é fundamental para o bom desempenho operacional do equipamento. Estas características devem ser estabelecidas, a partir dos resultados de análises cuidadosas de simulações envolvendo a interação entre o sistema elétrico e o autotransformador, para diversas condições de operação.

Nomeadamente:

- Curtos-circuitos no sistema (primário, secundário, terciário).
- Desequilíbrios de cargas.
- Sobretensões temporárias de baixa frequência, incluindo ferroresonância.
- Sobretensões transitórias associadas a surtos atmosféricos e manobras (em particular aquelas associadas a reatores alimentados pelo terciário) etc.

Adicionalmente, a especificação do tipo, potência e fator de potência da carga alimentada pelo terciário permite o dimensionamento do núcleo para as condições críticas de superposição de fluxos magnéticos (principal e dispersão) no núcleo e controle do nível de sobre-exitação.

Características gerais de projeto

O enrolamento terciário de potência e tensão reduzida é normalmente montado adjacente à coluna do núcleo e tem altura semelhante àquela dos outros enrolamentos. Naturalmente, a dimensão radial do terciário é menor que a dos outros enrolamentos principais (série e comum) correspondentes.

Em consequência, a suportabilidade mecânica do enrolamento, para condições críticas de forças eletromagnéticas associadas a correntes de curtos-circuitos, de até 25 vezes o valor da corrente nominal correspondente, é uma condição de contorno fundamental para o desempenho satisfatório do enrolamento terciário. A suportabilidade mecânica do enrolamento terciário depende fundamentalmente:

- Da seleção adequada do tipo do enrolamento e seus condutores (material, tensão de escoamento dos condutores, utilização de resina epoxi como parte da isolação dos condutores etc.).
- Do dimensionamento, do projeto mecânico e seleção criteriosa da estrutura de montagem do enrolamento.
- Da seleção de um sistema de prensagem capaz de manter força residual no enrolamento capaz de equilibrar as forças eletromagnéticas associadas a correntes de curtos-circuitos.

- Do dimensionamento térmico com elevações de temperaturas relacionadas às condições de carregamento especificadas compatíveis com os valores limites admissíveis pela isolação correspondente.

Desempenho em operação

Em geral, o desempenho inadequado do enrolamento terciário pode resultar na falha do autotransformador. Em particular, as análises dos modos de falhas de auto-transformadores com enrolamentos terciários revelam que a causa destas falhas está, em geral, associada a:

- Alimentação de sistemas de distribuição pelo terciário e ocorrência de curtos-circuitos nestes sistemas com correntes de valor elevado de até 18 vezes a corrente nominal.
- Inadequação da suportabilidade mecânica e do sistema de prensagem do enrolamento terciário.

Desempenho de Transformador

O desempenho operacional de um transformador é caracterizado pela sua capacidade em operar de maneira confiável e sem falhas, ao longo do tempo de sua expectativa de vida útil, com desempenho técnico e econômico adequado das funções originalmente especificadas.

Neste contexto, são relevantes o desempenho eletromagnético, dielétrico, térmico e mecânico do núcleo, dos enrolamentos e dos seus acessórios principais, incluindo buchas e comutador sob carga (OLTC).

Desempenho do Núcleo

O núcleo magnético de um transformador de potência é constituído fundamentalmente por:

- Núcleo magnético.
- Estrutura mecânica do núcleo.
- Sistema de resfriamento interno e superficial do núcleo.
- Sistema de isolação interno ao núcleo.
- Sistema de isolação externo ao núcleo (entre núcleo magnético e a sua estrutura mecânica e entre a sua estrutura mecânica e o tanque).

O desempenho do núcleo de um transformador é caracterizado pelo desempenho operacional adequado e confiável deste.

Desempenho magnético

Um transformador energizado e operando em vazio absorve, da rede de alimentação, uma corrente de magnetização (I_o) e desenvolve as perdas em vazio (P_o) no núcleo magnético. As contribuições das perdas dielétricas no material isolante e as perdas Joule nos enrolamentos da corrente de magnetização são desprezíveis.

A tensão elétrica de excitação de regime permanente, ou temporária ou transitória estabelece a resposta do núcleo magnético. Em consequência da tensão elétrica aplicada ao enrolamento de excitação do núcleo, uma corrente de magnetização é então estabelecida no enrolamento de excitação a qual determina a intensidade do campo magnético e da indução magnética no núcleo magnético.

O tipo de material do núcleo, sua curva característica de magnetização ($B \sim f(H)$), os requisitos de sobre-excitação máxima (de regime permanente e/ou temporária) e eventuais requisitos combinados de circulação de corrente contínua (GIC – corrente induzida por tempestade geomagnética; GPR – elevação de potencial de terra associada à distribuição de potencial induzida por corrente de retorno de sistema de transmissão CC quando em operação monopolar) nos enrolamentos de transformador definem, em geral, a indução magnética máxima de operação em regime permanente, com margem de segurança adequada entre a indução de operação e a indução de saturação (tipicamente 2.00T) do material magnético do núcleo.

Materiais de núcleos magnéticos

O núcleo magnético de transformador de potência utiliza aço magnético de grão orientado laminado a frio. O aço magnético é composto de cristais cúbicos, sendo que os cristais apresentam-se orientados segundo um deslocamento angular (α) em relação à direção da laminação ou preferencial.

A figura 11 mostra a ilustração de uma lâmina de aço magnético de grão orientado. Notar o revestimento da lâmina resultante da composição de uma película de vidro e de um verniz à base de fosfato. Este revestimento apresenta excelente desempenho mecânico e térmico, podendo suportar temperaturas maiores que 800 °C.

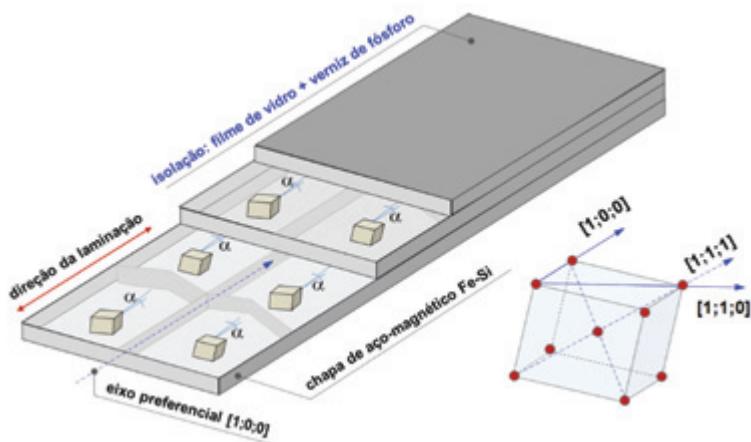


Figura 11 - Lâmina de aço magnético de grão-orientado laminado a frio e anisotropia cristalina (eixo preferencial $[1; 0; 0]$)

Três classes de materiais magnéticos, com desempenhos específicos, são tipicamente utilizados:

- Aço magnético de grão orientado laminado a frio (classe R).
- Aço magnético de grão superorientado laminado a frio (classe H).
- Aço magnético de grão orientado com domínios refinados (classe D).

Perdas em núcleos magnéticos

O aço magnético de grão orientado é um material anisotrópico, apresentando um eixo preferencial de magnetização, segundo a orientação de seus cristais. As perdas no material são dependentes da direção do fluxo magnético no material, sendo que a direção de menor perda é a direção do eixo preferencial de magnetização (figura 07 - eixo [100]).

A tabela 4 mostra as características geométricas, perdas específicas, induções mínima e máxima típicas correspondentes aos materiais das classes R, H e D.

Tabela 4 – Características específicas de aço magnético de grão orientado

Material	Fabricante	Classe	Espessura	Perdas específicas 1.7T/60Hz	Indução mínima H = 800A/m	Indução máxima
-	-	-	mm	W/kg	T	T
M4	Acesita	R	0,27	1,48	1,80	1,95
H1 Carlite	AK Steel	H	0,27	1,33	1,88	1,98
23ZDH90	Nippon Steel	D	0,27	1,25	1,88	1,98

Em consequência, a indução magnética do núcleo magnético estabelece perdas no material do núcleo. Fundamentalmente, as perdas no núcleo são separadas em três componentes. Nomeadamente:

- Perdas por histerese.
- Perdas por correntes induzidas (perdas Foucault) no material do núcleo.
- Perdas adicionais.

Perdas por histerese

A variação cíclica da corrente de magnetização estabelece no núcleo de material ferromagnético, de característica $B \sim f(H)$ não linear, perdas elétricas denominadas de componente de perdas por histerese. Estas perdas refletem a energia requerida na reorientação cíclica dos domínios do material ferromagnético do núcleo. A figura 12 mostra ciclos de histerese para o material magnético de núcleo de transformador.

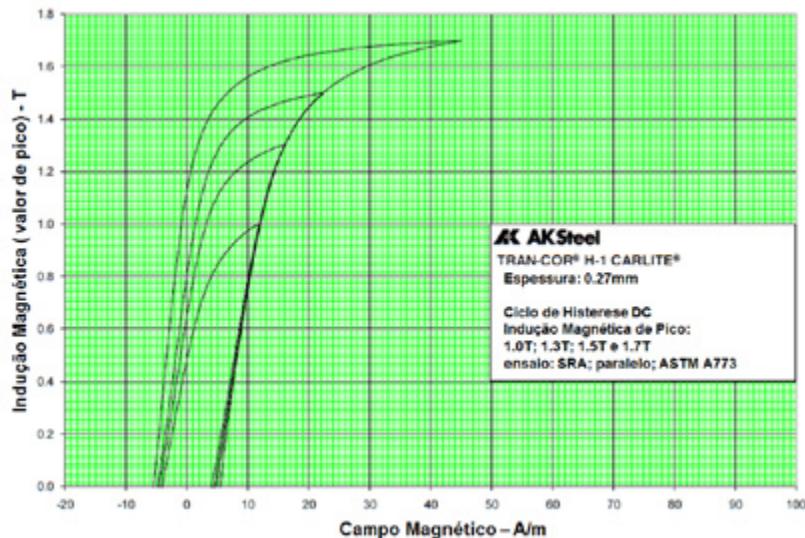


Figura 12 – Lâmina de aço magnético de grão orientado e ciclo de histerese

A componente de perdas por histerese pode ser determinada pelo volume do material ferromagnético do núcleo, frequência da orientação cíclica e área do ciclo de histerese correspondente.

Perdas por correntes induzidas

A variação cíclica da corrente de magnetização estabelece no núcleo de material ferromagnético, de característica $B-f(H)$ não linear, o fluxo magnético. Em consequência, o fluxo magnético estabelece no núcleo forças eletromotrices as quais induzem correntes de circulação (correntes de Foucault) nas chapas do núcleo e, em consequência, perdas ôhmicas no núcleo. A figura 13 mostra os caminhos das correntes de circulação induzidas nas lâminas do material do núcleo (I_a , dependente da indução em cada uma das lâminas) e a corrente de circulação no núcleo (I_b , dependente da indução total na seção do núcleo magnético).

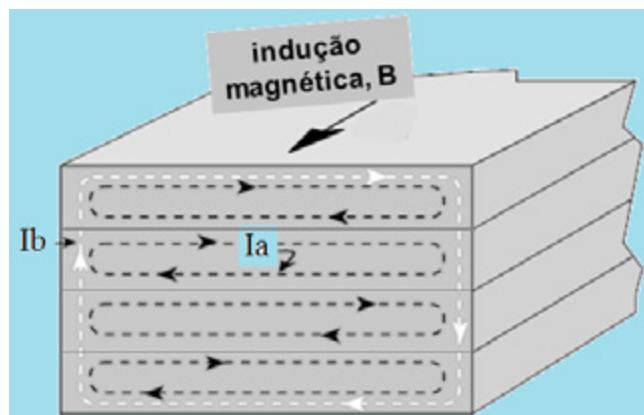


Figura 13 – Correntes induzidas em lâmina (I_a) e em núcleo (I_b) de aço magnético

A componente de perdas por correntes induzidas pode ser determinada através da condutividade elétrica, volume do material do núcleo e por uma função quadrática do produto da frequência da corrente de magnetização, indução magnética no núcleo e espessura das chapas do núcleo.

Perdas adicionais

Além das componentes de perdas por histerese e por correntes induzidas, perdas adicionais são estabelecidas no núcleo magnético associada a aspectos tecnológicos de fabricação do núcleo. Por exemplo, perdas adicionais são estabelecidas por correntes de circulação interlaminares, induzidas na secção transversal do núcleo pelo fluxo magnético principal (figura 08, Ib) e induzidas entre lâminas nas bordas longitudinais das chapas do núcleo associadas a componentes transversais do fluxo magnético principal e componentes de fluxos magnéticos de dispersão dos enrolamentos que se fecham através do núcleo magnético.

Estas perdas são dependentes da resistência interlaminar do núcleo originadas pela presença de rebarbas nas bordas das chapas consequentes do processo e qualidade de corte longitudinal e transversal das chapas do núcleo magnético.

Fator de construção

As perdas, em um determinado núcleo, não são distribuídas de maneira uniforme no volume de material do núcleo magnético. Assim, para um mesmo valor de indução magnética, as perdas específicas do núcleo magnético (P_o) resulta maior que as perdas específicas (P_{oe}) do material magnético correspondente. A relação P_o/P_{oe} é denominada de fator de construção (*building factor*) do núcleo. O fator de construção é um indicador da qualidade geral do desempenho do núcleo magnético.

Desempenho Térmico

As perdas totais estabelecidas no núcleo magnético resultam na elevação de temperatura do núcleo magnético sobre o meio de resfriamento adjacente (óleo isolante).

Fundamentalmente é importante caracterizar as seguintes elevações de temperatura:

- Elevação de temperatura da superfície dos núcleos em relação ao meio de resfriamento adjacente (óleo isolante).
- Elevação de temperatura do ponto mais quente do núcleo em relação ao meio de resfriamento adjacente (óleo isolante).

Ambas as elevações de temperatura devem ser adequadamente controladas, com o objetivo de minimizar avarias, formação de gases combustíveis e/ou redução de vida útil dos materiais isolantes envolvidos (óleo isolante; isolação sólida interna ao núcleo; isolação sólida adjacente ao núcleo etc.).

Modernamente, é reconhecido que exposição de filmes de óleo mineral isolante entre chapas de um núcleo de transformador a temperaturas superiores a 130 °C pode resultar na produção de gases combustíveis, em particular Hidrogênio (H₂) e Metano (CH₄) cuja relação H₂/CH₄ com valores típicos da ordem 8.0-10.0, ou seja, similar à relação destes gases quando fenômenos de descargas parciais de baixa energia são estabelecidos na isolação de celulose de um transformador. Em consequências, a qualidade de diagnósticos pode então ser influenciada.

Temperatura do núcleo

Quando em operação, em vazio ou em carga, as perdas estabelecidas no núcleo magnético são transferidas por condução e dissipação térmica para o óleo isolante adjacente. Assim, uma elevação de temperatura é estabelecida entre o núcleo magnético e o óleo de resfriamento adjacente.

As seguintes elevações de temperaturas, em relação à temperatura do óleo adjacente, podem ser reconhecidas:

- Elevação de temperatura média do núcleo.
- Elevação de temperatura da superfície do núcleo.
- Elevação e temperatura do ponto mais quente do núcleo.
- Elevações de temperaturas em componentes mecânicos estruturais do núcleo (viga; barras de suspensão; tirantes etc.).

A figura 14 mostra, como exemplo, a elevação de temperatura na secção transversal do jugo de um núcleo de transformador para o ambiente externo em operação normal em carga.

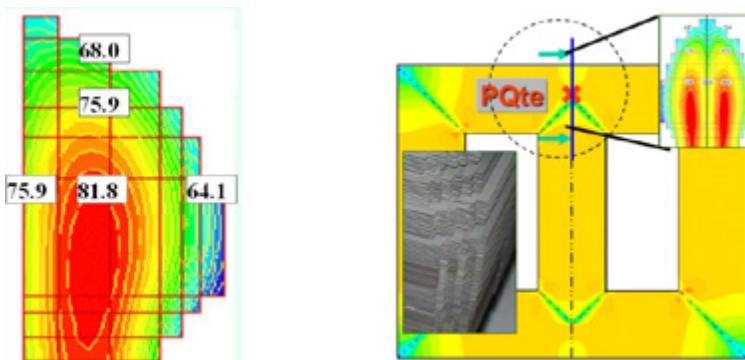


Figura 14 - Elevações de temperatura na secção do jugo e a localização do ponto mais quente em um núcleo trifásico de três colunas

Naturalmente, as elevações de temperatura de interesse devem sempre ser relacionadas às condições operacionais e de carregamento relevantes bem como à temperatura ambiente local. As condições operacionais e de carregamento determinam as perdas totais a dissipar e, em consequência, as elevações de temperatura do óleo sobre a temperatura do ambiente local.

Temperatura do ponto mais quente do núcleo

A geometria dos diferentes tipos de núcleo (monofásicos e trifásicos), a variação da relutância magnética nas várias partes do núcleo (colunas, jugos etc.), os espaços de alta relutância magnética nas juntas coluna-jugo, a anisotropia magnética do núcleo e a distribuição não uniforme do fluxo magnético no núcleo resultam em concentrações de fluxos magnéticos, fluxos transversais etc., que estabelecem regiões de concentrações de perdas magnéticas elevadas no núcleo.

Assim, dependente das condições locais de dissipação térmica e da temperatura local do óleo adjacente em determinado pela excitação e carregamento do transformador, elevações relevantes locais de temperaturas no núcleo são estabelecidas em particular nas regiões das juntas do núcleo as quais precisam ser controladas em conformidade com os limites térmicas dos componentes isolantes adjacentes (óleo isolante; componentes isolantes sólidos etc.).

A figura 10 mostra também, de forma ilustrativa, a localização do ponto mais quente na secção transversal de um núcleo trifásico de três colunas.

Desempenho Mecânico

Isolação interna do núcleo

Componentes isolantes montados internos ou adjacentes ao núcleo magnético do transformador devem ter desempenho térmico e mecânico adequado para temperaturas correspondentes àquelas temperaturas estabelecidas no núcleo.

Em geral, componentes isolantes de celulose não devem ser utilizados na isolação interna ao núcleo (separadores de canais de resfriamento; barreiras isolantes entre pacotes do núcleo etc.) e na isolação entre o núcleo magnético e a sua estrutura mecânica adjacente. Apenas componentes isolantes de materiais com classe térmica F (155 °C) ou superior devem ser especificados e aprovados para estas aplicações.

A figura 15 mostra a carbonização de isolação de celulose interna ao núcleo de um transformador elevador trifásico, núcleo de cinco colunas, de potência nominal 440 MVA após aproximadamente 20 anos em operação.



Figura 15 – Carbonização de isolação de celulose interna ao núcleo de transformador

Desempenho em Sobre-excitação

A sobre-excitação do núcleo de um transformador ocorre quando a indução de operação do núcleo magnético ultrapassa o valor da indução de operação sob as condições de operação. Valores elevados de sobre-excitação podem resultar em saturação parcial ou completa do núcleo magnético. As consequências destes fenômenos são:

- Elevação perdas no núcleo.
- Elevação nível de ruído e vibrações.
- Sobreaquecimento do núcleo (pontos quentes).
- Sobreaquecimento de partes metálicas da estrutura mecânica do núcleo e/ou tanque.
- Geração de gases combustíveis.
- Deterioração da isolação do núcleo.

Transformadores são submetidos, frequentemente, a fenômenos de sobre-excitação e estima-se que até 30% de ocorrências de sobre-excitacões não são observáveis pelo operador. Fenômenos de sobre-excitação são estabelecidos por:

- Elevação da tensão de operação, em muitos casos sem a alteração de *taps* de comutadores sem carga ou sob carga.
- Elevação da tensão de excitação de gerador para controle de reativos.
- Rejeição de carga.

Os seguintes parâmetros influenciam o valor da sobre-excitação do núcleo magnético de um transformador:

- Carga.
- Fator de potência da carga.
- Variação da tensão e frequência comparadas às nominais.
- Impedância de dispersão.
- Localização física do enrolamento (interna ou externa).

Sobre-excitação por variação de tensão e/ou frequência

Um transformador deve operar continuamente com tensão e frequências diferentes das nominais tanto em vazio quanto em carga sem que as elevações de temperatura do óleo e dos enrolamentos ultrapassem seus valores nominais. Nomeadamente:

a) em vazio

Em vazio, com frequência nominal, a tensão de excitação pode atingir até 110% da tensão nominal correspondente. Isto é:

$$I_2 = 0, \quad f = f_n, \quad \Delta\Theta \leq \Delta\Theta_n: \quad U_1 = 110\% \times U_{1n}$$

Em vazio, com frequência diferente da nominal, a relação da tensão de excitação pela frequência pode atingir até 110% da relação entre a tensão nominal e a frequência nominal correspondente. Isto é:

$$I_2 = 0, U_1 > U_{1n}, \Delta\Theta \leq \Delta\Theta_n: \quad U_1 \leq 110\% \times U_{1n}, U_1/f \leq 110\% \times U_{1n}/f_n$$

b) em carga

Em carga, com fator de potência 0,8, corrente e frequência nominal, a tensão de excitação pode atingir até 105% da tensão nominal correspondente. Isto é:

$$I_2 = I_{2n}, f = f_n: \quad U_1 \leq 105\% \times U_{1n}$$

Em carga, com fator de potência 0,8, corrente nominal e frequência inferior à nominal, a tensão de excitação pode atingir até 105% da relação entre a tensão nominal e a frequência nominal correspondente. Isto é:

$$I_2 = I_{2n}, U_1 > U_{1n}, f < f_n: \quad U_1 \leq 105\% \times U_{1n}, U_1/f \leq 105\% \times U_{1n}/f_n, f \geq 57\text{Hz}$$

Em carga, com fator de potência 0,8, corrente inferior à nominal e frequência nominal, a tensão de excitação pode atingir valores na faixa de 105% até 110% da tensão nominal, dependente da carga atual. Isto é:

$$k = I_2/I_{2n}, U_1 = 105\ldots 110\% U_{1n}: \quad U_1 = (110 - 5 \times k^2) \times U_{1n} \quad 0 < k < 1$$

Em carga, com fator de potência 0,8, potência secundária nominal e frequência nominal, a tensão de subexcitação pode atingir valor de até 95% da tensão nominal. Neste caso, é admitido um sobreaquecimento, para o óleo e o enrolamento, de no máximo de cinco graus Celsius em relação aos seus valores limites nominais. Isto é:
 $S_2 = S_{2n}, f = f_n, \Delta\Theta \leq \Delta\Theta_n + 5: \quad U_1 = 95\% \times U_{1n}$

Sobre-excitacão meio-ciclo por corrente CC

A circulação de corrente CC em transformadores de um sistema elétrico pode ser estabelecida por várias fontes, entre elas:

- Correntes induzidas por tempestades geomagnéticas.
- Operação monopolar de sistema de transmissão CC com retorno da corrente pela terra.

A superposição de uma componente de corrente unidirecional contínua (CC) à corrente de carga em um dos enrolamentos estabelece um deslocamento assimétrico da corrente de excitação e do fluxo magnético no núcleo do transformador. No entanto, o valor pico a pico correspondente à variação total do fluxo magnético permanece inalterado. Assim, nesta condição de excitação, a operação será assimétrica em relação à curva de magnetização do material magnético. Em consequência, sobre-excitacão de meio ciclo pode ser estabelecida no núcleo.

Com a elevação da componente de magnetização CC, a corrente de excitação resultará, ao final, de uma única polaridade (positiva ou negativa dependente do sentido da corrente CC). O fluxo magnético no núcleo resulta assimétrico podendo resultar em sobre-excitacão do núcleo.

Corrente Induzida Geomagnética (GIC)

Distúrbios geomagnéticos severos podem estabelecer na superfície da terra = adientes de potencial elétrico da ordem de 3-6 V/km em áreas de resistividade altas em camadas profundas da terra. A diferença de tensão, resultante entre pontos de aterramento de um sistema de potência, estabelece a circulação de correntes homopolares (ou corrente de sequência zero) através do sistema. Estas correntes são denominadas de corrente induzida geomagnética (GIC) as quais variam lentamente com período de muitos minutos, e elas são limitadas apenas pelas resistências das linhas, dos enrolamentos dos transformadores e das resistências de aterramento.

A corrente GIC fluindo através dos transformadores com enrolamento em estrela com neutro pode estabelecer saturação de meio-ciclo do núcleo do transformador, podendo resultar em impactos relevantes no desempenho do sistema elétrico. Muitos transformadores podem ser saturados simultaneamente no sistema.

A corrente de excitação de um transformador com núcleo saturado de meio-ciclo apresenta espectro com harmônicas de ordem par e ímpar podendo resultar em queda, distorção severa e desequilíbrio da tensão entre fases. Além disso, pode ocorrer uma elevação do consumo de potência reativa do sistema, resultando em fenômenos severos de instabilidade de tensão do sistema.

Corrente de retorno pela terra em sistema de transmissão CC

Um sistema de transmissão CC bipolar pode operar em modo monopolar com retorno da corrente pela terra. A corrente fluindo pela terra estabelece elevação de potencial de terra (GPR) no eletrodo de terra e em outras subestações adjacentes dependente das condições geológicas locais, localização e distância entre a subestação e o eletrodo de terra. A figura 16 ilustra o fenômeno e os parâmetros envolvidos.

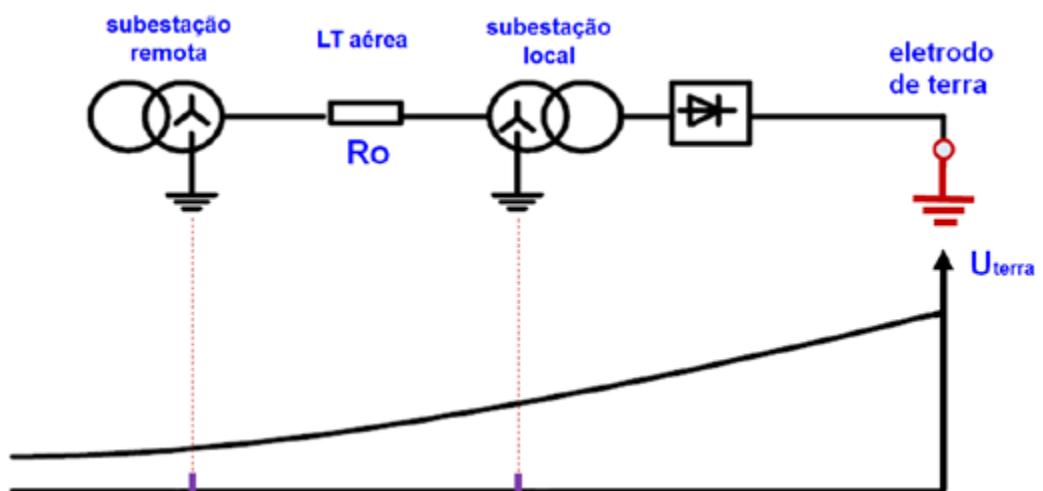


Figura 16 – Elevação de potencial de terra e circulação de corrente CC em neutro de transformadores de subestações próximas

A diferença de tensão entre duas subestações, devido à elevação local dos potenciais de terra, pode causar a circulação de corrente CC nas conexões de neutro dos transformadores de cada subestação e nas linhas de transmissão que interligam as subestações. O valor da corrente CC entre as subestações é determinado pela diferença de tensão entre os eletrodos de terra e a resistência de sequência zero do sistema entre as duas subestações. A corrente CC de neutro é reduzida com um maior número de transformadores em paralelo.

Desempenho dos Enrolamentos

Em um transformador, a aplicação da tensão elétrica variável no tempo em um dos enrolamentos estabelece a corrente de magnetização neste enrolamento e desenvolve o fluxo magnético principal no núcleo, o qual acopla e induz tensão elétrica variável nos demais enrolamentos. A conexão de uma carga a um dos enrolamentos estabelece a corrente de carga nos enrolamentos. Assim, o sistema de enrolamentos é solicitado continuamente por tensões e correntes elétricas.

De forma geral, os enrolamentos são arranjos adequados de bobinas. Por sua vez, as bobinas são formadas por espiras e uma espira representa uma convolução de um condutor. Para um dado valor de fluxo magnético principal no núcleo, o ajuste da tensão e da corrente entre os diferentes circuitos elétricos de um transformador é realizado pela relação adequada de espiras, ativas ou ligadas, dos enrolamentos de cada um dos circuitos elétricos de interesse.

A figura 17 mostra, de forma ilustrativa, o arranjo de enrolamentos em uma coluna de um transformador em ambas as condições de operação em vazio e em carga.

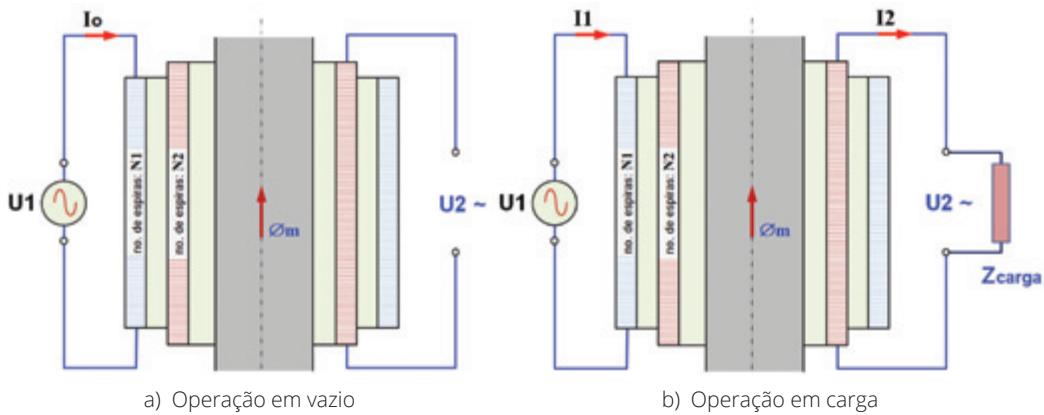


Figura 17 – Sistema de enrolamentos: operação em vazio e em carga

Em consequência, a confiabilidade operacional e a expectativa de vida de um transformador são dependentes do desempenho elétrico, térmico, dielétrico e mecânico dos enrolamentos e estrutura de isolamento correspondente.

Desempenho elétrico

A condução da corrente elétrica de carga nos enrolamentos de um transformador estabelece o campo magnético de dispersão e perdas elétricas. O campo magnético de dispersão caracteriza uma medida da impedância em curto-círcuito dos pares de enrolamentos de interesse, enquanto que as perdas elétricas desenvolvidas nos enrolamentos e partes estruturais metálicas determinam a eficiência, as elevações de temperatura dos componentes e, em consequência, a expectativa de vida do transformador.

Impedância de dispersão

O campo magnético de dispersão de um sistema de enrolamentos pode ser determinado a partir do diagrama de “ampères × espira” ($I \times N$) do arranjo de enrolamentos correspondente. A figura 18 mostra, de forma ilustrativa, diagramas típicos para dois e três enrolamentos.

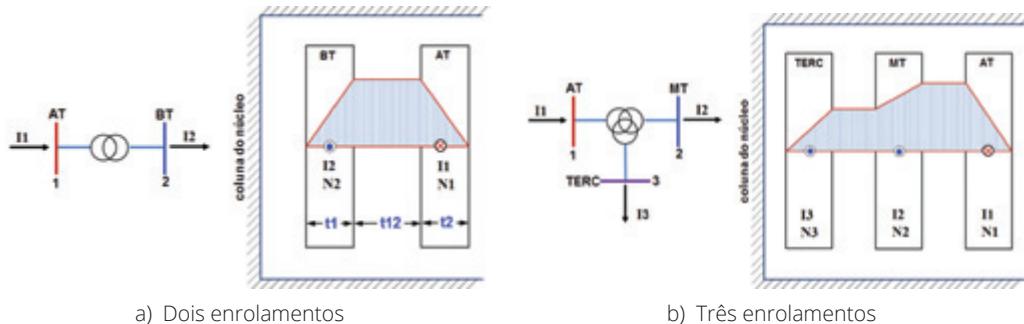


Figura 18 – Sistema de enrolamentos: diagrama de “ampères × espira”

Este diagrama permite desenvolver avaliações quantitativas (simplificadas ou vias métodos numéricos) importantes de características operacionais de transformadores em regime de operação em carga, nomeadamente:

- Mapeamento das linhas equipotenciais de distribuição de potencial magnético correspondente ao fluxo de dispersão.
- Reatâncias de dispersão (ou de curto-círcuito do transformador).
- Perdas por correntes induzidas nos enrolamentos.
- Perdas por correntes induzidas em outros componentes metálicos (da estrutura do núcleo, tanque, tampa etc.).
- Forças radiais e axiais de curto-círcuito e suas solicitações nos componentes estruturais dos enrolamentos e da estrutura mecânica do núcleo.

Para um sistema de dois enrolamentos (figura 14(a)), a potência reativa desenvolvida no campo magnético de dispersão pode ser estimada por:

$$Q = 1,6 \cdot 10^{-5} \cdot \left[\frac{1}{3} \cdot (t1 + t2) + t12 \right] \cdot \frac{D}{H_w} \cdot f \cdot I^2 \cdot N^2 \cdot \alpha_R \quad (12)$$

Onde o Fator de Rogowski (α_R) é estimado através da seguinte relação:

$$\alpha_R = 1 - \frac{t1 + t2 + t12}{\pi \cdot H_w} \cdot \left[1 - e^{-\frac{\pi \cdot H_w}{t1 + t2 + t12}} \right] \quad (13)$$

Para a análise de circuitos elétricos, esta potência reativa desenvolve-se em uma reatância, denominada de reatância de curto-círcuito ou reatância de dispersão do transformador a qual pode ser determinada por:

$$Q = X_T \cdot I^2 \quad (14)$$

$$Q = X_T \cdot I^2 \quad [var] \quad (E03)$$

Resultando:

$$X_T = 1,6 \cdot 10^{-5} \cdot \left[\frac{1}{3} \cdot (t1 + t2) + t12 \right] \cdot \frac{D}{Hw} \cdot f \cdot N^2 \cdot \alpha_R \quad [\Omega] \quad (E04)$$

Perdas Joule (P_J)

A condução da corrente nos condutores dos enrolamentos desenvolve as perdas ativas Joule, ou perdas ôhmicas ($R \cdot I^2$) dependentes da condutividade do material do condutor do enrolamento e das dimensões deste. Sendo a condutividade do material uma função da temperatura, as perdas ôhmicas são então dependentes da temperatura do enrolamento.

Perdas adicionais nos enrolamentos (P_{AE})

A distribuição do fluxo de dispersão, estabelecido pela corrente de carga no espaço ocupado pelos enrolamentos, desenvolve as perdas adicionais por correntes induzidas nos condutores dos enrolamentos. A determinação destas perdas é dependente da distribuição do campo magnético de dispersão através dos enrolamentos e constitui uma atividade complexa do projeto de um transformador. Em geral, programas computacionais utilizando métodos numéricos são aplicados nesta etapa do projeto.

As perdas adicionais nos enrolamentos são dependentes da distribuição do campo magnético nos enrolamentos e das componentes harmônicas da corrente de carga. Assim, as perdas adicionais nos enrolamentos são determinantes para o estabelecimento e localização do ponto mais quente nas extremidades dos enrolamentos.

Perdas adicionais fora dos enrolamentos (P_{AO})

Adicionalmente, a distribuição do fluxo de dispersão, estabelecido pela corrente de carga nos enrolamentos, desenvolve as perdas adicionais por correntes induzidas nos componentes metálicos da estrutura mecânica do núcleo, do tanque e da tampa do transformador. A determinação destas perdas é dependente da distribuição do campo magnético de dispersão através dos componentes estruturais externos aos enrolamentos e constitui uma atividade complexa do projeto de um transformador. Em geral, programas computacionais utilizando métodos numéricos são aplicados nesta etapa do projeto.

Perdas em conexões internas (P_L)

A corrente de carga estabelece perdas ôhmicas e adicionais por correntes induzidas nas conexões internas as quais interligam os enrolamentos entre eles, para as buchas terminais e/ ou comutadores de tensão.

Perdas totais em carga (P_{TC})

As perdas totais em carga resultam da composição das componentes das perdas em carga descritas. Nomeadamente:

$$P_{TC} = P_J + P_{AE} + P_{AO} + P_L \quad [W] \quad (\text{E05})$$

Desempenho térmico

Em operação, o carregamento do transformador determina as perdas totais, resultante da soma das perdas em vazio e das perdas em carga.

Equilíbrio térmico

As perdas totais são transformadas em calor. O calor deve ser adequadamente dissipado (condução, convecção e radiação térmica) através do sistema de resfriamento e do tanque do transformador, de forma que as elevações de temperatura do meio de resfriamento (óleo isolante) e dos enrolamentos não ultrapassem os valores limites de elevações de temperaturas correspondentes dos materiais envolvidos. Isto é:

$$P_{TC} \cdot dt + P_{SOL} \cdot dt - [(S_\lambda; \lambda), (S_\alpha; \alpha), (S_\sigma; \sigma)] \cdot \theta \cdot dt = m \cdot c \cdot d\theta \quad [J] \quad (\text{E06})$$

Limites de elevações de temperaturas

Os limites de elevações de temperaturas são estabelecidos nas normas e/ou especificações técnicas de transformadores e são parâmetros de verificação de garantia quando dos ensaios finais de aprovação do transformador em fábrica. A tabela 5 mostra os limites de elevação de temperatura do óleo, dos enrolamentos, das partes metálicas e de outras partes de transformadores projetados para operação nas condições normais definidas na Norma NBR5356-1.

Tabela 5 – Limites de elevação de temperatura em transformadores

Sistema de preservação de óleo	Limites de elevação de temperatura (°C)					
	Dos enrolamentos			Das partes metálicas		
	Média, por medição da variação de resistência	Circulação do óleo natural ou forçada sem fluxo do óleo dirigido	Circulação forçada de óleo com fluxo dirigido	Do ponto mais quente	Do topo do óleo	Em contato com a isolação sólida ou adjacente a elas
Sem conservador e sem gás inerte sob pressão	55 ⁽¹⁾ 95 ⁽³⁾	60 100	65 120	50 60	Não devem atingir temperaturas superiores à classe térmica do material da isolação adjacente ou em contato com estas	A temperatura não deve atingir valores que venham danificar componentes ou materiais adjacentes
Com conservador ou com gás inerte sob pressão	55 ⁽¹⁾ 65 ⁽²⁾ 95 ⁽³⁾	60 70 100	65 80 120	55 65 65		

Notas:

- (1) Papel isolante do tipo *kraft* não termoestabilizado.
 (2) Papel isolante do tipo *kraft* termoestabilizado.
 (3) Isolação sólida híbrida com papel isolante à base de aramida ou similares.

Expectativa de vida da isolação

Adicionalmente, a composição da temperatura do ambiente externo de resfriamento (ar atmosférico ou água) com as elevações de temperaturas do óleo isolante e dos enrolamentos determina a expectativa de vida da isolação sólida (celulose ou aramida) do transformador dada pela equação de Arrhenius:

$$Vida = 10^{\left(\frac{A+B}{T_e}\right)} \quad [horas] \quad (E07)$$

Onde:

- A e B = parâmetros da curva de expectativa de vida da isolação, conforme tabela 6.
- $T_e = \Theta_e + 273$ = temperatura absoluta (em graus Kelvin) da isolação, sendo Θ_e a temperatura do ponto mais quente do enrolamento em graus Celsius.

Tabela 6 – Isolação e parâmetros A e B

Classe (°C)	Isolação	A	B
55	papel <i>kraft</i>	-14,133	6.972,15
65	papel termoestabilizado	-13,391	6.972,15
95	papel aramida (<i>Nomex</i> ®)	-9,312	6.511,72

A aplicação da expressão (E07) permite determinar a expectativa de vida de um transformador para:

- Temperatura ambiente (ou perfil) do local da instalação.
- Carregamento cíclico definido pela carga do transformador.

De outra forma, especificada a expectativa de vida (em horas ou em anos) para um transformador destinado a um local de temperatura ambiente conhecida, a expressão (E07) permite determinar o limite de temperatura do ponto mais quente do enrolamento.

Desempenho dielétrico

Quando em operação em um sistema elétrico, um transformador é submetido em seus terminais a solicitações elétricas de tensões de regime permanente, temporárias e transitórias.

Tensões terminais e internas

A tensão de regime permanente é definida pela tensão de serviço, com forma de onda senoidal de frequência industrial (60Hz). As tensões temporárias e as tensões transitórias são estabelecidas em consequência de solicitações estabelecidas por fenômenos de origem externa (descargas atmosféricas – diretas e indiretas) e de origem interna (manobras, faltas, rejeição de carga, sobre-excitacão etc.) ao sistema elétrico.

De forma geral, para cada tipo de solicitação de tensão estabelecida no terminal de um transformador, é desenvolvida uma distribuição (resposta) de tensão interna ao sistema de enrolamentos do transformador. Assim, o dimensionamento da isolação interna de cada um dos enrolamentos e da isolação principal entre enrolamentos e entre enrolamentos e terra adjacente requer:

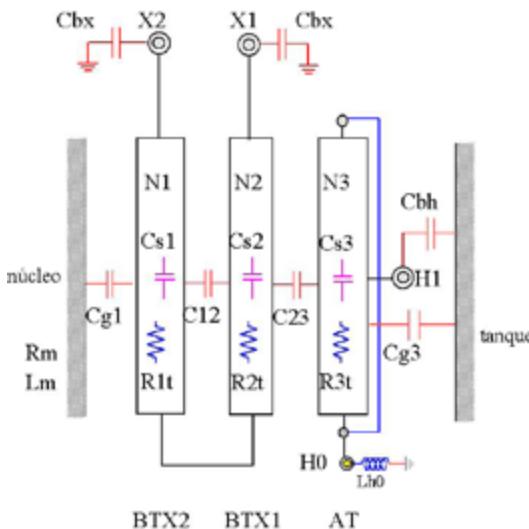
- A definição das formas de onda de tensão aplicada aos terminais dos enrolamentos do transformador (U_e).
- A determinação das respostas de tensão, em cada um dos locais (parciais ou entre partes e para a terra) de interesse de dimensionamento (U_{sol}).
- A comparação da solicitação dielétrica com a suportabilidade (U_{sup}) correspondente em cada um dos locais de interesse de dimensionamento.
- A avaliação do fator de segurança local, através da avaliação da relação U_{sup}/U_{sol} .

Enrolamentos e redes equivalentes

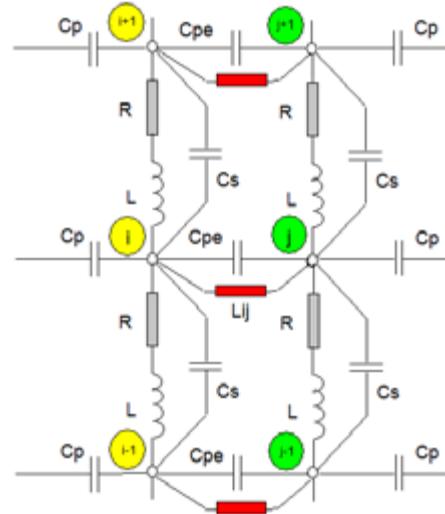
O arranjo de enrolamentos de um transformador, incluindo acoplamentos entre as fases adjacentes, forma uma estrutura complexa de múltiplos parâmetros elétricos (RLCs) dependentes da frequência. Na etapa de projeto do transformador, estes parâmetros são tipicamente determinados em função:

- Do arranjo e ligações entre enrolamentos.
- Da geometria dos enrolamentos.
- Das dimensões dos componentes dos enrolamentos.
- Das características específicas de seus materiais (resistividade; permeabilidade magnética e permissividade dielétrica).

A figura 19 mostra o arranjo de enrolamentos de um transformador e, de forma genérica, a rede RLC equivalente de segmentos de dois enrolamentos adjacentes e seus acoplamentos.



a) Arranjo de enrolamentos e parâmetros elétricos



b) Rede RLC equivalente parcial de dois enrolamentos

Figura 19 – Sistema de enrolamentos e rede RLC equivalente

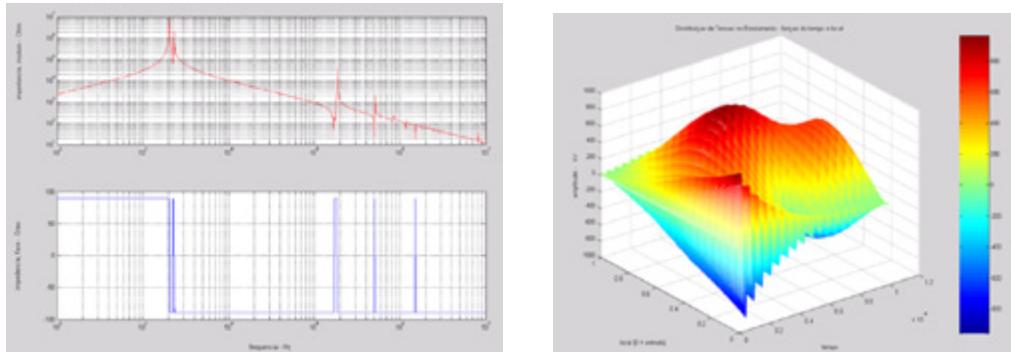
Distribuições de tensões em enrolamento

A determinação das distribuições de tensões internas aos enrolamentos pode ser realizada tanto no domínio no tempo quanto no domínio da frequência através de diferentes métodos de cálculo. A análise no domínio da frequência permite determinar o comportamento ressonante (forma própria, amplitude, frequência naturais, amortecimento) da estrutura de enrolamentos. Todavia, a análise no domínio do tempo (amplitude e duração) permite determinar a suportabilidade dielétrica das estruturas isolantes (internas e principais) dos enrolamentos.

Para uma determinada solicitação de tensão transitória terminal, a correspondente distribuição de tensões internas aos enrolamentos pode ser estratificada em três períodos distintos e sequenciais:

- Período inicial, seguinte à aplicação da tensão, estabelecida pela resposta das capacitâncias parciais (capacitâncias séries: entre espiras, entre bobinas; e capacitâncias paralelas (entre enrolamentos; entre enrolamentos e terra adjacente etc.), com característica capacitiva.
- Período de transição entre a resposta inicial e final dos enrolamentos. Neste período são estabelecidas oscilações de tensões, com altas frequências, as quais podem inclusive desenvolver sobre tensões ressonantes internas.
- Período final, estabelecido pela resposta das indutâncias parciais dos enrolamentos (próprias e mútuas), com característica de distribuição linear de tensão.

A figura 20 mostra, de forma ilustrativa, a impedância terminal em função da frequência (módulo e fase) de um enrolamento de um reator derivação de 500kV e a distribuição de tensão no enrolamento em função do tempo para uma tensão oscilatória de alta frequência aplicada ao terminal de entrada do enrolamento.



c) Impedância terminal em função da frequência d) Distribuição temporal de tensão ao longo do enrolamento

Figura 20 – Tensão terminal oscilatória e resposta transitória de enrolamento

Suportabilidade da isolação

A certificação da suportabilidade dielétrica da isolação interna de um transformador é realizada através de ensaios elétricos com tensões correspondentes aos níveis de isolamento de cada um dos terminais dos enrolamentos do transformador. Fundamentalmente, são especificados ensaios dielétricos:

- Com tensões terminais de frequência industrial (tensão aplicada; tensão induzida de curta duração e tensão induzida de longa duração).
- Do tipo impulso de manobra com onda de tensão típica dupla exponencial de forma 250/2.500 μ s.
- Do tipo impulso atmosférico com onda de tensão típica dupla exponencial de forma 1,2/50 μ s (onda plena; onda cortada na frente e onda cortada na cauda).

Os ensaios dielétricos de um transformador novo são realizados em condições específicas da isolação, nomeadamente:

- Isolação nova e seca.
- Óleo novo, limpo, desgaseificado.
- Temperatura ambiente.
- Óleo em repouso.
- Sem tensão CA superposta.
- Sem carga.
- Sem vibração.

Todavia, quando em operação, as condições efetivas de solicitações são diversas daquelas encontradas durante os ensaios de certificação. Em geral, as condições efetivas do transformador em operação são fenômenos que reduzem cumulativamente a suportabilidade da isolação dos enrolamentos. Isto é:

- Isolação envelhecida.
- Óleo com gases dissolvidos, úmido, com partículas e em movimento.
- Temperatura elevada.
- Com tensão CA superposta.
- Com carga.
- Com vibração.
- Deslocamentos mecânicos.

Desempenho mecânico

Quando a corrente de carga, de sobrecarga ou de curtos-circuitos passantes circula nos enrolamentos, forças eletromagnéticas são estabelecidas nos condutores dos enrolamentos, resultantes do produto vetorial do campo magnético e correntes elétricas nos enrolamentos.

Assim, de forma geral, cada um dos segmentos de condutor de um enrolamento fica submetido à força eletromagnética resultante da composição vetorial das componentes de todas as forças eletromagnéticas atuantes naquele segmento de condutor que, por sua vez, são resultantes do campo magnético atuante no segmento em questão e das correntes que circulam em cada um dos condutores do sistema de enrolamentos.

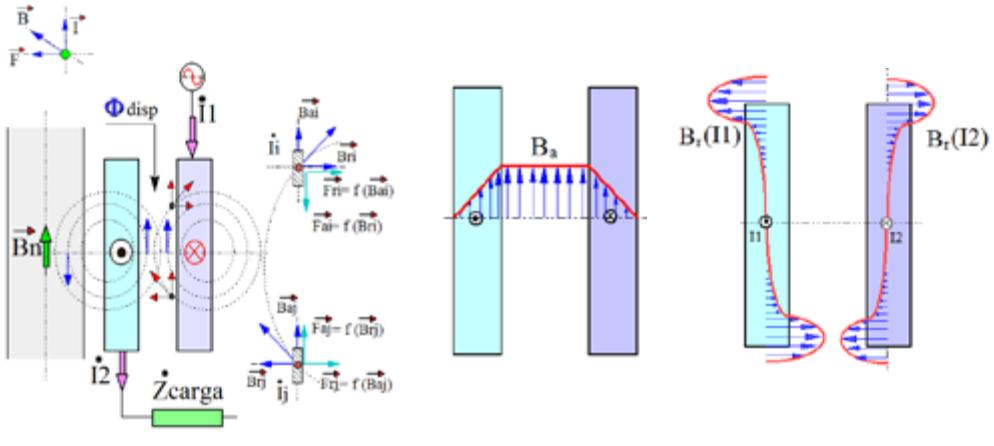
Em consequência, a determinação das forças eletromagnéticas requer o conhecimento da distribuição das correntes de interesse nos enrolamentos e da distribuição de campo magnético correspondente.

Forças eletromagnéticas

Um transformador é um arranjo complexo de enrolamentos, com condutores de corrente de várias geometrias imersos em uma distribuição complexa de campo magnético. O fluxo magnético de dispersão é essencialmente axial (enrolamentos cilíndricos com dimensão axial muito maior que a dimensão radial) com desvios radiais nas extremidades.

A indução magnética é determinada, através de uma análise de campo magnético, em cada elemento condutor de corrente de interesse do sistema de enrolamentos. Em geral, a distribuição do potencial magnético é determinada na região de interesse do sistema de enrolamentos através da solução das equações de campo por métodos numéricos (MEF – Método dos Elementos Finitos).

A figura 21 mostra uma vista geral das forças eletromagnéticas em um transformador de dois enrolamentos.



(a) Corrente e distribuição de campo (b) Campo axial (c) Campo radial

Figura 21 – Forças eletromagnéticas em transformador de dois enrolamentos

Forças radiais

A força radial é uma função do vetor da corrente e da componente axial da indução magnética local.

$$F_{rad} = \frac{B_{ax}}{2} \cdot N_2 \cdot \hat{I}_2 \cdot \frac{D_{med}}{2} \quad [N] \quad (\text{E06})$$

onde

$$B_{ax} = \mu_o \cdot \frac{N_2 \cdot I_2}{H_w} \quad [T] \quad (\text{E07})$$

A força radial máxima é estabelecida onde a componente axial do vetor indução magnética é máxima. Em um arranjo equilibrado de dois enrolamentos, a indução máxima ocorre à meia altura do enrolamento. As consequências das solicitações das componentes radiais das forças eletromagnéticas nos enrolamentos são:

- Compressão em enrolamento interno (flambagem; instabilidades; deformação excessiva etc.).
- Tração em enrolamento externo (alongamento; deformação; ruptura etc.).
- Deterioração da isolação celulose.

Forças axiais

A força axial é uma função do vetor da corrente e da componente radial da indução magnética local. A figura 22 mostra o esquema geral utilizado para a determinação da força axial.

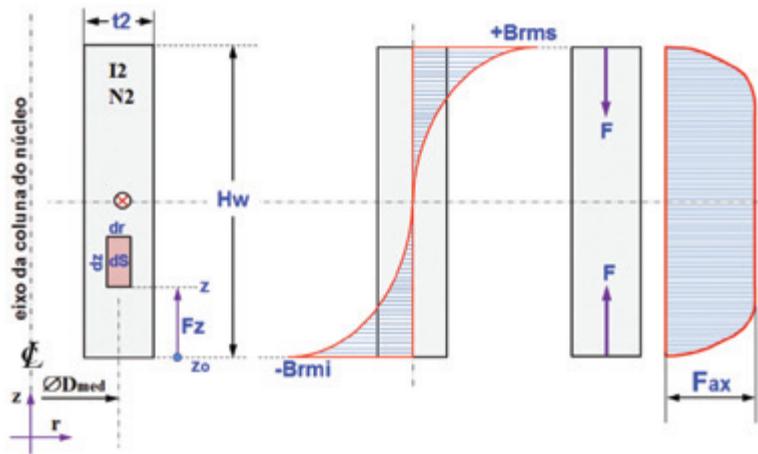


Figura 22 – Força axial em enrolamento de transformador

Assim, a força axial é determinada por:

$$F_{ax} = 2\pi \cdot \frac{D_{med}}{2} \cdot \frac{N_2 \cdot I_2}{H_w} \cdot \int_{zo}^z B_{rad}(z) \cdot dz \quad [N] \quad (\text{E08})$$

A força axial comprime axialmente o enrolamento. Em um arranjo equilibrado de dois enrolamentos, a integração axial da componente de indução radial do campo magnético resulta em força axial de compressão máxima na meia altura do enrolamento. As consequências das solicitações das componentes axiais das forças eletromagnéticas nos enrolamentos são:

- Compressão axial excessiva do enrolamento (perda de estabilidade axial dos condutores; deformação de condutores; ruptura de isolamento etc.).
- Tombamento e colapso axial do enrolamento.
- Deslocamento axial de espiras.
- Flexão axial de condutores entre calços radiais do enrolamento.
- Deslocamento radial de condutores do enrolamento.
- Compressão dos calços radiais do enrolamento.
- Perda de pressão axial do enrolamento.
- Deterioração da isolamento de celulose.

Em arranjos de enrolamentos com assimetrias axiais, componentes de forças axiais atuam também nas estruturas mecânicas das extremidades dos enrolamentos. Isto é:

- Solicitações nos suportes das extremidades enrolamentos.
- Solicitações na estrutura de prensagem dos enrolamentos.
- Solicitações na estrutura mecânica do núcleo.

Forças eletromagnéticas e efeitos em materiais isolantes

Um transformador deve suportar sem alterações relevantes as solicitações mecânicas e térmicas originadas por correntes passantes de curtos-circuitos terminais. No entanto, os materiais dos componentes isolantes dos enrolamentos e de suas distâncias terminais não apresentam elasticidade significativa. Em consequência, estes componentes não podem reter sua dimensão original comprimida sob um tempo longo, determinando então a relaxação gradual da rigidez dinâmica correspondente ao longo da vida operacional do transformador e a redução da força de prensagem axial original dos enrolamentos. Dessa forma, o desempenho do transformador pode ser reduzido por efeitos cumulativos de solicitações mecânicas e térmicas repetidas nas estruturas isolantes correspondentes.

Durante o transporte do transformador entre a fábrica e o seu local de instalação, impactos e vibrações mecânicas axiais aceleram o processo de relaxação da isolação comprimida e resultam na redução ou perda total da força axial de prensagem original dos enrolamentos. Adicionalmente, forças axiais estabelecidas por correntes passantes de curtos-circuitos nos enrolamentos também resultam na redução da força axial de prensagem original dos enrolamentos.

A redução da força axial de prensagem resulta na elevação das forças dinâmicas estabelecidas por correntes de curtos-circuitos. Estima-se que o valor de pico das forças dinâmicas e os deslocamentos dinâmicos são elevados em função da redução e/ou perda da força axial de prensagem original. A força axial líquida no enrolamento, sob solicitação de curto-circuito, é a soma da força axial de prensagem inicial com a força axial dinâmica de curto-circuito.

A figura 23 mostra a força axial líquida no enrolamento para uma dada condição de prensagem inicial e para duas condições de curtos-circuitos. Observa-se que redução gradual da força de prensagem original estabelece a elevação gradual da força dinâmica de curto-circuito.

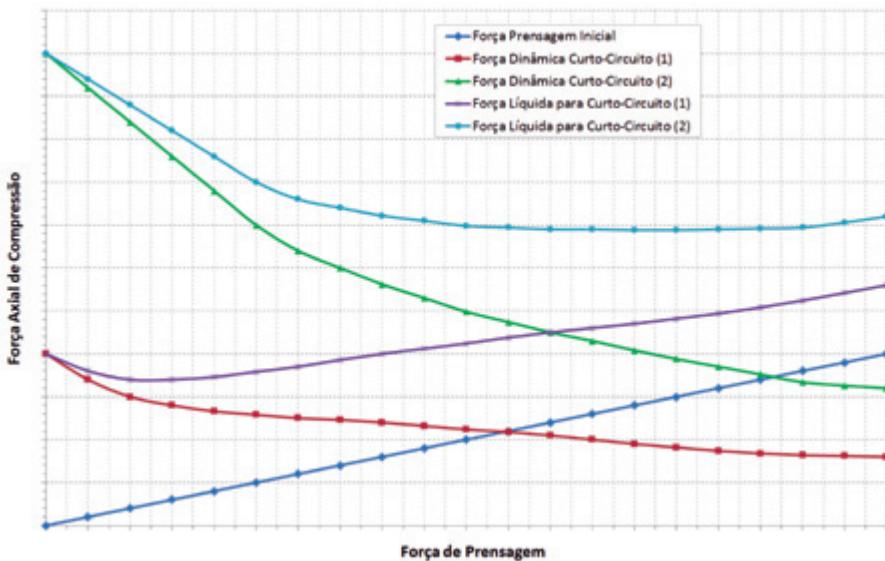


Figura 23 - Força axial em enrolamento de transformador

Desempenho dos Acessórios

O desempenho operacional adequado dos acessórios de um transformador de potência é fundamental para garantir a operação confiável e a elevada disponibilidade deste durante o tempo de expectativa de vida útil correspondente.

De uma forma geral, pesquisas de falhas de transformadores revelam que o desempenho inadequado de acessórios é responsável por um grande número de eventos que determinam a indisponibilidade temporária ou de longo tempo do transformador em atender a sua função.

As buchas condensivas e os comutadores sob carga são componentes com elevado índice de falhas, sendo que em muitos casos resulta na falha consequente do transformador ou na sua indisponibilidade por longo prazo. Naturalmente, as causas de falhas destes componentes envolvem múltiplos aspectos, incluindo:

- Especificação técnica inadequada ou incompleta.
- Erro no processo de seleção de buchas ou de comutador sob carga durante a etapa do projeto do transformador.
- Qualidade inadequada de fabricação podendo estabelecer fragilidades intrínsecas ao componente.
- Falhas em materiais originadas no próprio material ou no processo de fabricação do componente ou de suas partes etc.

Assim, a avaliação detalhada para a especificação técnica das características dos acessórios e a seleção criteriosa destes são fundamentais para elevar a confiabilidade e disponibilidade operacional do transformador.

Transformador e o Sistema Elétrico

Um transformador opera em interação contínua com o sistema elétrico adjacente. Assim, os seguintes estados de operação podem ser caracterizados:

- Estado de operação em regime permanente.
- Estado de operação em regime temporário.
- Estado de operação em regime transitório.

Estado de Operação em Regime Permanente

A potência nominal de placa de um transformador define a sua capacidade de operação sob as condições normais especificadas. Todavia, é essencial conhecer os limites de operação sob, por exemplo, condições de contingências. A operadora pode considerar aceitável um determinado valor de perda de vida em excesso à perda de vida normal para sobrecarga de curta duração.

Guias de carregamento são disponíveis nas normas ABNT, guia IEC e guia IEEE. Estas normas e guias indicam como transformadores imersos em óleo podem ser operados em diferentes condições de temperatura ambiente e carregamento sem, contudo, exceder as taxas aceitáveis de perda de vida.

Os guias de carregamento fundamentam-se em uma vida nominal sob uma condição especificada de temperatura (temperatura base). Operação sob condições de maiores temperaturas eleva a taxa de perda de vida. A temperatura base em geral é a temperatura do ponto mais quente do condutor. Conforme a IEC, esta temperatura base é 98 °C. Conforme o IEEE, a temperatura base é 110 °C, porém com vida nominal de $\frac{1}{4}$ da vida nominal considerada na IEC. A temperatura do ponto mais quente do condutor é recomendada, nas normas de carregamento, a não exceder 140 °C.

A deterioração do material isolante de celulose resulta em redução da suportabilidade mecânica. Todavia, em geral, não afeta a suportabilidade dielétrica correspondente. Outros fatores que limitam a capacidade de sobrecarga são:

- Geração de gases, com possível saturação local do óleo e evolução de bolhas, em particular em volumes com solicitações dielétricas importantes.
- Efeitos de fluxos magnéticos de dispersão.
- Umidade na isolação de celulose e no óleo.

Estado anormal de operação está associado, em particular, à corrente de carga que tem limitada influência no fluxo principal do núcleo. O estado de operação do núcleo depende da tensão de alimentação (excitação), sua forma e frequência.

A tensão é considerada senoidal com reduzido conteúdo de harmônicos. A indução magnética no núcleo (densidade de fluxo) é proporcional ao quociente entre tensão e frequência.

A frequência tem, em geral, variação desprezível em relação ao valor nominal, com exceção para poucos casos onde um gerador é ligado a um transformador operando em vazio.

O fator determinante para o fluxo principal no núcleo é então a tensão de alimentação. Requisitos de operações de sistemas elétricos, coordenação com outros equipamentos e de qualidade de energia estabelecem restrições severas quanto a variações de tensão. As variações reduzidas tornaram possível especificar uma capacidade de sobre-excitação reduzida, que, conforme IEC é 5%, podendo ser especificado outro valor.

Estado de Operação em Regime Transitório

Os fenômenos transitórios podem ser divididos em duas classes: corrente de ligação (*inrush*), sobretensões transitórias.

Correntes de ligação (*inrush*)

Um transformador é, em geral, energizado através da aplicação instantânea da tensão plena de linha aos seus terminais. O instante da manobra de ligação pode ser

qualquer tempo na curva senoidal da tensão. Devido a um desligamento anterior, o núcleo pode permanecer magnetizado a um certo valor devido à remanência magnética.

O fluxo, gerado pela tensão aplicada durante a manobra, pode ser determinado como a integral em função do tempo da tensão aplicada. Em operação sob regime permanente, esta integral permanece abaixo do joelho da curva de saturação do núcleo.

Considerando que a manobra de ligação do transformador é realizada no instante de tensão nula no meio ciclo crescente (do pico negativo para o pico positivo da onda senoidal) e que o fluxo remanente é positivo, o fluxo total após meio ciclo da onda de tensão pode atingir valor superior a duas vezes ao fluxo normal de operação.

Com o joelho da curva levemente superior àquele correspondente ao fluxo normal de operação em regime, pode ocorrer saturação do núcleo por quase meio ciclo. O fluxo no núcleo tende a oscilar ao redor de um valor, que é determinado pelo valor do fluxo remanente combinado com a amplitude do fluxo oscilatório. Este valor de fluxo transitório é deslocado do fluxo normal em regime.

Com a continuidade da operação, este deslocamento do fluxo de operação é reduzido gradualmente até desaparecer, após alguns ciclos da onda de tensão. Esta redução é resultante das diferentes perdas de magnetização associadas aos dois lados do ponto de operação (fluxo oscilante transitório).

Sobretensões temporárias e transitórias

A isolação interna de um transformador tem natureza não regenerativa e ela deve suportar sem falhas as diversas solicitações de tensão. Considera-se que as sobretensões sejam de tal forma e duração que apenas os efeitos dielétricos precisam ser tomados em conta. Isto é, problemas relacionados à saturação de fluxo e sobreaquecimentos resistentes não precisam ser considerados.

As sobretensões transitórias são agrupadas em três categorias:

- Sobretensões temporárias e/ou a frequência industrial.
- Sobretensões transitórias de manobras.
- Sobretensões transitórias de impulsos atmosféricos (diretos ou indiretos).

Sobretensões temporárias e/ou a frequência industrial requerem uma operação ativa para serem corrigidas. Elas podem ser estabelecidas por faltas fase-terra monofásicas, rejeição de carga etc. A sobretensão máxima é de 1,4...1,7 vezes a tensão fase-terra e tem duração de até alguns ciclos.

Sobretensões transitórias de manobras são estabelecidas por uma operação de manobra ou inicialização de falta. Os transitórios apresentam, em geral, grande amortecimento e formas de onda com duração típica elevada até meio valor da ordem de 2.500ms.

Sobretensões transitórias de origem atmosféricas são de curta duração, quando comparadas às sobretensões de manobras. No entanto, elas possuem formas caracterizadas por elevadas frentes de onda e duração típica reduzida com tempo até o meio valor da ordem de 50ms.

Interação Transformador – Sistema Elétrico

Os seguintes aspectos são considerados: harmônicas, impedâncias de sequência zero e ressonâncias entre o transformador e o sistema elétrico.

Harmônicas

A característica não linear da curva de magnetização do núcleo resulta uma corrente de magnetização não senoidal para uma onda de tensão de alimentação (excitação) senoidal. A corrente de magnetização caracteriza-se pela onda de componente harmônica fundamental (60Hz) e os vários componentes de ordem ímpar (3^a, 5^a, 7^a etc.). A componente harmônica principal da corrente de magnetização distorcida é a terceira (3^a) harmônica cuja amplitude pode atingir até 40% do valor da amplitude da harmônica fundamental.

Em um sistema trifásico, a terceira harmônica tem o mesmo valor instantâneo nas três fases. Uma corrente de terceira harmônica não pode ser estabelecida, a menos que exista uma quarta ligação (terra) para a corrente de retorno. Caso a corrente de terceira harmônica não possa circular sem restrição, a tensão de alimentação será distorcida pela tensão de terceira harmônica.

As correntes de terceira harmônica da corrente de magnetização do núcleo não precisam ser equilibradas necessariamente na tensão de alimentação (excitação). Outros enrolamentos ligados a algum tipo de circuito pode estabelecer uma impedância suficientemente baixa para a circulação das correntes harmônicas. Um circuito deste tipo é um enrolamento ligado em delta que atua como um curto-círcuito para as correntes de terceira harmônica.

Os efeitos da circulação de correntes de terceira harmônica, em transformadores com diferentes formas de ligações dos enrolamentos primário e secundário, são indicados a seguir:

Primário em delta (Δ)

Os transformadores com enrolamentos ligados em delta (Δ) no primário geram terceira harmônica operando em vazio ou em carga. Estas correntes de terceira harmônica, estando em fase, circulam apenas no circuito interior do delta e não são transferidas para a linha de alimentação.

Primário em estrela (Y) não aterrada

Os transformadores com enrolamentos ligados em estrela (Y) não aterrada no primário não contribuem com tensões de terceira harmônica entre fases.

Primário delta (Δ) e secundário em estrela (Y) não aterrada

Os transformadores com enrolamento primário ligado em delta (Δ) e secundário ligado em estrela (Y) não aterrada estabelecem entre cada fase e o neutro uma pequena tensão de terceira harmônica. No entanto, as tensões de terceira harmônica entre fases secundárias são nulas.

Primário delta (Δ) e secundário em estrela (Yo) aterrada

Os transformadores com enrolamento primário ligado em delta (Δ) e secundário ligado em estrela (Yo) aterrada, tendo uma carga ligada em delta (Δ), não permitem a circulação de correntes de terceira harmônica no circuito entre o transformador e a carga. Se, por outro lado, a carga for ligada em estrela (Yo) aterrada, estabelece-se caminho para a circulação de correntes de terceira harmônica no circuito entre o transformador e a carga.

Primário delta (Δ) e secundário em delta (Δ)

Os transformadores com enrolamento primário e secundário ligados em delta (Δ) estabelecem a circulação de correntes de terceira harmônica no interior dos respectivos enrolamentos, sem, todavia, serem transferidas para a linha de alimentação.

Banco de transformadores monofásicos com ligação em delta (Δ) aberto

Os transformadores monofásicos, quando ligados em banco trifásico, com ligação dos enrolamentos de delta (Δ) aberto, podem ser submetidos a uma elevação de tensão nos dois terminais não ligados do delta, cujo valor é igual à soma dos harmônicos de terceira ordem correspondentes.

Impedância de sequência zero

Um sistema de potência desequilibrado pode ser decomposto em três sistemas: sistema de sequência positiva, sistema de sequência negativa e sistema de sequência zero.

O transformador é um equipamento estático. As respostas de regime do transformador a excitações trifásicas de sequência positiva e de sequência negativa são, portanto, iguais àquelas de regime permanente. Todavia, a resposta ao sistema de sequência zero depende do projeto do transformador e é bastante diferente das respostas aos sistemas de sequências positiva e negativa.

A impedância de sequência zero é a impedância medida entre o neutro do enrolamento e os três terminais de fase curto-circuitados. Dependendo da conexão do enrolamento e do projeto do núcleo, a impedância de sequência zero de um transformador pode assumir valores bastante variáveis.

Impedância de sequência zero pode apenas existir para enrolamentos onde o neutro é acessível. Isto é, um enrolamento ligado em delta apresenta uma impedância de valor infinito quando medida para aquele terminal.

Quando uma corrente de sequência zero entra no transformador, deve-se analisar se a corrente é ou não compensada em um outro enrolamento. No caso de compensação, a impedância é igual à reatância de dispersão entre os dois enrolamentos. No caso sem compensação, o fluxo associado à corrente teria a tendência de circular através do núcleo. Todavia, como a corrente em todas as três fases tem o mesmo sentido (fase), os fluxos nas três colunas são unidireccionais, estabelecendo um fluxo de retorno externo aos enrolamentos das três fases.

Em um núcleo trifásico com três colunas, o caminho do fluxo de retorno é externo ao núcleo resultando em uma relutância elevada. Em consequência, fluxo total reduzido e reduzida tensão induzida para uma alta corrente. Assim, externamente, isto pode ser interpretado como uma baixa impedância de sequência zero.

Por outro lado, em um núcleo trifásico com cinco colunas, as colunas de retornos sem enrolamentos constituem um caminho para o fluxo de retorno e apenas uma corrente reduzida é necessária para estabelecer um fluxo elevado. Assim, externamente, isto pode ser interpretado como uma alta impedância de sequência zero.

Além disso, para correntes elevadas, as colunas de retorno são saturadas e a corrente eleva-se mais que o fluxo correspondente. Isto pode ser interpretado como uma impedância não linear.

Ressonância transformador – Sistema elétrico

Ressonância elétrica entre o transformador e o sistema elétrico pode ser avaliada como uma fonte de possível de várias falhas não explicadas de transformadores.

Medições de impedâncias e funções de transferências de transformadores, em função da frequência, mostram que sobretensões elevadas e dependentes da frequência podem ser estabelecidas localmente dentro de um transformador associadas a condições de ressonâncias elétricas parciais locais.

Para frequências bastante superiores à frequência industrial (alguns kHz e acima), o forte acoplamento entre enrolamentos através do núcleo é reduzido e os efeitos das capacitâncias e indutâncias parciais de cada elemento (espira, bobina) do enrolamento serão mais pronunciados.

O transformador pode se considerado como um número de diferentes circuitos **RLC** ligados e acoplados uns aos outros. As baixas perdas naturais dos circuitos resultarão em fatores elevados de amplificações (índice de mérito **Q**). Assim, quando uma tensão com frequência igual à de ressonância é aplicada ao transformador, tensões bastante elevadas podem ser estabelecidas internamente.

Tensões oscilatórias perigosas podem ser estabelecidas em alguns casos, quando a frequência da tensão aplicada é aproximadamente igual a uma das frequências naturais do transformador:

- Faltas polifásicas próximas em uma linha.
- Energização de um transformador através de uma linha curta a partir de uma barra forte.
- Re却nigções repetitivas durante a interrupção de uma corrente em vazio de um transformador.

Faltas próximas

Faltas próximas são aquelas que ocorrem a uma distância inferior a 15 km do transformador, enquanto a linha é comparativamente de muito maior comprimento.

O transformador será solicitado por uma tensão oscilatória perigosa apenas naqueles casos onde uma linha é ligada ao transformador, e uma falta bifásica ou trifásica ocorre a uma distância dada por:

$$l = \frac{c}{4 \cdot f_{ni}} \quad (\text{E5})$$

Onde:

- c [km/s], é a velocidade da onda viajante ($c = 300.000$ km/s – linha aérea e $c = 150.000$ km/s – cabos isolados).
- f_{ni} [Hz], é a frequência natural de ordem “i” do transformador.

Fundamentalmente, a mesma condição de avaliação é aplicável para os dois outros fenômenos (energização de transformador através de linha curta e reignições durante a interrupção de pequenas correntes indutivas).

Energização de transformador através de linha aérea curta

Manobra de ligação de uma linha curta através de um disjuntor, alimentada por um sistema elétrico forte estabelece uma onda de tensão estacionária. A frequência fundamental (1^a harmônica) pode ser calculada através da expressão anterior onde “ℓ” corresponde ao comprimento da linha curta entre o disjuntor e o transformador.

Reignições na interrupção de correntes

Durante a interrupção de pequenas correntes indutivas, em particular a corrente em vazio de um transformador, reignições podem ocorrer. Isto resulta em uma oscilação fortemente amortecida na faixa de centenas de kHz. Nos casos em que reignições repetitivas ocorrem em um intervalo de tempo constante e com frequência próxima a uma das frequências naturais do transformador, sobretensões perigosas podem ser estabelecidas.

Proteção de Transformador

Para uma operação confiável do transformador, um sistema de comando, controle e proteção é integrado. A operação dos equipamentos de supervisão é comandada através de sinal estabelecido por uma fonte elétrica, mecânica e/ou térmica interna ao transformador. Os sinais elétricos são: correntes terminais, tensões terminais e frequência.

Proteção por Sinal Elétrico

Em um transformador, as correntes terminais são medidas através de transformadores de corrente; e as tensões de linha, através de transformadores de potenciais. Os sinais de corrente e tensão são transmitidos aos relés de proteção.

Para um transformador de potência, as seguintes proteções são utilizadas:

- Proteção diferencial.
- Proteção de sobrecorrente.
- Proteção de corrente de neutro.
- Proteção de comutador.
- Proteção de sobre-excitación Volts/Hertz (transformador elevador).

A figura 24 mostra a localização das proteções associadas a um transformador de potência.

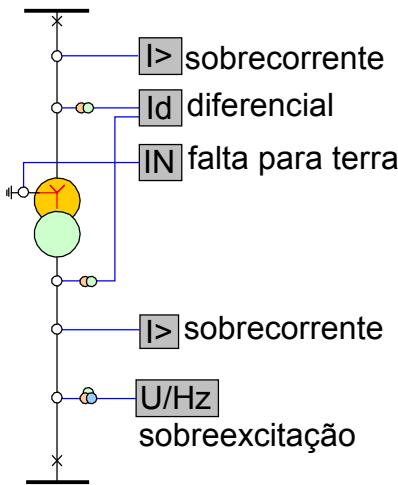


Figura 24 – Sistema de proteção de transformador

Proteção diferencial

Desprezando-se a corrente de magnetização ($0.1\% \dots 0.6\%$ da corrente de carga) e o ajuste de tensão através da relação de tensões, as correntes de entrada e saída em um transformador são iguais.

Na proteção através de relé diferencial, as correntes de entrada e saída do transformador são comparadas. Se a diferença excede um valor de ajuste, o relé envia um sinal de comando. Uma diferença de corrente normalmente indica uma condição de falta severa interna ao transformador, e o relé diferencial comanda o desligamento do transformador.

A diferença de corrente admissível por desequilíbrios é, em geral, na faixa de 20% a 50% da corrente nominal. A faixa larga de desequilíbrio é selecionada principalmente para evitar desligamentos indevidos. Também a operação normal pode causar, algumas vezes, um desequilíbrio que deve ser suprimido para evitar a atuação indevida do relé diferencial.

Em um transformador com comutador, o relé diferencial é normalmente ajustado para a derivação principal que não é corrigida para a derivação atual. Um pequeno desequilíbrio ocorre para todas as derivações com exceção da posição nominal. Em um transformador de interligação de redes com terciário, em geral, apenas os dois enrolamentos principais são protegidos. Um desequilíbrio ocorre quando o terciário é carregado.

O relé não deve operar para correntes de ligação (*inrush*), embora a corrente de ligação exceda a corrente nominal durante um curto período de tempo.

Ajustes especiais são então utilizados para bloquear a operação do relé, em geral associados à presença de corrente de segunda harmônica na corrente de ligação (*inrush*). A corrente de ligação (*inrush*) contém uma componente de corrente contínua (CC) de valor importante, em particular para valores elevados de corrente.

A componente de corrente contínua provoca um deslocamento da relação de simetria dos valores negativos e positivos da tensão e corrente de magnetização. Esta ope-

ração assimétrica pode ser vista como um gerador de harmônicas de ordem par na corrente de magnetização. Após o período de transição, um estado de regime é estabelecido, e nenhuma harmônica de ordem par é mantida. O relé pode ser então desbloqueado.

Outra condição para bloqueio de operação pode ser a presença de quinta harmônica, que pode ser uma indicação de sobre-excitamento. Sobre-excitamento deve ser controlada por outro relé de proteção e não pelo relé diferencial. Em geral, a presença de terceira harmônica poderia indicar sobre-excitamento. Diferentes tipos de conexões podem, entretanto, resultar em valores muito baixos de terceira harmônica na corrente de linha, por exemplo: enrolamento ligado em delta ou sistema de alimentação não aterrado.

Proteção de sobrecorrente

Corrente de carga com valores superiores aos limites de correntes de operação em regime permanente estabelecem solicitações adicionais ao condutor e sua isolamento por sobreaquecimento. A proteção de sobrecorrente atua como um limitador com uma certa característica corrente *versus* tempo.

Em alguns casos, proteção de impedância também é utilizada. O relé de impedância mede o valor de impedância até a falta. Assim, para faltas em linhas, a impedância medida pode ser convertida em uma distância entre a falta e o local de medição (relé).

Proteção de corrente de neutro

Esta proteção é utilizada como proteção secundária para desligamento de transformador em sistemas de alta tensão solidamente aterrados. A proteção é normalmente arranjada em duas etapas:

- Corrente de neutro elevada com correspondente tempo curto para a operação. Isto é, uma corrente de falta maior que o ajuste da proteção de linha para a linha mais curta e um tempo de operação de 0.4 segundos aproximadamente.
- Corrente de neutro reduzida com longo tempo para a operação aproximadamente de dois segundos. Esta etapa deve incluir bloqueio para corrente de ligação (*inrush*).

Proteção de sobrecorrente para comutador

Na ocorrência de sobrecorrentes através do transformador, o comutador de *taps* não deve operar. Esta proteção bloqueia a operação do comutador para correntes acima de um valor de ajuste do relé.

Proteção por sinal térmico ou mecânico

As principais proteções desta categoria são:

- Termômetros.
- Relé de gás (*Buchholz*).
- Relé de pressão súbita.
- Válvula de alívio de pressão.
- Indicador de fluxo de óleo.
- Indicador de nível de óleo.

Termômetros

O transformador em geral é equipado com termômetros para: temperatura de topo do óleo e temperatura do enrolamento.

O termômetro de topo do óleo mede a temperatura da camada do óleo abaixo da tampa. Em geral, o termômetro é equipado com contatos ajustados para sinalizar quando a temperatura do topo do óleo excede o valor limite de ajuste.

O termômetro do enrolamento mede a temperatura do enrolamento através de um dispositivo análogo. O termômetro indica a temperatura do ponto mais quente do enrolamento que se considera estar localizado na parte superior do enrolamento imerso no topo do óleo. O termômetro mede, portanto, a temperatura do topo do óleo ao qual é adicionada a elevação de temperatura entre o enrolamento e o óleo adjacente. Esta elevação de temperatura é uma função da corrente de carga do enrolamento.

Em alguns projetos, o dispositivo analógico é construído a partir do dispositivo sensor de temperatura montado no topo do tanque (poço). Um resistor é enrolado ao dispositivo sensor que é parcialmente isolado termicamente do óleo adjacente. O resistor é alimentado por uma corrente proporcional à corrente de carga do enrolamento. O resistor é ajustado de maneira a fornecer uma temperatura no poço igual àquela temperatura do enrolamento medida durante o ensaio de aquecimento. Outros projetos de termômetros realizam a adição isoladamente no termômetro, utilizando apenas a temperatura do topo do óleo e a corrente de carga do enrolamento.

Em geral, cada enrolamento é equipado com um termômetro de enrolamento, com exceção para transformador de dois enrolamentos sem derivações e sem terciário, onde apenas um enrolamento requer monitoração.

Relé de gás (*Buchholz*)

O relé de gás combina duas funções de supervisão:

- Coletar bolhas livres de gases presentes no fluxo de óleo da tubulação entre o tanque e o conservador.
- Elevação súbita do fluxo de óleo na tubulação entre o tanque e o conservador.

A presença de gás livre pode ser uma indicação de evolução de falta incipiente dentro do transformador ou uma indicação de entrada de ar no sistema de circulação de óleo. A proteção é ajustada de maneira que, quando um volume de gás acumulado na câmara de gás do relé ultrapassa o valor do volume de ajuste, um sinal de alarme é disparado. Todavia, comando de desligamento não é inicializado.

A elevação súbita do fluxo de óleo é, em geral, uma indicação de falta severa. A proteção é ajustada de maneira que, quando a velocidade do fluxo de óleo ultrapassa o valor da velocidade de ajuste, um comando de desligamento do transformador é estabelecido.

Relé de pressão súbita

O relé de pressão súbita é ajustado para disparar quando o valor de ajuste da pressão de onda de óleo é atingido, em geral associada à ocorrência de falha interna (arco elétrico). Este tipo de relé permite uma detecção precoce de uma falta interna ao trans-

formador, permitindo um desligamento rápido deste. Este relé é normalmente utilizado nos Estados Unidos da América (EUA), como um complemento ao relé de gás.

Válvula de alívio de pressão

A válvula de alívio de pressão objetiva limitar a evolução de sobrepressão interna ao tanque, associada a uma falta interna. Em geral, esta proteção contribui para reduzir o risco de expulsão de óleo e/ou ruptura mecânica do tanque.

A válvula de alívio de pressão tem aceitação limitada. Para falhas severas em um transformador, a distância até a válvula é elevada e/ou sua capacidade de escoamento do óleo é reduzida, o que não elimina a possibilidade de ruptura do tanque.

Indicador de fluxo de óleo

O controle do fluxo de óleo entre o tanque e os resfriadores, indicadores de fluxo de óleo são em geral instalados. Estes indicadores de fluxo são equipados com contatos de alarme.

Indicador de nível de óleo

Indicador de nível de óleo é utilizado para mostrar o nível de óleo no conservador. Estes indicadores de nível são equipados com contatos de alarme.

5. OPERAÇÃO

A monitoração, a análise de estado e o diagnóstico são técnicas efetivas que contribuem para garantir a continuidade e a confiabilidade da operação de um transformador de potência em um sistema elétrico.

Sistema de Isolação

O sistema de isolamento misto composto pela combinação de isolamento sólida (papel e *presspan*) e líquida (óleo isolante) permanece dominante para transformadores de potência em alta tensão.

O óleo isolante absorve umidade, oxigênio e contaminantes, quando em eventual contato com o ar atmosférico, que causam a deterioração de suas propriedades e qualidade incluindo formação de borra. A rigidez dielétrica do óleo e a capacidade de resfriamento do núcleo e dos enrolamentos são então reduzidas. Em consequência, o envelhecimento da isolamento e os requisitos de manutenção e tratamento do óleo são elevados com reflexos na redução da vida útil esperada.

A deterioração do óleo isolante e da isolamento sólida de transformadores é também dependente da temperatura imposta a estes materiais durante a operação. A decomposição térmica da isolamento de celulose libera moléculas de água que são dissolvidas no óleo isolante.

Confiabilidade e Falhas

O envelhecimento e a deterioração do sistema de isolamento são dependentes de solicitações (térmicas, elétricas, mecânicas) e de reações químicas internas estabelecidas durante a vida em operação do transformador. Contaminantes, com origem externa, podem contribuir para a aceleração do processo de envelhecimento.

Considerando o número elevado de unidades em operação e os dados estatísticos disponíveis, observa-se que:

- Para taxa de falhas (falhas/unidade × ano) de 0,7%, a probabilidade de um transformador falhar em 30 anos é da ordem de 20%.
- Para taxa de falhas (falhas/unidade × ano) de 2,5%, a probabilidade de um transformador falhar em 30 anos é da ordem de 53%.

Dessa forma, devem ser utilizados recursos e métodos adequados que, aplicados adequadamente, possam assegurar confiabilidade elevada na operação de transformadores.

A figura 25 mostra a distribuição típica de falhas envolvendo os componentes principais de transformador regulador.

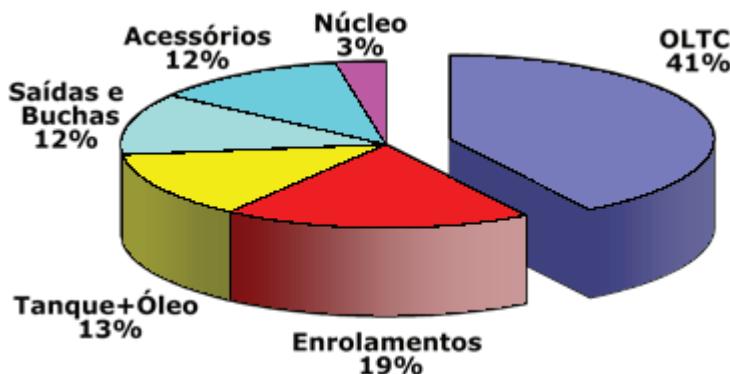


Figura 25 – Distribuição típica de falhas em transformador regulador

Consequências de Falhas

A ocorrência de uma falha em um transformador de potência em alta tensão é seguida por uma certa quantidade de energia. Como consequência, solicitações eletromagnéticas, mecânicas e térmicas são estabelecidas. Nomeadamente:

- Sobretensões locais e correspondentes campos elétricos (forças eletrostáticas).
- Sobretensões remotas e correspondentes campos elétricos (forças eletrostáticas) nos enrolamentos e fases adjacentes, devido ao acoplamento capacitivo entre eles.
- Sobrecorrentes locais e correspondentes campos magnéticos (forças eletrodinâmicas radiais e axiais).

- Correntes induzidas (pelo fluxo magnético de dispersão) e correspondentes campos magnéticos (forças eletrodinâmicas radiais e axiais) nos enrolamentos e fases adjacentes, devido ao acoplamento indutivo entre eles.
- Sobressolicitações térmicas nos materiais associadas a sobreaquecimentos locais e remotos.
- Distribuição de sujeira, impregnação de partículas nos materiais isolantes e consequente contaminação da parte ativa (núcleo e enrolamentos).
- Solicitações mecânicas excessivas associadas a surtos rápidos de pressão e consequente fissura e/ou ruptura mecânica do tanque e outros componentes estruturais.

Estas solicitações, associadas diretamente à falha da bucha ou associadas a falhas secundárias, podem estabelecer danos consideráveis aos componentes do transformador. Dessa forma, considerando as condições gerais de falha de um transformador, é possível estabelecer algumas avaliações técnicas em relação a possíveis consequências.

Sobretensões Locais e Remotas ao Local da Falha

Sobretensões locais solicitam os materiais isolantes envolvidos além de seus limites confiáveis de operação. Suas propriedades físicas e químicas são afetadas (ou destruídas). Solicitações térmicas internas ao material, associadas às perdas dielétricas, são estabelecidas por forças eletrostáticas.

Quando a isolação não é destruída, mas as temperaturas ultrapassam seus limites característicos, o envelhecimento do material isolante é acelerado.

Adicionalmente, se as propriedades dos materiais isolantes são afetadas (de alguma forma), permanece a possibilidade para falha futura, mesmo com nível reduzido de sobretensões, devido à redução da suportabilidade elétrica correspondente.

Por outro lado, as sobretensões remotas designam as sobretensões transferidas aos enrolamentos e fases adjacentes em relação àquele afetado diretamente pela falha. As propriedades físicas e químicas, envelhecimento e suportabilidade elétrica do material isolante correspondente são influenciados como descrito acima.

Sobrecorrentes Locais e Remotas ao Local da Falha

Sobrecorrentes locais solicitam o material dos condutores dos enrolamentos e correspondente isolação além do seu limite operacional confiável.

O campo magnético é associado diretamente à intensidade da corrente. O campo magnético estabelece forças eletrodinâmicas nas direções radiais (contra o núcleo, contra condutores adjacentes e contra enrolamentos adjacentes) e axiais (contra condutores adjacentes, contra bobinas do enrolamento, contra jugos do núcleo e contra estrutura do núcleo).

Adicionalmente, devido à permanente deformação ou movimento de condutores do enrolamento, as distâncias de isolação originais (conforme nível de isolamento especificado para o transformador) necessárias podem ser reduzidas.

As forças eletrodinâmicas, afetando os componentes isolantes dos enrolamentos (calços, varetas, cilindros e capas), influenciam a capacidade de resfriamento dos enrolamentos, suportabilidade a solicitações de tensão, desempenho contra curtos-circuitos e capacidade de carregamento do correspondente sistema de enrolamentos e do transformador completo.

Por outro lado, as correntes remotas induzidas, associadas ao fluxo magnético de acoplamento, solicitam os condutores e componentes isolantes dos enrolamentos e fases adjacentes àqueles afetados diretamente pela falha.

As solicitações mecânicas, deformações, distâncias de isolação elétricas, capacidade de resfriamento, desempenho contra curtos-circuitos e capacidade de carregamento são também influenciadas (em alguma extensão) conforme descrição anterior.

Solicitações Térmicas

Devido a uma falha, elevações locais e remotas de temperatura afetam as propriedades físicas e químicas dos materiais isolantes.

Como consequência, o envelhecimento da isolação é acelerado, reduzindo a capacidade de carregamento e vida útil remanescente do transformador bem como o desempenho operacional.

Contaminação por Umidade, Sujeira e Partículas

Umidade e sujeira afetam a suportabilidade elétrica do sistema de isolação misto de sólido (papel, *presspan* etc.) e líquido (óleo isolante) dos enrolamentos. Sua suportabilidade dielétrica é reduzida.

Sujeira pode ser impregnada ao sistema de isolação do enrolamento ou entrar no fluxo de óleo.

Quando partículas são transferidas pelo fluxo de óleo, elas podem ser atraídas por eletrodos de alta tensão. Isto reduz a suportabilidade dielétrica da isolação entre eletrodos devido à formação de pontes por partículas, facilitando descargas elétricas.

Solicitações Mecânicas em Componentes Externos

O desempenho mecânico do tanque do transformador (fundo, laterais e tampa) com relação a solicitações mecânicas (vácuo, sobrepressões internas etc.), vazamento de óleo e contaminação do óleo e componentes de isolação sólida por umidade do ar externo pode ser afetado por:

- Ruptura do material do tanque.
- Deformação plástica permanente de materiais metálicos de componentes do tanque.
- Fissuras invisíveis em filetes de solda e no material do tanque.
- Deformações de superfícies com canais para gaxetas de borracha do sistema de vedação.

Monitoração, Estado e Diagnósticos de Transformadores em Operação

A aplicação adequada de programas monitoração, análise de estado e diagnóstico para transformadores de potência em operação resulta em vários benefícios. Nomeadamente:

- Permitir a rápida detecção de eventuais processos de falhas em evolução, evitando os impactos indesejáveis e as perdas econômicas associadas a uma falha.
- Elevar a confiabilidade e, em consequência, a disponibilidade de transformadores.
- Reduzir o custo operacional.
- Estabelecer programas de manutenção dependentes do estado do transformador e não do período de operação.
- Melhorar a qualidade da energia e dos serviços fornecidos aos consumidores.
- Monitorar continuamente e em tempo real a operação de transformadores estratégicos de um sistema elétrico.
- Apoiar o planejamento de investimentos em equipamentos e sistemas elétricos.

A monitoração, a análise de estado e o diagnóstico de um transformador em operação envolve um conjunto de processos (*off-line* ou *on-line*) que correspondem à medição no campo, de parâmetros de operação e grandezas características de um transformador específico. Resultam, por exemplo:

- Identificação de tendências.
- Sinalização (alarme) antecipada à possível falha e, em consequência, à extensão da vida útil correspondente.
- Avaliação de estado atual.
- Avaliação comparada (valor atual *versus* valor de referência) de risco de falha associada a um parâmetro de interesse.

Monitoração em Tempo Real

A figura 26 mostra o esquema geral de um sistema moderno de monitoração, em tempo real ou discreto, de transformador de potência.

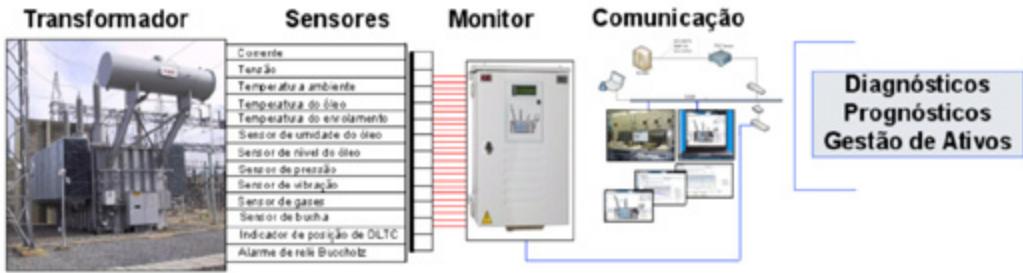


Figura 26 – Sistema de monitoração de transformador

De forma geral, um sistema de monitoração apresenta as seguintes características principais:

- Componentes: sensores, transdutores, transmissores, plataformas de aquisição de dados, protocolos normalizados de transferência de dados, *modems*, computadores, *softwares* etc.
- Configuração flexível e adaptável às necessidades de clientes.
- Parâmetros de interesse de monitoração do transformador (correntes; tensões; indicadores de fluxo; pressões; temperatura ambiente, temperatura do óleo, temperatura dos enrolamentos; gases dissolvidos no óleo; umidade no óleo; buchas condensivas etc.), comutador sob carga (vibração, torque, corrente-motor, número de operações, número de posição etc.) e buchas condensivas (capacitância C1 e tanD).

A monitoração em tempo real (*on-line*) pode ser aplicada de maneira geral. Em particular, alguns casos principais de aplicações são destacados:

- Monitoração de transformador com processo de evolução de falha interna detectada previamente através da supervisão e/ou diagnóstico.
- Operação à distância de transformadores importantes de um sistema elétrico.
- Monitoração de transformador estratégico dentro de um sistema elétrico ou responsável pelo suprimento de cargas importantes e cujo desligamento pode resultar em perdas econômicas severas.

Análise de Estado e Diagnóstico

A análise de estado envolve a aplicação de um conjunto consistente de métodos modernos, diretos e indiretos, de diagnósticos com o objetivo de acessar o estado atual do transformador incluindo a determinação da expectativa da vida residual e o risco de falha de um transformador específico ou de um grupo de transformadores de interesse.

Nestes processos, são normalmente de interesse as seguintes análises:

- Análises mecânicas (corrente de excitação, impulsos de baixa tensão, impedâncias, resposta em frequência etc.).
- Análises térmicas (DGA gases dissolvidos no óleo, furfural, GP grau de polimerização da isolação, umidade, sensores ópticos, termovisão etc.).
- Análises dielétricas (FQ físico-químicas do óleo, corrente de polarização da isolação, medição/localização/caracterização de descargas parciais, resposta transitória, resposta em frequência, capacitâncias e fator de perdas dielétricas etc.).

Os resultados destas análises permitem, de forma geral, acessar os seguintes aspectos de interesse:

- Avaliação comparada, com valores de referências, de propriedades mecânicas e físico-químicas de materiais.
- Avaliação do estado de umidade interna da isolação sólida (celulose) a partir de medições de umidade interna e superficial de componentes isolantes internos do transformador.
- Avaliação do estado de umidade interna da isolação sólida (celulose) a partir da concentração de água dissolvida no óleo.
- Avaliação de gases dissolvidos no óleo isolante: concentrações, relações entre concentrações, tendências de geração de gases, saturação e temperatura de geração de gases.
- Avaliação das concentrações de compostos furânicos (2-Fal) dissolvidos no óleo isolante.
- Avaliação de grau de polimerização de papel isolante.
- Caracterização de vida consumida e residual de sistemas de isolação a partir de valores de grau de polimerização medidos ou inferidos de correlações com concentrações de gás (CO, monóxido de carbono) ou de compostos furânicos (2-Fal).
- Avaliações de resultados de ensaios elétricos.
- Simulações de verificação de projeto de transformador envolvendo aspectos eletromagnéticos, térmicos, mecânicos, alta tensão, solicitações em sistemas de isolação etc.
- A classificação de estado (*ranking*) de um grupo de unidades de interesse de transformadores de potência, de acordo com o grau de criticidade relativo das unidades do grupo de interesse.

Estado do Óleo

O óleo isolante desempenha funções de isolação e de resfriamento em um transformador. Assim, a manutenção adequada do estado do óleo isolante, ao longo da vida operacional do transformador, é determinante para a operação confiável e extensão da vida do transformador.

O estado do óleo isolante é monitorado através de análises de algumas (entre as muitas) de suas propriedades físicas, químicas e elétricas (FQE) e de gases dissolvidos no óleo. Nomeadamente:

- Concentração de água dissolvida.
- Densidade.
- Rigidez dielétrica.
- Acidez (número de neutralização).
- Tensão interfacial.
- Fator de dissipação (a 20 °C ou 25 °C e a 90 °C ou 100 °C).
- Tensão interfacial.
- Cor.
- Concentrações de furanos (cromatografia líquida).
- Concentrações de gases dissolvidos (DGA, cromatografia gasosa).

Atualmente, a concentração de água e as concentrações de gases dissolvidos no óleo podem ser monitoradas em tempo real (sensores e sistema de monitoração em tempo real). As demais propriedades devem ser monitoradas através de amostragens e ensaios periódicos em laboratório. Em análises periódicas, a frequência de amostragem típica é de:

- a) transformadores de grande importância:
- DGA – três meses.
 - FQE – seis meses.

- b) outros transformadores:
- DGA – seis meses.
 - FQE – 12 meses.

Através da monitoração da concentração de água dissolvida no óleo isolante, é possível também estimar a umidade da isolação sólida interna e principal dos enrolamentos. Para tanto, é fundamental o registro da temperatura do óleo quando da coleta da amostra do óleo isolante.

A manutenção adequada do estado do óleo isolante requer:

- Especificação técnica adequada do tipo e características do óleo isolante.
- Projeto qualificado do transformador respeitando os limites térmicos seguros para o óleo isolante sob todas as condições operacionais e de carregamento especificadas.
- Aplicação de sistema fechado de preservação do óleo (conservador com bolsa ou membrana de borracha) que operam à pressão atmosférica, minimizando o risco de supersaturação gasosa do óleo isolante e a consequente formação de bolhas de gás e/ou de vapor de umidade a temperaturas da ordem de grandeza da temperatura de operação dos enrolamentos ou partes metálicas.
- Manutenção adequada do transformador e do óleo isolante, incluindo a manutenção da estanqueidade do tanque e acessórios do transformador.

É relevante observar que o custo do óleo isolante e o custo da sua manutenção adequada são muito baixos quando comparados ao valor do transformador. A expecta-

tiva de vida do óleo isolante, de alta qualidade e com manutenção adequada, pode ser comparável à expectativa de vida do transformador.

Estado da Isolação Sólida

A isolação sólida impregnada com o óleo isolante desempenha a função de garantir a isolação elétrica interna e externa aos enrolamentos de um transformador, quando submetidas a solicitações dielétricas, térmicos e mecânicos.

A vida útil da isolação sólida determina a expectativa de vida de um transformador. Assim, a manutenção adequada do estado da isolação sólida, ao longo da vida operacional do transformador, é determinante para a operação confiável, extensão da vida e desempenho econômico do transformador.

Desempenho dielétrico e descargas parciais

Em operação, as isolações sólidas, impregnadas com o óleo isolante, são submetidas a solicitações dielétricas (tensões elétricas de regime permanente, temporárias e transitórias) e deve apresentar suportabilidade dielétrica adequada frente a estas solicitações ao longo da vida operacional do transformador.

A suportabilidade dielétrica da isolação é influenciada por ações de agentes internos e externos ao transformador, podendo ser reduzida ao longo do tempo, associados a efeitos locais de natureza aleatória e/ ou cumulativa. Os seguintes aspectos e agentes são determinantes para a suportabilidade da isolação sólida:

- Qualidade do material selecionado para a isolação.
- Qualidade do projeto de aplicação da isolação, com controle adequado das solicitações dielétricas, térmicas e mecânicas atuantes ou transferidas para a isolação sólida.
- Qualidade do processo de fabricação e condicionamento do material isolante utilizado, incluindo as etapas de secagem da isolação sólida do transformador; o tratamento do óleo isolante e a impregnação da isolação sólida pelo óleo isolante.
- Requisitos de desempenho do sistema de isolação interno ao transformador e sua comprovação adequada nos ensaios de qualificação e de certificação dos materiais e do transformador em fábrica.
- Contaminação da isolação por efeito de umidade.
- Contaminação da isolação por partículas metálicas.
- Solicitações dielétricas, térmicas e mecânicas excessivas.
- Monitoração da deterioração e envelhecimento anormal da isolação.

Dessa forma, o controle adequado destes aspectos é fundamental para a garantia da qualidade e confiabilidade operacional do transformador. Neste contexto, isolações sólidas são sujeitas a ocorrências de descargas parciais que, de forma cumulativa, pode comprometer o desempenho da isolação e resultar na falha do transformador. A aprovação do transformador nos ensaios de tensão induzida de longa duração com medições de

descargas parciais em fábrica é uma etapa fundamental de certificação e qualificação da isolação. Todavia, não é garantia absoluta de que fenômenos de descargas parciais não sejam estabelecidos na isolação de um transformador quando em operação.

Desempenho térmico e expectativa de vida residual

A vida útil da isolação sólida dos enrolamentos determina a expectativa de vida de um transformador. Assim, a manutenção adequada do estado da isolação sólida, ao longo da vida operacional do transformador, é determinante para a operação confiável, extensão da vida e desempenho econômico do transformador.

Em operação, a isolação sólida dos enrolamentos (papel ou polímero isolante) é submetida a solicitações térmicas estabelecidas pelas perdas em carga associadas ao carregamento do transformador em regime permanente e em sobrecargas. Além disso, eventos transitórios associados a correntes de curto-círcuito também estabelecem solicitações térmicas adicionais aos enrolamentos.

Solicitações dielétricas também estabelecem solicitações térmicas na isolação sólida dos enrolamentos. Em particular, são de interesse as solicitações dielétricas de alta frequência (por exemplo: manobras de transformadores em subestações isoladas a gás SF₆; manobras de fechamento e de abertura de reatores derivação etc.) de natureza repetitiva devido aos seus efeitos cumulativos de deterioração da isolação sólida.

Adicionalmente, o envelhecimento do sistema de isolação pode contribuir para acelerar a deterioração da isolação, em particular pela formação de substâncias (*by products*) derivadas de reações químicas internas as quais elevam a acidez do óleo isolante, elevação de processos de oxidação e formação de borras que formam depósitos sobre as superfícies das isolações dos enrolamentos, reduzindo a dissipação térmica correspondente e afetando o desempenho térmico correspondente.

Naturalmente, a elevação da umidade e da concentração de oxigênio, internas ao tanque do transformador, contribuem para acelerar de forma relevante a deterioração do sistema de isolação dos enrolamentos do transformador reduzindo a expectativa de vida útil correspondente.

Desempenho mecânico, desvios dimensionais e prensagem residual

A integridade mecânica da isolação sólida dos enrolamentos, incluindo:

- A minimização de desvios dimensionais em relação aos valores especificados de projeto.
- A manutenção de prensagem axial residual mínima dos enrolamentos.
- É relevante para garantir o desempenho mecânico do transformador.

Um transformador é submetido a eventos os quais estabelecem solicitações mecânicas na estrutura dos enrolamentos e dos componentes externos:

- Forças de prensagem dos enrolamentos, blocos de enrolamentos e da parte ativa.
- Forças de transporte (longitudinal; transversal; vertical).

- Forças eletromagnéticas estabelecidas por correntes de ligações, curtos-circuitos e de sincronismo fora de fase.
- Forças estabelecidas por vibração mecânica de regime permanente, estabelecidas pela corrente de carga de regime permanente ou durante sobrecargas e pelo magneto-estrição mecânica das chapas de FeSi do núcleo magnético.
- Forças estabelecidas por eventos externos ao transformador como aquelas associadas a terremotos quando instalados em zonas de atividades sísmicas relevantes.
- O desempenho mecânico do transformador é uma função complexa de múltiplos aspectos, incluindo:
 - Especificação técnica de compra original.
 - Qualidade dos materiais e componentes utilizados em sua fabricação.
 - Qualidade do processo de fabricação em particular daqueles relacionados ao processo de estabilização e controle dimensional dos componentes isolantes da parte ativa (núcleo, enrolamentos etc.).
 - Minimização dos desvios dimensionais em relação aos valores especificados de projeto, em particular do alinhamento axial dos centros dos enrolamentos. A elevação deste desvio resulta em elevação das forças axiais estabelecidas por correntes de curto-circuito e das solicitações nos componentes estruturais dos enrolamentos.
 - Qualidade da operação do transformador, minimizando a exposição do transformador a frequentes forças eletromagnéticas estabelecidas por correntes de ligação.
 - Qualidade da manutenção do transformador, minimizando a deterioração dos componentes isolantes do transformador por efeitos de aceleração externo (contaminação por ingresso de umidade, oxigênio, partículas etc.).

Estado dos Acessórios

Um transformador, além dos seus componentes ativos (núcleo e enrolamentos), é composto por um conjunto de acessórios. A qualidade e o desempenho operacional dos acessórios são relevantes para a operação confiável do transformador.

Entre os acessórios de um transformador, as buchas terminais e o comutador sob carga desempenham funções essenciais e complementam os componentes ativos. As buchas e os comutadores sob carga são responsáveis por um número elevado de casos de falhas e/ou de indisponibilidade de transformadores de potência. Assim, o controle do estado destes acessórios é relevante para minimizar estes impactos.

Em adição, outros acessórios desempenham funções de:

- Resfriamento do transformador (radiador; trocador de calor – óleo/ar ou óleo/água; motoventiladores; bombas de óleo; válvulas etc.).
- Controle da expansão e preservação do óleo isolante (tanque de expansão; seccador de ar etc.).
- Comando, controle e proteção do transformador (sistema automático de regulação de tensão; relé de gás tipo *Buchholz*; transformadores de corrente de

bucha; indicadores de temperaturas do óleo e dos enrolamentos; indicador de nível de óleo; válvula de alívio de pressão; relé de pressão súbita etc.).

Buchas

As buchas terminais são os acessórios utilizados para a interligação entre os componentes ativos internos e os sistemas elétricos externos a um transformador. Ou seja, são os componentes de passagem entre os meios isolantes internos (óleo) e externos (ar; óleo – em caixas de conexões com cabos isolados; SF₆ – em subestações isoladas a gás) através do tanque aterrado de um transformador. As buchas utilizam isolador externo adequado para a isolação no meio externo. A parte externa de uma bucha suporta valor limitado de força mecânica em seu terminal externo e, em consequência, as conexões elétricas ao terminal externo devem ser flexíveis.

Em função do tipo de isolação interna, as buchas podem ser do tipo condensiva e não condensiva. As buchas condensivas modernas podem ser do tipo OIP (isolação interna de papel impregnado com óleo isolante) e RIP (isolação interna de papel impregnado sob vácuo com resina epóxi). O isolador externo de uma bucha pode ser de porcelana ou polimérico (borracha de silicone).

As buchas são adequadamente selecionadas em função da corrente elétrica, da tensão de operação e do nível de isolamento de cada um dos sistemas elétricos ligados aos seus terminais. Em consequência, são requeridas buchas de alta, média e baixa tensão e de diversas capacidades de corrente.

A manutenção do estado adequado de uma bucha é em geral associada à manutenção da integridade da sua isolação interna, devendo ser monitorados (periodicamente ou em tempo real) parâmetros de desempenho desta isolação, nomeadamente:

- Capacitância da isolação interna.
- Fator de potência da isolação interna.
- Descargas parciais.
- Corrente de fuga através da isolação interna, utilizando análise comparada com valores iniciais de referência.
- Desempenho térmico através de escaneamento através de termovisor.
- Nível de óleo em buchas do tipo OIP.
- Umidade na isolação (ou no óleo).
- Gases dissolvidos no óleo isolante da bucha.

Comutador sob carga (OLTC)

O comutador sob carga (OLTC) é o componente utilizado para o ajuste automático, sob carga, da relação de transformação de um transformador, em função dos requisitos operacionais de controle de tensão no sistema elétrico de interesse, sem interromper o fluxo de corrente de carga entre os enrolamentos do transformador.

Fundamentalmente, são utilizados OLTCs do tipo resistivo (com resistor de transição temporário) e do tipo indutivo (com reator). Em relação aos meios de interrupção de corrente extinção do arco elétrico, são utilizados interruptores (chave comutadora ou chave seletora) imersos em óleo isolante ou interruptores a vácuo.

A seleção adequada de um comutador é uma atividade complexa, envolvendo a corrente elétrica de carga, corrente elétrica de curto-círcuito, tensão de operação (faixa de regulação, tensão entre partes, para a terra etc.), do nível de isolamento entre fases e para a terra, tensão por degrau da faixa de regulação, potência elétrica de comutação etc.

A manutenção do estado adequado de um comutador sob carga requer o controle (periódico ou em tempo real) de parâmetros de desempenho deste, fundamentalmente:

- Estado das conexões elétricas do OLTC.
- Estado do sistema de isolamento (óleo e isolamento sólida das réguas de contatos etc.) do OLTC.
- Estado de desgaste dos contatos elétricos (da chave de comutação ou da chave seletora; e do seletor de *taps*).
- Número de operações de comutação sob carga.
- Estado do óleo isolante em comutador com interruptor imerso em óleo isolante.
- Estado do mecanismo de acionamento do comutador (motores, eixos, engrenagens, painel de comando etc.).

6. REVITALIZAÇÃO OU SUBSTITUIÇÃO

A seleção entre as alternativas de revitalização ou substituição de um transformador em final de vida é um aspecto de grande interesse, devido ao envelhecimento da população existente de transformadores de potência. Assim, métodos de análise aplicados à otimização da seleção entre as alternativas têm sido desenvolvidos e aplicados.

Análise e Classificação de Estado

A análise de estado de um transformador ou grupo de transformadores é um processo complexo de acesso ao estado (condição) atual do transformador através da:

- Aplicação de um conjunto consistente de métodos modernos, diretos e indiretos, de diagnósticos.
- Análise estruturada e detalhada de um conjunto de parâmetros e informações disponíveis de cada um dos transformadores de interesse.

Em resultado, as seguintes informações relevantes são determinadas:

- Estado atual de cada um dos transformadores de interesse.
- Estado atual de umidade do óleo e da isolamento sólida de celulose.
- Estado de prensagem residual dos blocos de enrolamentos.
- Estado de envelhecimento do sistema de isolamento do transformador, incluindo a estimativa da vida consumida da isolamento ao longo da vida operacional e a expectativa de vida residual correspondente.

- Indicações de risco de falha de cada um dos transformadores de interesse em conformidade com o seu estado atual.
- Estimativa da capacidade de carregamento de cada um dos transformadores de interesse.
- Classificação de estado (*ranking*) de um grupo de transformadores.

Envelhecimento e Final de Vida Útil

Um transformador pode atingir o final de vida útil sob três aspectos:

- Técnica – resultante de envelhecimento da isolação; solicitação excessiva de qualquer natureza; contaminação generalizada; risco elevado de falha etc.
- Econômica – resultante de elevados custos atuais de perdas ou de manutenção.
- Estratégica – elevação da carga além da potência máxima permitida; elevação da potência de curto-círcito local além da suportabilidade do transformador etc.

Assim, a caracterização do final de vida de um transformador pode ser avaliada sob os aspectos anteriores. Em consequência, ao atingir o final de vida útil (técnica, econômica ou estratégica), é necessário proceder à seleção da alternativa de revitalização ou de substituição deste.

Revitalização de Transformador

A revitalização de transformadores de potência é considerada uma alternativa de interesse para a extensão da vida útil de um transformador. Esta tecnologia está sendo utilizada por muitos usuários (indústrias e concessionárias).

Em resultado, a revitalização de um transformador apresenta aspectos técnicos e econômicos relevantes. Nomeadamente:

- Reduzir a taxa de envelhecimento da isolação sólida através da secagem da isolação sólida e/ou secagem ou substituição do óleo isolante.
- Reparo de fontes de formação de gases combustíveis conhecidas e/ou identificadas através da análise de estado.
- Elevar a suportabilidade mecânica a curtos-circuitos através da repreensagem axial dos enrolamentos.
- Elevar a capacidade de carregamento através da elevação da capacidade de resfriamento externo do transformador e/ou substituição dos enrolamentos com isolação de classe térmica superior.
- Atualização tecnológica, reparo ou substituição de componentes importantes como buchas e comutadores sob carga.
- Substituição de sistemas abertos de preservação de óleo isolante por sistemas fechados com bolsa ou membrana de borracha.

- Reparo de vazamentos e substituição geral de gaxetas de materiais sintéticos modernos etc.

7. NOVAS TECNOLOGIAS

A tecnologia de transformadores de potência tem desenvolvimento continuado desde a origem do transformador no final do século XIX.

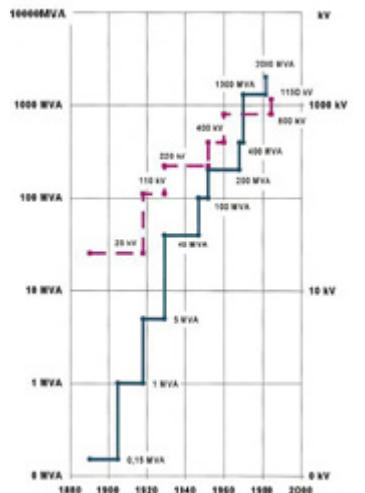
Durante o século XX, desenvolvimentos relevantes foram realizados permitindo a elevação de potência e tensão dos transformadores desde tensões médias para ultra-alta tensões, incluindo a consolidação da aplicação de transformadores conversores para a transmissão em corrente contínua.

Ao final do século XX e início do século XXI, combinado com as mudanças e formas de gestão dos sistemas elétricos no Brasil e no mundo, tem sido crescente o desenvolvimento de:

- Soluções de especificações técnicas funcionais para o projeto de novos transformadores e para o projeto para a revitalização de transformadores existentes envelhecidos.
- Aspectos de avaliação econômica global comparada de transformadores com desenvolvimento de indicadores que consideram a expectativa de vida útil e a capacidade de sobrecarga confiável na avaliação econômica deste.
- Utilização de novas técnicas e ferramentas avançadas de projeto, incluindo o dimensionamento interno detalhado do transformador, avaliação de desempenho interno do transformador e de sua interação com o sistema elétrico adjacente.
- A utilização de materiais avançados com contribuição para a compactação, elevação da segurança e da sustentabilidade ambiental correspondente.
- Métodos avançados de monitoração, diagnósticos e prognósticos de estado de transformadores incluindo avaliação da confiabilidade de transformadores.

Projetos Avançados

O desenvolvimento do projeto de transformadores de potência tem sido fundamental para a expansão dos sistemas elétricos de potência. A figura 27 mostra a evolução nos anos de 1890-2000, da potência e tensão de transformadores.



Ano	Tensão, kV		Potência, MVA	
	CA	CC	Monofásico	Trifásico
até 1920	110		1	5
1960	440		100	200
1980	800	600	550	1.300
2005	1.150	800	700	1.300
atual	1.150	1.000	1.000	1.300

Figura 27 – Evolução do projeto de transformadores: tensão e potência

Atualmente o desenvolvimento de diversos países, de grandes extensões territoriais e de grandes populações, requer a transmissão otimizada de grandes blocos de potência elétrica através de longas distâncias. Assim, novos requisitos de tensão e potência são estabelecidos para o projeto de transformadores, bem como a aplicação de tipos especiais de transformadores, nomeadamente:

- Transformadores de grande potência e alta tensão para sistemas de transmissão de energia a longa distância em CA (até 1.200 kV) e em CC (até 1.000 kV)
- Transformadores especiais para sistema FACTS (*Flexible AC Transmission System*) incluindo transformadores defasadores de grande potência e alta tensão (até 525 kV) e transformadores para sistemas de controle de tensão do tipo SVC (*Static VAR Compensation*).
- Transformadores industriais de elevada potência e correntes secundárias superiores a 100 kA.

As técnicas, métodos de projeto e de fabricação de transformadores de potência têm respondido com sucesso às demandas e requisitos estabelecidos. Nomeadamente:

- Avanço dos computadores digitais que permitiu a utilização de métodos de simulações 2D e 3D para a otimização, verificação complexas de desempenho e o projeto eletromecânico de transformadores de grande potência em alta tensão, incluindo:
 - a) Análise detalhada do desempenho magnético, elétrico, térmico e mecânico de núcleos magnéticos.
 - b) Elevação da capacidade de simulação para a determinação de perdas adicionais e elevações de temperaturas em enrolamentos e estruturas metálicas (do núcleo e do tanque), minimizando o risco potencial de formação de pontos localizados de sobreaquecimentos e consequente deterioração de componentes

- isolantes adjacentes e/ou formação de gases combustíveis no óleo isolante.
- c) Análise detalhada do desempenho elétrico, térmico e mecânico de sistemas de enrolamentos de transformadores incluindo avaliação da resposta a tensões transitórias com formas de ondas terminais não convencionais tipo VFTO (*very fast transiente overvoltages*), ressonâncias elétricas parciais em enrolamentos, permitindo verificação da suportabilidade elétrica das isolações internas dos enrolamentos, entre enrolamentos e para a terra.
 - d) Determinação da capacidade de carregamento, além da potência nominal de um transformador, considerando variações sazonais do ambiente do local da instalação e do ciclo diário de carga do transformador.
 - Avanço das tecnologias, equipamentos e métodos de ensaios que permitiram certificar transformadores em ultra-alta tensão CC E CA.
 - A retroalimentação de avaliações de desempenho, de transformadores de grande potência submetidos a ensaios reais de curto-circuito, para o desenvolvimento de métodos de projeto e de fabricação de transformadores com suportabilidade mecânica e térmica adequadas para curtos-circuitos terminais ao longo da expectativa de vida operacional.
 - O desenvolvimento dos métodos de ensaios, equipamentos de ensaios e métodos de análises de resposta em frequência (FRA) permitem a utilização ampla desta tecnologia com destaque para:
 - a) Avaliação de desempenho mecânico do transformador através da comparação quantitativa, análise e interpretação dos desvios entre as respostas em frequências medidas em dois estados distintos (antes e após transporte; antes e após um curto-circuito passante severo; antes e após abalos sísmicos etc.), sendo um deles o estado de referência. Tipicamente, a resposta de referência é aquela da medição do transformador em fábrica. No entanto, transformadores existentes em operação no campo podem ser caracterizados através de uma medição de referência ou através da análise de desvios entre fases ou entre unidades similares de mesmo projeto.
 - b) Caracterização do transformador em referência no domínio da frequência e derivação de modelos matemáticos terminais de alta frequência correspondentes. Neste caso, vários métodos de medições no domínio da frequência podem ser utilizados como por exemplo: impedâncias de entrada; funções de transferência; matriz de admitâncias etc. Os modelos matemáticos assim determinados podem ser acoplados a programas do tipo EMTP para simulações da interação transitória entre o transformador e o sistema de potência ao qual está conectado.
 - O avanço das tecnologias de análises de estado e de diagnósticos que permitem a retroalimentação de experiência e desempenho operacional de transformadores no campo para o desenvolvimento continuado dos materiais, critérios de projeto e processos de fabricação de transformadores de potência em alta tensão.

Materiais Avançados

O desenvolvimento tecnológico do projeto de transformadores está suportado no avanço dos seus materiais principais. Nomeadamente:

- Aço magnético para núcleos, incluindo aços especiais de elevada permeabilidade magnéticas, com perdas baixas e com baixo nível de ruído.
- Formas avançadas de condutores e cabos de cobre, incluindo CTCs (cabos continuamente transpostos de baixas perdas e elevada suportabilidade mecânica a curtos-circuitos).
- Elevação da qualidade e suportabilidade elétrica de isolações tipo resinas e vernizes que permitiu desenvolver CTCs sem isolação de papel.
- Desenvolvimento do papel termicamente estabilizado no final dos anos de 1960 e, posteriormente, do material polimérico tipo aramida (*Nomex®*), o que permitiu a aplicação de isolações híbridas de altas temperaturas em transformadores imersos em óleo.
- Desenvolvimento de fluidos isolantes à base de ésteres naturais (óleo vegetal) e sintéticos, com elevados pontos de fulgor e de combustão, permitindo o projeto de grandes transformadores em alta tensão com elevada segurança para as instalações e para o ambiente.
- Desenvolvimento da tecnologia utilizada em buchas de alta tensão. Modernamente, buchas de alta tensão com corpo condensivo com tecnologia RIP (*Resin Impregnated Paper*) estão substituindo as buchas convencionais tipo OIP (*Oil Impregnated Paper*). Adicionalmente, isoladores de porcelana estão sendo substituídos por isoladores poliméricos à base de borracha de silicone.
- Desenvolvimento em comutadores sob carga, com aplicação crescente de ampolas a vácuo como o meio de extinção do arco elétrico da comutação da corrente de carga. Este tipo de comutador substitui com vantagem técnica e econômica os comutadores sob carga com chave de comutação imersa em óleo isolante.
- Desenvolvimento de sensores e sistemas de monitoração em tempo real, o que vem permitindo a monitoração da operação e do estado de transformadores e o avanço das técnicas de manutenção fundamentadas no estado do transformador.

8. REFERÊNCIAS

- [1] ABNT. *Transformadores de Potência: Parte 1 – Generalidades. Norma Técnica ABNT NBR 5356-1:2007*. ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, RJ. Dez. 2007, 95 p.
- [2] ABNT. *Transformadores de Potência: Parte 2 – Aquecimento. Norma Técnica ABNT NBR 5356-2:2007*. ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, RJ. Dez. 2007, 23 p.
- [3] ABNT. *Transformadores de Potência: Parte 3 – Níveis de Isolamento e Ensaios Dielétricos e Espanamentos Externos em Ar. Norma Técnica ABNT NBR 5356-3:2007*. ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, RJ. Dez. 2007, 44 p.
- [4] ABNT. *Transformadores de Potência: Parte 4 – Guia para Ensaio de Impulso Atmosférico e de Manobra para Transformadores e Reatores. Norma Técnica ABNT NBR 5356-4:2007*. ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, RJ. Dez. 2007, 39 p.

- [5] ABNT. *Transformadores de Potência: Parte 5 – Capacidade de Resistir a Curtos-Circuitos. Norma Técnica NBR 5356-5.* ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, RJ. Dez. 2007, 18 p.
- [6] ABNT. *Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência – Procedimento. Norma Técnica ABNT NBR 5416:1997.* ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, RJ. Jul. 1997, 73 p.
- [7] ABNT. *Guia de Aplicação de Transformadores de Potência - Procedimento. Norma Técnica ABNT NBR 7277:1988.* ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, RJ. Nov. 1988, 24 p.
- [8] ABNT. *Transformadores e Reatores – Determinação do Nível de Ruido. Norma Técnica ABNT NBR 9368:2011.* ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, RJ. Mar. 2011, 30 p.
- [9] ABNT. *Transformadores de Potência de Tensões Máximas até 145kV – Características Elétricas e Mecânicas. Norma Técnica ABNT NBR 9368:2011.* ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, RJ. Mar. 2011, 30 p.
- [10] ABNT. *Recebimento, Instalação e Manutenção de Transformadores de Potência em Óleo Isolante Mineral. Norma Técnica ABNT NBR 7037:1993.* ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, RJ. Dez. 1993, 17 p.
- [11] ABNT. *Interpretação da Análise dos Gases de Transformadores em Serviço. Norma Técnica ABNT NBR 7274:2012.* ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, RJ. Jan. 2012, 18 p.
- [12] ABNT. *Medição do Grau de Polimerização Viscosimétrico Médio de Materiais Celulósicos Novos e Envelhecidos para Isolação Elétrica. Norma Técnica ABNT NBR IEC 60450:2009.* ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, RJ. Abr. 2009, 17 p.
- [13] ABNT. *Óleo Mineral Isolante – Determinação de 2-Furfural e seus Derivados. Norma Técnica ABNT NBR 15349:2006.* ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, RJ. Maio 2006, 15 p.
- [14] IEC. *Power transformers - Part 1: General. Technical Standard IEC60076-1 Ed. 3.0 b.* IEC International Electrotechnical Commission. Geneva, CH. Apr. 2011, 147 p.
- [15] IEC. *Power Transformers - Part 2: Temperature Rise for Liquid-Immersed Transformers. Technical Standard IEC60076-2 Ed. 3.0 b.* IEC International Electrotechnical Commission. Geneva, CH. Feb. 2011, 95 p.
- [16] IEC. *Power Transformers - Part 3: Insulation Levels, Dielectric Tests and External Clearances in Air. Technical Standard IEC60076-3 Ed. 2.0 b.* IEC International Electrotechnical Commission. Geneva, CH. Mar. 2000, 107 p.
- [17] IEC. *Power Transformers - Part 4: Guide to the Lightning Impulse and Switching Impulse Testing - Power Transformers and Reactors. Technical Standard IEC60076-4 Ed. 1.0 b.* IEC International Electrotechnical Commission. Geneva, CH. Jun. 2002, 123 p.
- [18] IEC. *Power Transformers - Part 5: Ability to Withstand Short Circuit. Technical Standard IEC60076-5 Ed. 3.0 b.* IEC International Electrotechnical Commission. Geneva, CH. Feb. 2006, 123 p.
- [19] IEC. *Power Transformers - Part 6: Reactors. Technical Standard IEC60076-6 Ed. 1.0 b.* IEC International Electrotechnical Commission. Geneva, CH. Dez. 2007, 242 p.
- [20] IEC. *Power Transformers - Part 7: Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers. Technical Standard IEC60076-7 Ed. 1.0 b.* IEC International Electrotechnical Commission. Geneva, CH. Dez. 2005, 113 p.
- [21] IEC. *Power Transformers - Part 8: Application Guide. Technical Standard IEC60076-8 Ed. 1.0 b.* IEC International Electrotechnical Commission. Geneva, CH. Oct. 1997, 167 p.
- [22] IEC. *Power Transformers - Part 10: Determination of Sound Levels. Technical Standard IEC60076-10 Ed. 1.0 b.* IEC International Electrotechnical Commission. Geneva, CH. May 2001, 69 p.
- [23] IEC. *Power Transformers - Part 10-1: Determination of Sound Levels - Application Guide. Technical Standard IEC60076-10-1 Ed. 1.0 b.* IEC International Electrotechnical Commission. Geneva, CH. Dec. 2005, 95 p.
- [24] IEC. *Power Transformers - Part 14: Design and Application of Liquid-Immersed Power Transformers Using High-Temperature Insulation Materials. Technical Standard IEC60076-14 Ed. 2.0 en.* IEC International Electrotechnical Commission. Geneva, CH. May 2009, 44 p.
- [25] IEC. *Power Transformers - Part 18: Measurement of Frequency Response. Technical Standard IEC60076-18 Ed. 1.0 en.* IEC International Electrotechnical Commission. Geneva, CH. July 2012, 90 p.
- [26] IEEE. *IEEE Standard Requirements for Liquid-Immersed Power Transformers. Technical Standard IEEE Std C57.12.10-2010.* IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. Jan. 2011, 58 p.

- [27] IEEE. *IEEE Guide for the Application, Specification, and Testing of Phase-Shifting Transformers. Technical Standard IEEE Std C57.135-2011*. IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. Aug. 2011, 71 p.
- [28] IEEE. *IEEE Standard Terminology for Power and Distribution Transformers. Technical Standard IEEE Std C57.12.80-2010*. IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. Dec. 2010, 56 p.
- [29] IEEE. *IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers. Technical Standard Ieee Std C57.12.90-2010*. IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. Oct. 2010, 100 p.
- [30] IEEE. *IEEE Recommended Practice for Performing Temperature Rise Tests on Oil-Immersed Power Transformers at Loads Beyond Nameplate Ratings. Technical Standard IEEE Std C57.119-2001*. IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. Aug. 2002.
- [31] IEEE. *IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators. Technical Standard IEEE Std C57.91-2011*. IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. Mar. 2012, 123 p.
- [32] IEEE. *IEEE Guide for Installation and Maintenance of Liquid-Immersed Power Transformers. Technical Standard IEEE Std C57.93-2007*. IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. Mar. 2008, 65 p.
- [33] IEEE. *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers. Technical Standard IEEE Std C57.104-2008*. IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. Feb. 2009, 45 p.
- [34] IEEE. *IEEE Draft Standard for the Design, Testing and Application of Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers Using High-Temperature Insulation Systems and Operating at Elevated Temperatures. Technical Standard IEEE PC57.154/D9.2, June 2012*. IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. June 2012, 49 p.
- [35] IEEE. *IEEE Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Liquid-Immersed Distribution and Power Transformers. Technical Standard IEEE Std C57.100-1999*. IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. 1999.
- [36] IEEE. *IEEE Guide for Determination of Maximum Winding Temperature Rise in Liquid-Filled Transformers. Technical Standard IEEE Std 1538-2000*. IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. 2000.
- [37] IEEE. *IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus - Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors. Technical Standard IEEE Std 62-1995*. IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. 1995.
- [38] IEEE. *IEEE Guide for Transformer Impulse Tests. Technical Standard IEEE Std C57.98-2011*. IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. Mar. 2012, 146 p.
- [39] IEEE. *IEEE Recommended Practice for Partial Discharge Measurement in Liquid-Filled Power Transformers and Shunt Reactors. Technical Standard IEEE Std C57.113-2010*. IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. Aug. 2010, 52 p.
- [40] IEEE. *IEEE Standard Requirements for Tap Changers. Technical Standard IEEE Std C57.131-2012*. IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. May 2012, 73 p.
- [41] IEEE. *IEEE Guide for Dissolved Gas Analysis in Transformer Load Tap Changers. Technical Standard IEEE Std C57.139-2010*. IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. Feb. 2011, 32 p.
- [42] IEEE. *IEEE Standard for Control Cabinets for Power Transformers. Technical Standard IEEE Std C57.148-2011*. IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. Jan. 2012, 48 p.
- [43] IEEE. *IEEE Standard General Requirements and Test Procedure for Power Apparatus Bushings. Technical Standard IEEE Std C57.19.00-2004*. IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. 2005, 17 p.
- [44] IEEE. *IEEE Guide for Application of Power Apparatus Bushings. Technical Standard IEEE Std C57.19.100-1995*. IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. 1995.
- [45] IEEE. *IEEE Guide to Describe the Occurrence and Mitigation of Switching Transients Induced by Transformers, Switching Device, and System Interaction. Technical Standard IEEE Std C57.142-2010*. IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. Apr. 2011, 56 p.

- [46] ANEEL. *Resolução Normativa n. 513*, 16 set. 2002.
- [47] ANEEL. *Resolução Normativa n. 191*, 12 dez. 2005.
- [48] ANEEL. *Ofício 035/2008-SRT/ANEEL*, 18 fev. 2008.
- [49] ANEEL. *Resolução Normativa n. 474*, 7 fev. 2012.
- [50] Procedimentos de Rede. *Módulo 2 - Requisitos Mínimos para Instalações e Gerenciamento de Indicadores de Desempenho; Submódulo 2.3 - Requisitos Mínimos para Transformadores e para Subestações e seus Equipamentos; Módulo 10 - Manual de Procedimentos da Operação Cadastros de Informações Operacionais - Sm 10.18; Módulo 23 - Critérios para Estudos; Submódulo 23.3 - Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos*.
- [51] ELGERD, O. I. *Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica*, São Paulo, SP, McGraw-Hill do Brasil, 1978.
- [52] MEIER, A. Von *Electric Power Systems – A Conceptual Introduction*, USA: John Wiley & Sons, 2006.
- [53] WEEDY, B. M. *Sistemas Elétricos de Potência*. São Paulo, SP, Polígono – Editora da Universidade de São Paulo, 1973.
- [54] GRAINER, J. J.; STEVENSON, JR.; W. D. *Power System Analysis*. USA: McFraw-Hill, 1994.
- [55] Wikipedia.

CAPÍTULO 6

Reatores em Derivação

Antônio Carlos C. de Carvalho
Delmo de Macedo Correia
José Carlos Mendes



Nosso especial agradecimento ao autor da 1^a edição em 1985 do livro
Equipamentos Elétricos – Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão.

Capítulo IV: Reatores Derivação – Irapoan Garrido Nunes

1. OBJETIVO

Apresentar funções e características básicas dos reatores em derivação, indicando tipos, aplicações, tecnologia, características construtivas, características elétricas e ensaios.

Palavras-chave: reatores, especificação, desempenho, carregamento, proteção, monitoramento, novas tecnologias.

2. INTRODUÇÃO

Em um sistema elétrico de potência, a transmissão eficiente de grandes blocos de energia requer o controle do nível de tensão no sistema, resultado de variações de geração e consumo de energia elétrica no sistema. Esse controle é obtido através da adequação da potência reativa no sistema elétrico.

As linhas de transmissão em extra-alta tensão de energia elétrica (linhas aéreas ou cabos isolados) são caracterizadas por elevadas capacidades próprias (entre os condutores de fase e entre estes e a terra adjacente). Assim, quando tensão elétrica é estabelecida na linha de transmissão, energia capacitativa é desenvolvida pelas capacidades próprias e injetada na linha de transmissão.

Durante parte do ciclo de carga diário de um sistema elétrico, caracterizado por baixas demandas das cargas elétricas e excesso de potência reativa injetada no sistema, o nível da tensão elétrica pode ser elevado. A estabilidade dinâmica e o controle do valor da tensão do sistema elétrico são obtidos através do controle da potência reativa no sistema e são fundamentais para a segurança das instalações, equipamentos e fornecimento da energia elétrica.

3. POTÊNCIA REATIVA E CONTROLE DE TENSÃO

Uma linha de transmissão é um guia de campos elétrico e magnético, que conecta a energia reativa fornecida normalmente pelos geradores à consumida pela carga. Seu valor depende do comprimento da linha e de sua classe de tensão.

Quando a linha opera em vazio ou com carga leve, predomina o campo elétrico, e a linha se comporta como um capacitor, fornecendo energia reativa ao sistema. Por sua vez, em carga pesada, cuja situação extrema é a operação em curto-circuito, há predominância do campo magnético, e a linha absorve energia reativa. Quando a linha opera em regime com a potência natural, há equilíbrio entre a energia nos campos elétrico e magnético, o fator de potência é constante ao longo de todo o seu comprimento, e a linha não consome energia reativa do sistema alimentador.

Somente uma parcela bastante pequena dessa energia, cuja geração é, em geral, de custo elevado, pode ser fornecida ou absorvida pelo sistema, de forma que outras fontes de energia reativa são necessárias. A forma de evitar o transporte de energia reativa através das linhas consiste na produção e absorção da energia reativa junto do receptor,

inclusive daquela requerida pela rede alimentada. Para tanto, pode-se utilizar reatores indutivos para satisfazer as necessidades de energia reativa das linhas.

Os parâmetros elétricos de uma linha de transmissão – indutância e capacitância por unidade de comprimento – são predeterminados e função pouco flexível de suas características físicas, rígidas para a configuração construtiva. Dado o comprimento da linha, as constantes generalizadas do quadripolo estão estabelecidas e, por conseguinte, estão igualmente estabelecidos o fluxo de potências ativa e reativa e as relações entre tensões e correntes terminais.

A figura 1 mostra, de forma simplificada, um sistema elétrico com duas barras adjacentes interligadas pela linha de transmissão de reatância indutiva X .

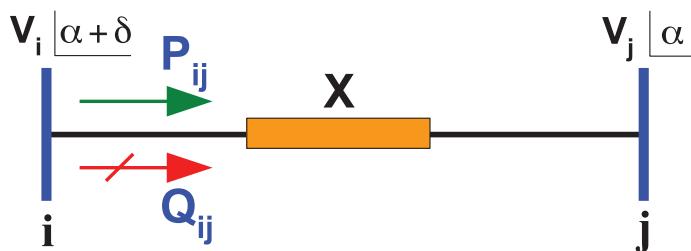


Figura 1 – Sistema elétrico e fluxo de potência ativa e reativa

A transferência de potência ativa e potência reativa entre as barras i e j , com tensões V_i e V_j defasadas do ângulo de fase d , pode ser representada pelas seguintes expressões.

Potência ativa P_{ij}

$$P_{ij} = \frac{|V_i| \cdot |V_j|}{X} \cdot \sin \delta \quad [MW] \quad (\text{E01})$$

Potência reativa Q_{ij}

$$Q_{ij} = \frac{|V_j|}{X} \cdot (|V_i| \cdot \cos \delta - |V_j|) \quad [Mvar] \quad (\text{E02})$$

Das expressões acima, observamos que:

- A alteração do ângulo de defasagem angular d , entre as tensões das barras, causa uma alteração maior no fluxo da potência ativa P_{ij} entre as barras.
- A alteração no fluxo da potência reativa Q_{ij} entre as barras, causa uma alteração maior dos módulos das tensões nas barras.

É possível, sem que as características físicas das linhas sejam modificadas, alterar suas características de transmissão, atuando sobre o seu circuito elétrico por meio da instalação de equipamentos para regular os fluxos das potências ativa e reativa e as relações entre tensões e correntes terminais.

ções entre as tensões terminais, bem como neutralizar o efeito do excesso de reatância capacitativa, o excesso de reatância indutiva, ou mesmo ambos. Também é possível alterar artificialmente o comprimento elétrico da linha. Qualquer que seja a situação, o grau de compensação é um problema técnico-econômico.

Função no Sistema Elétrico

Os reatores têm a função de reduzir ou mesmo anular certos efeitos indesejáveis da operação da linha, tão mais acentuados quanto maior seu comprimento, como, por exemplo, o efeito Ferranti ou as excessivas quedas de tensão em regime de carga elevada. A figura 2 mostra a variação de tensão ao longo de uma linha de transmissão de extra-alta tensão em função do carregamento da linha.

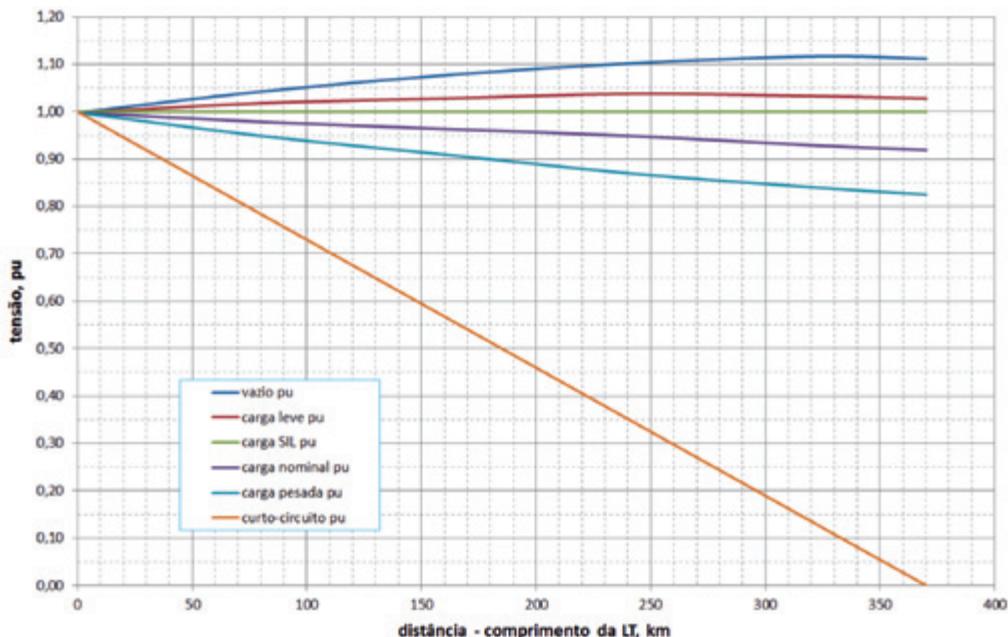


Figura 2 – Linha de transmissão: carga e perfil da tensão

O reator em derivação visa neutralizar o efeito da reatância da linha. Reator em derivação indutivo é empregado para compensar a reatância capacitativa natural da linha. Com essa compensação procura-se, principalmente, a neutralização do efeito Ferranti, ligando-se a ambas as extremidades das linhas reatores indutivos de indutância variável. As tensões nas extremidades da linha são mantidas no valor desejado.

O emprego dos reatores não elimina a elevação das tensões no meio da linha, atuando somente em suas extremidades. As tensões em pontos intermediários podem também ser reduzidas ao nível da tensão no transmissor, em vazio, com a instalação de reatores em pontos intermediários. Neste caso, cada trecho de linha deverá ser considerado como um quadripolo, assim como cada reator.

A conveniência da compensação total, como também do emprego de reatores intermediários, está relacionada com a coordenação do isolamento da linha e os investimentos necessários, que, principalmente neste último caso, são bastante elevados.

Os reatores, em geral, são ligados diretamente ao barramento de saída das linhas, nos sistemas em tensões mais elevadas, sendo, no entanto, comum empregar para esse fim enrolamentos terciários dos transformadores terminais em sistemas de tensões mais baixas.

Compensando-se toda a reatância indutiva por meio de capacitores série e toda a reatância capacitativa por reatores indutivos de derivação, a linha se comporta como um circuito puramente resistivo, possuindo resistência série e resistência em derivação. Nesse caso, a queda de tensão em módulo é função da corrente na linha e do valor de sua resistência, e sua fase depende exclusivamente do fator de potência do receptor da linha. Com isso, a linha não necessita de energia reativa, exceto durante o transitório de energização.

Em geral, não se visa à compensação total, contentando-se com compensação parcial, com o objetivo de assegurar condições ótimas de funcionamento, tanto sob o ponto de vista da estabilidade do sistema, como da regulação de tensões, como de potências reativas.

É possível ainda alterar artificialmente o comprimento de uma linha em relação ao comprimento de onda por meio de duas soluções: seu encurtamento, pela compensação integral dos elementos reativos, reduzindo-se a um circuito resistivo, ou seu prolongamento no sentido de seu comprimento elétrico se tornar equivalente a uma linha de meia-onda.

4. REATOR EM DERIVAÇÃO

O reator em derivação é um dos principais equipamentos elétricos utilizados para o controle de tensão. Tem a função de absorver o excesso de potência reativa capacitativa do sistema de transmissão, reduzindo e mantendo o valor da tensão em nível adequado para a operação controlada do sistema elétrico. Tem ainda a função de reduzir sobretenções nos surtos de manobra.

A figura 3 mostra um diagrama equivalente simplificado de um sistema elétrico de potência, incluindo a utilização de reator em derivação conectado à linha de transmissão, à barra de subestação e ao terciário de um autotransformador.

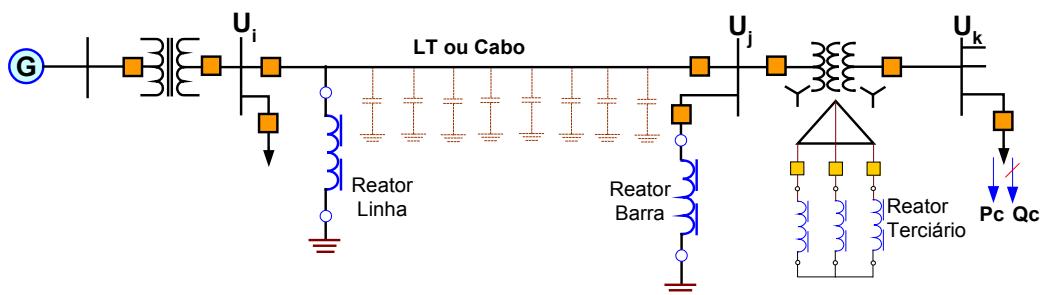


Figura 3 – Sistema elétrico de potência e reator em derivação

Modernamente, são utilizados reatores em derivação de potência constante (controle de tensão por degrau único de potência reativa) e reatores em derivação de potência variável (VSR, controle de tensão por múltiplos degraus de potência reativa).

A unidade de potência elétrica de um reator em derivação é var (volt-ampère reativo). Tipicamente, a potência nominal de reatores em derivação monofásicos, relacionada à tensão nominal, é 27, 33, 40, 55, 60, 100, 110, 133 Mvar etc. A figura 4 mostra a vista geral de reatores monofásicos de 40 Mvar-525/kV e de 133 Mvar-765/kV instalados nas correspondentes subestações.



Figura 4 – Reatores em derivação: 40 Mvar- $525/\sqrt{3}$ kV e 133 Mvar- $765/\sqrt{3}$ kV

Em resumo, o reator em derivação tem, portanto, as seguintes funções sistêmicas:

- Compensação reativa de linhas de transmissão.
- Variação artificial do comprimento de linhas.
- Redução de sobretensões em surtos de manobra.

O reator em derivação, de acordo com sua localização no sistema elétrico, pode ser classificado como:

- Reator de linha.
- Reator de barra.
- Reator de terciário.

Princípio Básico e Propriedades Gerais

Um reator em derivação é um equipamento eletromecânico constituído fundamentalmente de um enrolamento com núcleo de ar ou montado concêntrico a um núcleo magnético.

O reator com núcleo de ar é constituído por um enrolamento e uma estrutura mecânica adjacente, com projeto e construção adequados para a operação com expectativa de vida longa imerso no ar ambiente. O reator com núcleo magnético é constituído de um enrolamento concêntrico ao núcleo magnético, com projeto e construção adequados para a operação com expectativa de vida longa imerso, em geral, em óleo mineral isolante.

O funcionamento de um reator em derivação fundamenta-se nos princípios físicos representados através da Lei de Ampère e da Lei de Faraday da teoria do eletromagnetismo. Segundo a Lei de Ampère, a corrente elétrica em um circuito elétrico estabelece um campo magnético, enquanto que, segundo a Lei de Faraday, um circuito imerso em um campo magnético variável é submetido a uma tensão elétrica.

A figura 5 mostra o arranjo do núcleo e enrolamento de um reator em derivação monofásico com núcleo magnético.

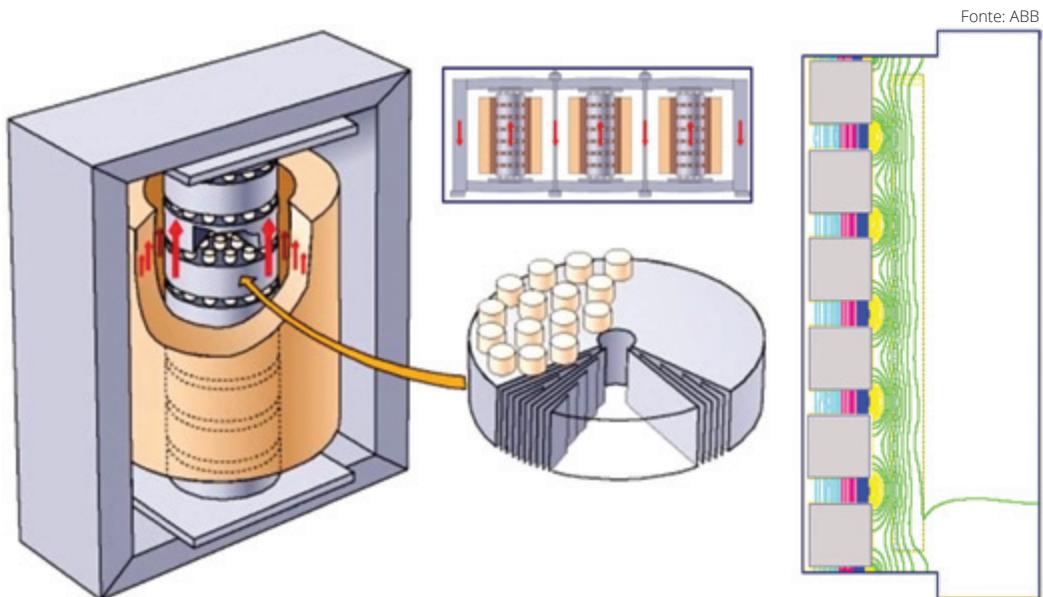


Figura 5 – Reator em derivação e distribuição do fluxo magnético

Em um reator, o fluxo magnético principal no núcleo é determinado essencialmente pela tensão de fase aplicada entre os terminais do enrolamento. Assim, para a tensão alternada $u(t)$ de frequência f aplicada entre os terminais do enrolamento de N espiras de um reator, cujo valor instantâneo é representado por:

$$u(t) = U_{\max} \cdot \operatorname{sen}(2\pi ft) \quad (\text{E03})$$

Resulta um fluxo magnético principal alternado através do enrolamento, cujo valor instantâneo é determinado através da Lei de Faraday:

$$u(t) = -N \cdot \frac{d\phi(t)}{dt} \quad (\text{E04})$$

E da correspondente integral da tensão instantânea alternada aplicada, isto é:

$$\phi(t) = -\frac{1}{N} \cdot \int_t u(t) \cdot dt = -\frac{1}{N} \cdot \int_t U_{\max} \cdot \sin(2\pi ft) \cdot dt \quad (\text{E05})$$

Resultando

$$\phi(t) = -\frac{U_{\max}}{2\pi f \cdot N} \cdot \cos(2\pi ft) = -\Phi_p \cdot \cos(2\pi ft) \quad (\text{E06})$$

Assim, o valor de crista do fluxo magnético F_p , o qual concatena as N espiras do enrolamento, é então determinado através de:

$$\Phi_p = \frac{U_{\max}}{2\pi f \cdot N} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{\max}}{\sqrt{2} \cdot 2\pi f \cdot N} = \frac{U_{rms}}{2\pi f \cdot N / \sqrt{2}} = \frac{U_{rms}}{4,44 \cdot f \cdot N} \quad (\text{E07})$$

Com isso, o fluxo magnético nos jugos e colunas de retorno, do núcleo de um reator monofásico com coluna principal e duas colunas de retorno, resulta:

$$\Phi_r = \frac{1}{2} \cdot \Phi_p \quad (\text{E08})$$

O fluxo magnético principal F_p é dividido em duas componentes F_c e F_a determinadas através de:

$$\Phi_c = \Phi_p \cdot \frac{\mathfrak{R}_a}{\mathfrak{R}_a + \mathfrak{R}_m} \quad (\text{E09})$$

E

$$\Phi_a = \Phi_p \cdot \frac{\mathfrak{R}_m}{\mathfrak{R}_a + \mathfrak{R}_m} \quad (\text{E10})$$

Onde:

- Φ_c é o fluxo magnético nos segmentos e entreferros (*gaps de ar*) da coluna central.
- Φ_a é o fluxo magnético na área determinada pelo canal axial entre a coluna central do núcleo e o enrolamento adjacente.
- \mathfrak{R}_m é a relutância magnética da rota (caminho) do fluxo magnético nos segmentos e entreferros (*gaps de ar*) da coluna central.
- \mathfrak{R}_a é a relutância magnética da rota do fluxo magnético no canal axial entre a coluna central do núcleo e o enrolamento adjacente.

De forma genérica, a relutância magnética é determinada através de:

$$\mathfrak{R} = \frac{\ell}{\mu_r \cdot \mu_o \cdot A} \quad (\text{E11})$$

E a permeância magnética correspondente é dada então por:

$$G = \frac{1}{\mathfrak{R}} \quad (\text{E12})$$

Onde:

- \mathfrak{R} [A/V·s] é a relutância magnética da rota do fluxo magnético de interesse.
- G [V·s/A] é a permeância magnética da rota do fluxo magnético de interesse.
- μ_r [pu] é o valor da permeabilidade relativa do material da rota do fluxo magnético de interesse.
- $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ [V·s/A·m ou H/m] é o valor da permeabilidade magnética do vácuo.
- ℓ [m] é o comprimento da rota do fluxo magnético de interesse.
- A [m²] é a área da secção transversal da rota do fluxo magnético de interesse.

Em um circuito magnético, é importante lembrar que, em uma rota fechada de fluxo magnético, relutância magnética total resulta da soma das relutâncias parciais correspondentes conectadas em série. Isto é:

$$\mathfrak{R}_{tot} = \mathfrak{R}_1 + \mathfrak{R}_2 + \dots + \mathfrak{R}_{n-1} + \mathfrak{R}_n = \sum_{i=1}^n \mathfrak{R}_i \quad (\text{E13})$$

Por sua vez, fluxos magnéticos distribuídos em rotas paralelos são somados em um fluxo total que pode ser determinado através da soma das permeâncias magnéticas conectadas em paralelo. Isto é:

$$G_{tot} = G_1 + G_2 + \dots + G_{n-1} + G_n = \sum_{i=1}^n G_i \quad (\text{E14})$$

De outra forma, em um reator em derivação monofásico, o circuito magnético correspondente pode ser descrito através da Lei de Hopkinson, a qual determina o fluxo magnético principal em função da força magnetomotriz estabelecida pela corrente I no enrolamento de N espiras do reator. Isto é:

$$N \cdot I_{max} = \mathfrak{R} \cdot \Phi_p = \frac{1}{G} \cdot \Phi_p \quad (\text{E15})$$

Considerando agora que a variação de corrente instantânea em um circuito elétrico indutivo com indutância L (H ou Vs/A) estabelece uma queda de tensão determinada por:

$$\Delta u = L \cdot \frac{di(t)}{dt} \quad (\text{E16})$$

Sendo o circuito elétrico um enrolamento com N espiras, tem-se da Lei de Faraday representada pela equação (E05) que a queda de tensão nos terminais do enrolamento pode ser relacionada à variação do fluxo magnético através do enrolamento. Assim, con-

siderando ambas as equações (E05) e (E16) resulta então:

$$\Delta u = -u(t) \Rightarrow L \cdot \frac{di(t)}{dt} = N \cdot \frac{d\phi(t)}{dt} \quad (\text{E17})$$

Ou então

$$L = N \cdot \frac{d\phi(t)}{di(t)} \quad (\text{E18})$$

Ou seja, a relação entre as variações instantâneas do fluxo magnético produzido pela corrente que circula no mesmo enrolamento de N espiras determina a indutância elétrica própria L do enrolamento.

Em circuitos lineares, nos quais a permeabilidade magnética do núcleo do enrolamento tem valor constante, o valor de pico Φ_p do fluxo magnético $\phi(t)$ é uma função linear do valor de pico I_{max} da corrente instantânea $i(t)$. Assim, a expressão (E18) pode ser escrita na forma:

$$L = N \cdot \frac{\Phi_p}{I_{max}} \quad (\text{E19})$$

Onde:

- L [L ou V.s/A] é o valor da indutância elétrica do enrolamento.
- N [adimensional] é o número de espiras do enrolamento.
- I_{max} [A] é o valor de pico da corrente elétrica $i(t)$ estabelecida no enrolamento quando a tensão instantânea $u(t)$ é aplicada aos seus terminais.

Em circuitos não lineares contendo materiais ferromagnéticos (onde a permeabilidade magnética do núcleo do enrolamento não tem valor constante), o valor de pico Φ_p do fluxo magnético $\phi(t)$ pode ser descrito por uma função não linear do valor de pico I_{max} da corrente instantânea $i(t)$. De forma geral:

$$\Phi_p = f(i) \quad (\text{E20})$$

A expressão (E19) é válida para reatores com núcleo de material ferromagnético com entreferros (*gaps* de ar), desde que o material magnético (lâminas de FeSi) não esteja saturado. Quando o material magnético entra em saturação, a indutância L torna-se uma função não linear da corrente elétrica. O valor da indutância é reduzido até o valor da corrente que resulta na saturação completa do material magnético. A partir desse valor de corrente, a indutância torna-se novamente linear com um valor menor. A figura 6 mostra a curva característica do núcleo magnético com entreferros (*gaps* de ar), onde se destacam os segmentos lineares e o segmento não linear desta.

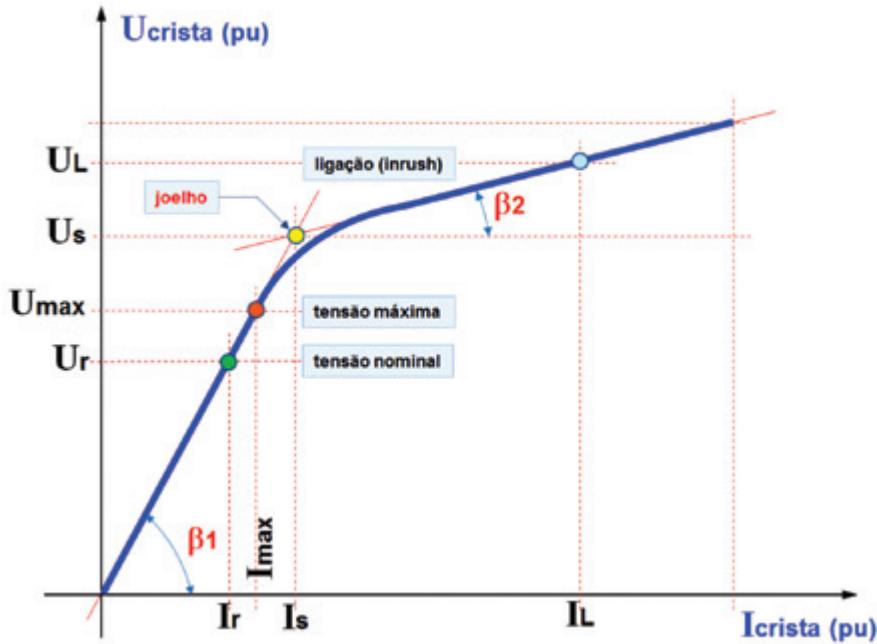


Figura 6 – Reator em derivação e característica do núcleo magnético com entreferros

Adicionalmente, da expressão (E15) tem-se:

$$\Phi_p = \frac{N \cdot I_{\max}}{\mathfrak{R}} \quad (\text{E21})$$

Assim, da expressão (E19) a indutância pode ser escrita como:

$$L = N \cdot \frac{\Phi_p}{I_{\max}} = N \cdot \frac{N \cdot I_{\max}}{I_{\max} \cdot \mathfrak{R}} = \frac{N^2}{\mathfrak{R}} \quad (\text{E22})$$

Ou

$$L = \frac{N^2}{\mathfrak{R}} = N^2 \cdot G \quad (\text{E23})$$

Isto é, a indutância L pode ser facilmente calculada se a relutância magnética \mathfrak{R} ou a permeância magnética G é conhecida.

Em detalhe, a relutância magnética \mathfrak{R} ou a permeância magnética G dos caminhos (rotas) magnéticos de interesse na coluna central do núcleo e no canal axial interno ao enrolamento é determinada através das dimensões geométricas e das propriedades magnéticas dos materiais desses caminhos magnéticos.

Tipos de Reatores em Derivação

Tipos de Ligação – Não Manobrável ou Manobrável

Quanto à forma de conexão ao sistema elétrico, o reator em derivação pode ser classificado como não manobrável (ligação fixa e permanente ao sistema elétrico) ou manobrável (ligação temporária ao sistema elétrico e manobrável através de disjuntor).

Tipos de Núcleo – Ar ou Ferromagnético

O reator em derivação pode ter núcleo:

- Núcleo de ar ou
- Núcleo magnético.

Reator em derivação com núcleo de ar é raramente utilizado no sistema elétrico no Brasil. Em geral, apresentam grandes dimensões quando comparados a reatores equivalentes com núcleo magnético. Todavia, na América do Norte, reatores em derivação com núcleo de ar são largamente utilizados quando conectados ao enrolamento terciário de um autotransformador.

No Brasil, a maioria dos reatores em derivação utilizados no sistema elétrico é do tipo núcleo magnético. A coluna principal (com enrolamento) do núcleo magnético é constituída de segmentos de material ferromagnético com entreferros (*gaps de ar*) entre os segmentos. Este núcleo é denominado de núcleo com entreferros (ou *gapped core*). Essa solução em geral resulta em reator mais compacto, com perdas reduzidas e mais econômico.

Número de Fases – Monofásicos ou Trifásicos

A escolha entre reatores trifásicos e bancos de unidades monofásicas depende de análises técnicas e econômicas, que consideram os seguintes aspectos fundamentais:

- Custo do investimento.
- Confiabilidade e a necessidade de unidade (fase) reserva.
- Limitações de transporte (peso e altura máxima).
- Limitações de capacidade de fabricação.
- Limitações de capacidade de ensaios em fábrica.

No Brasil, em geral, são utilizados no sistema elétrico de potência bancos trifásicos de reatores de alta tensão formados por unidades monofásicas, sendo as fases elétricas conectadas em estrela aterrada (Yo). Os reatores de terciário são em geral reatores trifásicos, sendo as fases elétricas conectadas em estrela não aterrada (Y).

Aspectos Construtivos

A figura 7 mostra uma vista geral de arranjos típicos da parte ativa de reator em derivação de acordo com duas tecnologias de prensagem axial da coluna principal do núcleo com entreferros.

Fonte: ABB

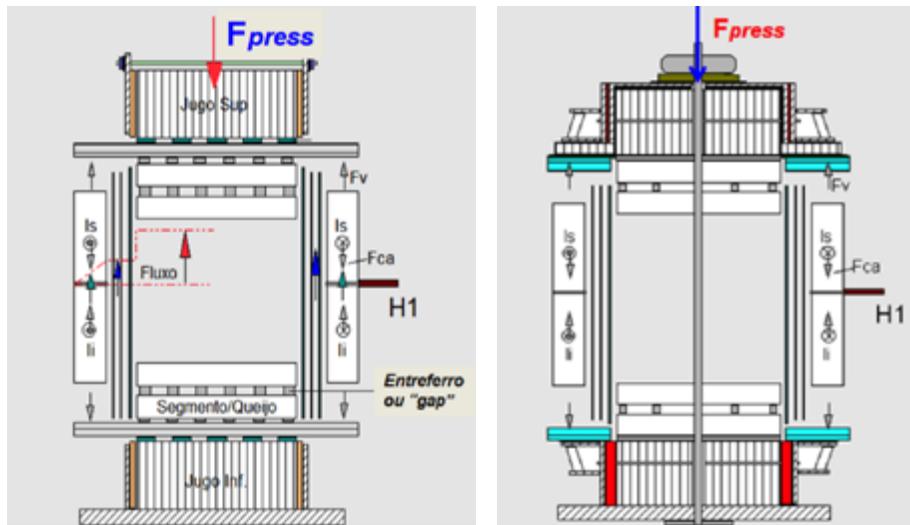
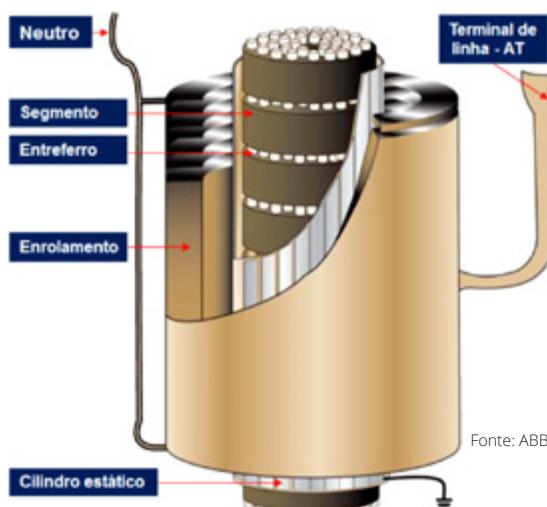


Figura 7 – Reator em derivação: arranjos de parte ativa e tecnologia de prensagem

Componentes de um Reator em Derivação

A figura 8 mostra uma vista esquemática da coluna principal do núcleo magnético com entreferros (gaps de ar). Um reator em derivação com núcleo ferromagnético é formado basicamente pelos seguintes componentes:



Fonte: ABB

Figura 8 – Reator em derivação e componentes internos

- **Núcleo magnético** – construído de material tipo aço ferromagnético (FeSi). O núcleo magnético tem a função de estabelecer uma rota para o fluxo magnético estabelecido pela corrente no enrolamento. Adicionalmente, o núcleo magnético apresenta característica tensão-corrente (U.I) linear até um valor elevado de tensão. Dessa forma, uma indutância de valor elevado é também obtida, otimizando a capacidade de potência reativa do reator.
- **Enrolamento** – em um reator em derivação, o enrolamento é formado por várias bobinas e espiras, as quais são construídas de condutores de cobre eletrolítico isolados tipicamente com papel isolante. Em geral, um único enrolamento é utilizado. Em alguns casos específicos, utiliza-se ainda um enrolamento secundário de baixa potência e tensão para alimentar cargas de serviços auxiliares em subestações remotas e/ou cargas locais de baixa potência.
- **Acessórios** – radiadores, buchas e dispositivos de comando, controle e proteção própria do reator.

A parte ativa de um reator em derivação é constituída de núcleo, estrutura mecânica do núcleo, enrolamento e suas conexões.

Núcleo

O núcleo de reator em derivação apresenta arranjos específicos dependentes do número de fases e de requisitos especificados. A figura 9 mostra três arranjos normalmente utilizados.

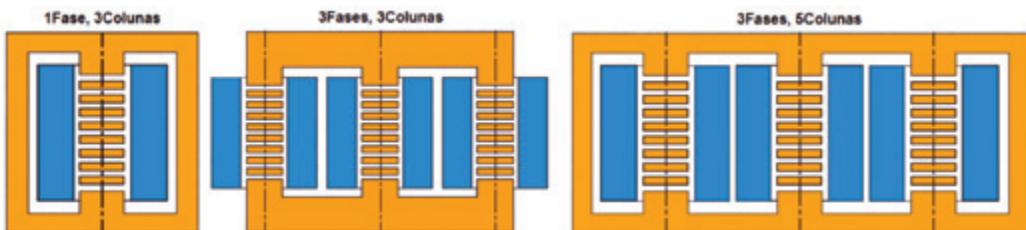


Figura 9 – Reator em derivação e arranjos de núcleo

O núcleo magnético de um reator em derivação é constituído de chapas (laminações) de aço magnético com adição de silício (FeSi). As chapas são laminadas a frio e isoladas com resina isolante adequada (espessura reduzida, elevada resistência mecânica e elevada resistência elétrica).

O núcleo magnético de um reator, diferentemente do núcleo de um transformador, tem a sua coluna (ou colunas) principal (ou principais) com enrolamento, constituída pela combinação alternada de segmento (queijo) de aço magnético e espaçadores (entreferros ou *gaps* de ar) de cerâmica. Cada um dos segmentos (queijo) de aço magnético é laminado radialmente. A figura 10 mostra, como exemplo, um segmento com espaçadores de cerâmica (*gaps* de ar).

Fonte: ABB



Figura 10 – Reator em derivação: segmento, espaçadores e entreferro

O fluxo magnético nos entreferros é caracterizado por uma distorção elevada. A laminação dos segmentos na direção radial permite que o fluxo magnético seja direcionado nas lâminas anisotrópicas de FeSi em sua direção de menor perda e de maior permeabilidade magnética, reduzindo em consequência as perdas no núcleo magnético e sobreaquecimentos localizados nos segmentos da coluna do núcleo.

Adicionalmente, a corrente alternada no enrolamento estabelece um fluxo magnético alternado no núcleo magnético. A reorientação, a cada meio período, estabelece forças eletromagnéticas axiais pulsantes (*pulling forces*) nos segmentos da coluna com enrolamento, dando origem a vibrações mecânicas, as quais são então transferidas à estrutura do núcleo e então, através do óleo, às laterais do tanque do reator.

Assim, a estrutura mecânica do núcleo magnético deve levar em conta as solicitações mecânicas estabelecidas por essas forças, incluindo a possibilidade de ocorrência de ressonâncias mecânicas. Naturalmente, a estrutura mecânica do tanque do reator em derivação deve ser dimensionada adequadamente para minimizar as vibrações mecânicas resultantes, incluindo a eventual ocorrência de ressonâncias mecânicas.

Caso seja necessário que a impedância de sequência zero seja igual à de sequência positiva, os núcleos dos reatores trifásicos são construídos com cinco colunas, o que possibilita também redução na altura. Em casos especiais, o núcleo pode ser formado por três núcleos monofásicos. Não sendo importante essa igualdade de impedâncias, os reatores trifásicos podem ter as três colunas do núcleo dispostas em um plano (configuração geralmente mais utilizada) ou em um triângulo equilátero.

Enrolamentos

Em um reator em derivação, em geral os seguintes tipos de enrolamentos são utilizados, dependendo do nível de tensão:

- **Disco contínuo** – tipicamente utilizado em altas tensões até aproximadamente 92kV (BIL 450kV).
- **Disco contínuo com blindagens internas (*shielded disk*)** – utilizados em altas tensões até 345kV (BIL 1.175kV). Alguns fabricantes utilizam essa tecnologia mesmo para maiores níveis de tensão.
- **Disco em camada (*disk layer*)** – utilizados em altas tensões até 245kV (BIL 1.050kV). Alguns fabricantes utilizam essa tecnologia mesmo para maiores níveis de tensão.

- **Disco entrelaçado** – utilizados em extra-alta e ultra-alta tensões. Esse tipo de enrolamento é caracterizado por sua elevada capacidade séria, resultando em distribuição aproximadamente linear das tensões do tipo impulso de alta frequência.
- **Disco parcialmente entrelaçado** – utilizados em extra-alta e ultra-alta tensões. Esse tipo de enrolamento é uma combinação do enrolamento tipo disco entrelaçado (em segmento adjacente ao terminal de entrada) e de disco contínuo. Assim, combina os benefícios de alto desempenho dos discos entrelaçados com o de fabricação otimizada das bobinas em disco contínuo.
- **Camada** – utilizados em extra-alta tensão. Nesse tipo de enrolamento, as camadas concêntricas são ligadas em série com isolamento interno (entre espiras e entre camadas), adequadamente dimensionada para todas as formas de onda das tensões especificadas.

Isolação

O isolamento dos reatores é constituído, basicamente, de óleo e celulose (papel e *presspan*) e sua estrutura é semelhante à do isolamento dos transformadores. O óleo tem, ainda, a função de resfriamento do reator.

Os condutores (em geral de cobre eletrolítico) das bobinas do enrolamento são envolvidos em tiras de papel, que formam a isolamento entre condutores adjacentes (espiras ou condutores paralelos). O papel isolante deve ter características elétricas, térmicas e mecânicas de acordo com o limite de elevação de temperatura do reator (55°C, 65°C ou 95°C). Os condutores são enrolados em cilindros de *presspan*, que proporcionam fixação mecânica e isolamento entre enrolamentos de fase e entre estes e o núcleo. Tiras de *presspan*, fixadas nesses cilindros, no sentido axial, formam canais de óleo que, além de contribuírem para a isolamento, facilitam o resfriamento.

Barreiras isolantes adicionais (*presspan*) são, em geral, usadas entre enrolamentos de fases diferentes e entre enrolamentos e o núcleo e o tanque. Além de suas funções isolantes, essas barreiras diminuem a espessura dos canais de óleo, o que aumenta a rigidez dielétrica nesses canais (kV/mm). Sempre que possível, a localização das barreiras deve coincidir com superfícies equipotenciais, para evitar, assim, o risco de descargas superficiais.

Resfriamento

O reator em derivação é tipicamente resfriado a óleo. A potência de perdas (no núcleo, no enrolamento, nas estruturas metálicas internas e externas) é transferida para o óleo isolante. Então, o óleo em circulação (natural ou forçada) transfere a sua energia térmica para as superfícies do tanque e do sistema de resfriamento para o ambiente externo.

Os modos de transferência de calor são os seguintes:

- Condução é a transferência de calor através da isolação e aço para as superfícies e os dutos de resfriamento.
- Convecção natural ou forçada é a extração do calor pelo movimento de um fluido.
- Radiação é a transferência de calor da superfície externa do tanque e/ou sistema de resfriamento para a atmosfera.

5. REQUISITOS FUNCIONAIS

Tolerância do Valor da Reatância

Admite-se tolerância de $\pm 2,0\%$ por fase em relação ao valor especificado para a reatância, sendo que nenhum valor medido de qualquer das três fases pode se afastar mais do que 1% do valor médio medido das três fases.

Esquema de Aterramento

Os reatores podem considerar os seguintes esquemas de aterramento:

- Estrela solidamente aterrada.
- Estrela aterrada através de impedância.

A necessidade de adoção de reator de neutro deverá ser identificada nos estudos de religamento monopolar, considerando a frequência da rede entre 56 Hz e 66 Hz. Caso seja necessário o uso de impedância de aterramento, o isolamento do neutro do reator deve ser dimensionado considerando esse equipamento.

Regime de Operação

Os reatores em derivação devem ser especificados para operar continuamente na máxima tensão operativa da rede durante toda a sua vida útil.

Os reatores manobráveis devem ser especificados para suportar os transitórios, devido às manobras de abertura e fechamento diárias de seus disjuntores durante toda a sua vida útil.

As manobras de abertura e fechamento de reatores em derivação não devem provocar sobretensões inadmissíveis ou transitórios de frequência elevada que possam colocar em risco os demais equipamentos da subestação, nem o próprio reator manobrado. Além disso, sua manobra não deve provocar reignição ou reacendimento do arco nos disjuntos quando de sua manobra.

Vida Útil

Os reatores em derivação submetidos ao regime de operação estabelecido devem ser especificados para a expectativa de vida útil de 36 anos, conforme Resolução Normativa Aneel nº 474/2012.

Perda

Para reatores em derivação trifásicos ou monofásicos de potência nominal igual ou superior a 5 Mvar e de tensão nominal do enrolamento de alta tensão igual ou superior a 230 kV, a perda total máxima, à tensão e frequência nominais, em porcentagem da potência nominal, deve atender ao estabelecido na tabela 1.

Tabela 1 – Perda total máxima, à tensão e frequência nominais, em porcentagem da potência nominal, para reatores em derivação trifásicos ou monofásicos de potência nominal igual ou superior a 5 Mvar e de tensão nominal do enrolamento de alta tensão igual ou superior a 230 kV

Potência nominal – Pn (Mvar)	Perda máxima
5 ≤ Pn < 10	0,70%
10 ≤ Pn < 15	0,60%
15 ≤ Pn < 20	0,50%
20 ≤ Pn < 30	0,40%
Pn < 30	0,30%

Para efeito de dimensionamento e especificação de reatores em derivação, a transmissora deve considerar a temperatura ambiente média do ponto de instalação.

Os reatores de linha conectados a terminais de banco de capacitores série deverão observar o disposto e ser especificados para operar continuamente com a máxima tensão possível em regime permanente, a qual deve ser calculada considerando a máxima tensão operativa no barramento da subestação terminal e a máxima corrente especificada para a operação do referido banco.

6. ESPECIFICAÇÃO DE REATOR EM DERIVAÇÃO

Normas

Normas e padronização são um método de definição de quantidades relacionadas a projeto e propriedades. Algumas vezes as normas também definem condições externas válidas para a operação do reator. Por exemplo: um reator deverá ser capaz de operar com uma carga definida até uma determinada condição de temperatura ambiente, sem exceder determinados limites de temperaturas internas.

Cada país tem, normalmente, sua própria norma. Por exemplo:

- ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas [1,2,3].
- IEC – *International Electrotechnical Commission* [4,5,6,7].
- IEEE – *Institute of Electric and Electronic Engineers* [8,9,10,11].
- ANSI – *American National Standards Institute*.
- BSI – *British Standards Institution*.

Atualmente, há uma tendência para a unificação das normas nacionais. Em particular, dentro de áreas da eletrotécnica, as normas IEC têm aceitação crescente. As normas técnicas ABNT NBR são, em geral, fundamentadas nas normas técnicas IEC correspondentes.

Dados de Especificação

O regime de operação normal é controlado pelos seguintes parâmetros:

- Frequência nominal (f).
- Número de fases.
- Potência reativa nominal.
- Tensão nominal (U_p).
- Tensão máxima operativa (U_{max}).
- Tipo de ligação.
- Tipo de aterramento do neutro.
- Níveis de isolamento dos terminais do enrolamento (fase e neutro).
- Linearidade da curva de magnetização tensão *versus* corrente ($U \times I$).
- Perdas totais.
- Fatores de otimização de perdas.
- Limites de elevações de temperaturas do óleo e enrolamento.
- Carregamento e expectativa de vida útil da isolação (reator).
- Tipo do sistema de resfriamento.
- Limite de nível de ruído.
- Limite da amplitude de vibração.

A especificação de um reator define e descreve as condições operacionais correspondentes. Em geral, contém informações relacionadas a:

- Regime normal de operação.
- Condições anormais de operação.
- Avaliação de perdas.

Condições anormais de operação podem incluir informações e requisitos para sobrecorrentes e sobretensões. Outros requisitos são a interação eletromagnética e transitória entre o reator e o sistema de elétrico adjacente.

Em geral, o projeto de um reator em derivação considera a otimização entre perdas totais e custos de fabricação. Dessa forma, é importante conhecer o valor das perdas totais quando da etapa de projeto do reator.

Os parâmetros de uma especificação influenciam a otimização geral de um reator. Por exemplo:

- Requisitos de nível de isolamento para o terminal de linha e neutro elevam as dimensões de um reator.
- Requisitos de linearidade elevada, nível de ruído reduzido e amplitude baixa de vibração mecânica resultam em núcleos de grande seção transversal.
- Limites reduzidos de elevações de temperatura do óleo e do enrolamento afetam o enrolamento e o sistema de resfriamento.

O valor especificado de tensão nominal (U_r); tensão máxima operativa (U_{max}); e limites de elevações de temperatura do óleo e enrolamentos são interdependentes e afetam o valor das perdas totais de um reator. Adicionalmente, deve ser observado que as dimensões de um reator são principalmente influenciadas pelo valor da tensão operativa máxima (U_{max}) enquanto as perdas totais são otimizadas, em geral, para as condições nominais (U_r).

Potência Nominal

Em um reator em derivação, a potência nominal é o valor da potência reativa (Q_r) especificada para a operação na tensão e frequências nominais. Para o caso de um banco trifásico formado por três reatores monofásicos, a potência nominal do banco trifásico é a soma da potência nominal dos três reatores monofásicos ($3 \cdot Q_r$). A unidade da potência de reator em derivação é o Mvar. Isto é:

$$Q_r = U_r \cdot I_r \quad [Mvar] \quad (E24)$$

Onde U_r é a tensão nominal à frequência nominal aplicada entre os terminais de linha de um reator trifásico ou entre os terminais do enrolamento de um reator monofásico.

A tensão de operação máxima (U_{max}) é a máxima tensão de operação à frequência nominal, na qual o reator é capaz de operar continuamente sem exceder os limites de elevação de temperatura especificados. A tensão U_{max} pode diferir da tensão máxima do equipamento (um).

Para a tensão máxima operativa especificada (U_{max}), a potência reativa máxima resulta:

$$Q_{rmax} = \left(\frac{U_{max}}{U_r} \right)^2 \cdot Q_r \quad (E25)$$

E a corrente máxima operativa (I_{\max}) correspondente resulta:

$$I_{r\max} = \left(\frac{U_{\max}}{U_r} \right) \cdot I_r \quad (\text{E26})$$

Onde:

- U_r [kVrms] é a tensão nominal especificada.
- I_r [Arms] é a corrente nominal.
- U_{\max} [kVrms] é a tensão máxima operativa especificada.
- Q_r [Mvar] é a potência reativa nominal especificada.

Tensão Nominal e Tensão Máxima Operativa

A tensão nominal (U_r) e a tensão máxima (U_{\max}) operativa devem ser claramente especificadas.

Adicionalmente, é muito importante especificar a tensão (nominal ou máxima) de referência para:

- A perda total de garantia.
- As elevações de temperaturas (óleo, enrolamento, ponto mais quente) de garantia.
- O nível de ruído audível (pressão acústica, dB(A)) de garantia.
- A vibração mecânica (μm)média e máxima das superfícies externas do tanque do reator.

Reatância e Indutância Nominal

A reatância nominal para a tensão e a frequência nominal especificada, em ohms por fase, é calculada a partir da potência e tensão nominal. Isto é:

$$X_r = \frac{U_r}{I_r} = \frac{U_r^2}{Q_r} \quad [\Omega / \text{fase}] \quad (\text{E27})$$

E a indutância correspondente resulta:

$$L_r = \frac{X_r}{2\pi f_r} = \frac{U_r^2}{2\pi f_r \cdot Q_r} \quad [\text{H} / \text{fase}] \quad (\text{E28})$$

Onde:

- U_r [kVrms] é a tensão nominal especificada.
- I_r [Arms] é a corrente nominal.
- U_{\max} [kVrms] é a tensão máxima operativa especificada.
- Q_r [Mvar] é a potência reativa nominal especificada.
- f_r [Hz] é a frequência nominal especificada.

Considerando a característica linear da relação ($U \propto I$), a reatância (X_t) e a indutância (L_t) têm valor constante mesmo para a tensão operativa máxima (U_{max}) maior que a tensão nominal (U_n).

Ligações Entre Enrolamentos

Os reatores em derivação (unidades trifásicas ou banco trifásico de unidades monofásicas) de sistemas elétricos de alta tensão são, em geral, conectados em **Yo** (estrela com neutro aterrado). O aterramento do neutro pode ser do tipo solidamente aterrado ou através de reator de aterramento, dependente de requisitos e da característica de aplicação do reator.

Quando ligado a enrolamento terciário de autotransformador, são tipicamente conectados em estrela com neutro isolado.

Níveis de Isolamento

Para reatores em derivação, devem ser especificados os níveis de isolamento correspondentes à tensão máxima operativa do seu terminal de linha:

- BIL – nível básico de impulso atmosférico (ondas plenas e ondas cortadas na cauda e, quando aplicável, onda cortada na frente).
- SIL – nível básico de impulso de manobra.
- AC – tensão suportável de curta duração um minuto à frequência industrial.
- AC – tensão induzida de longa duração com medição de descargas parciais.

De forma similar para o seu terminal de neutro, dependendo das condições de aterramento do terminal de neutro, são especificados os valores de BIL e AC tensão suportável de curta duração um minuto.

Limites de Elevações de Temperatura do Óleo e Enrolamento

Os limites de elevações de temperatura do óleo e enrolamentos são uma função das características térmicas dos materiais. Esses limites não devem ser ultrapassados, e a certificação de desempenho deve utilizar verificações de projeto, ou, de forma mais extensiva, ensaios de elevações de temperatura. Em geral, as elevações de temperatura média do enrolamento de 55°C, 65°C ou 95°C são indicadas na especificação técnica de compra do reator. Para 65°C, o papel isolante deve ser do tipo termoestabilizado e, para 95°C, o papel isolante deve ser o *Nomex®*.

É importante observar que, para instalação e operação em zonas geográficas de elevadas temperaturas ambiente, poderão ser especificados limites menores para as elevações de temperatura de garantia. Em geral, o sistema de resfriamento deve ser dimensionado para a condição de perdas totais referidas ao valor máximo da tensão operativa do sistema (um) e à temperatura de referência de perdas garantidas (75°C ou 85°C para elevação de temperatura média do enrolamento de 65°C).

Carregamento e expectativa de vida útil da isolação

De forma geral, um reator em derivação opera com fator de carga de aproximadamente 1.0pu. Isto é, quando em operação, a potência reativa absorvida pelo reator do sistema de potência é dependente exclusivamente do valor da tensão do sistema elétrico na barra (ou na linha) de conexão do reator.

Assim, para sistema elétrico com tensão máxima operativa (U_{\max}), a potência nominal máxima de regime permanente do reator deverá ser relacionada à tensão U_{\max} . Assim, a potência nominal do reator de regime permanente deve sempre ser também definida pela tensão máxima operativa (um) do sistema elétrico de interesse.

A expectativa de vida útil de um reator deve ser especificada e certificada para a condição de operação com tensão operativa máxima (U_{\max}) e não deve ser inferior a 36 anos.

Sistema de Resfriamento

O sistema de resfriamento de um reator em derivação é tipicamente especificado como ONAN (Óleo Natural e Ar Natural) ou KNAN (Éster Natural e Ar Natural). Em alguns casos, o sistema de resfriamento ONAF (Óleo Natural e Ar Forçado ou (KNAF) pode ser uma alternativa econômica para o reator, porém o custo adicional de sistema de alimentação auxiliar de energia e do sistema de comando, controle e proteção de motoventiladores próprio para o reator podem ser elevados e tornar a alternativa menos atraente.

Em geral, o sistema de resfriamento deve ser dimensionado para a condição de perdas totais referidas ao valor da tensão operativa máxima do reator (U_{\max}) e a uma temperatura de referência conforme especificadas na tabela 2.

Tabela 2 – Temperaturas de referência

Limites de elevação de temperatura do enrolamento – Método de variação da resistência ($^{\circ}\text{C}$)	Temperatura de referência ($^{\circ}\text{C}$)
55	75
65	85
95	115

Linearidade do Núcleo

A especificação de linearidade da curva de magnetização característica tensão *versus* corrente ($U \times I$) do núcleo magnético para valores elevados da tensão de operação, em relação à tensão nominal ou tensão máxima de operação, reflete diretamente nas dimensões do núcleo e massas de materiais ativos (aço magnético e cobre) e podem elevar as dimensões e o custo de um reator em derivação.

Assim, a especificação dos requisitos de linearidade deve ser estabelecida claramente e otimizada em conformidade com os resultados de estudos de sistema e para condições efetivas previstas para o sistema elétrico. Em geral, especifica-se que a curva deve ser linear até 150% da tensão nominal, a não ser que os estudos demonstrem a necessidade de restrições maiores. Os ensaios de levantamento da curva podem não atingir 150% da tensão nominal, dependendo do valor desta e das limitações dos laboratórios de ensaios.

Em geral, a curva característica de magnetização é apresentada em pu referida à tensão nominal e à corrente nominal nas seguintes alternativas:

- Valor de crista do fluxo magnético (equivalente ao valor médio da tensão) em função do valor de crista da corrente ou
- Valor eficaz (RMS) da tensão senoidal em função do valor eficaz (RMS) da corrente distorcida.

Suportabilidade a Sobretensões Dinâmicas

Em geral, os seguintes valores de suportabilidade a sobretensões dinâmicas satisfazem às condições usuais dos sistemas e podem ser especificados conforme tabela 3.

Tabela 3 – Duração e sobretensão dinâmica máxima

Duração	Unidade	Sobretensão dinâmica
2	segundos	1.43
10	segundos	1.35
20	segundos	1.25
60	segundos	1.20
8	minutos	1.15
1	hora	1.10

Características Especiais

Características especiais são características necessárias para o bom funcionamento do equipamento, devido a particularidades do sistema, de acordo com os resultados dos estudos. Não estão, em geral, previstas nas normas e devem ser objeto de acordo entre fabricante e comprador. Cita-se, como exemplo, a igualdade entre as impedâncias de sequência zero e de sequência positiva.

Perdas Totais e Otimização

Em um reator em derivação, as perdas totais estão presentes durante todo o tempo de operação do reator, desde o instante da energização, já que a tensão e corrente são aproximadamente constantes. Em um reator, não são definidas “perdas em vazio” e “perdas em carga”, bem como não é possível separar através de medição as perdas no aço magnético e as perdas adicionais por correntes de circulação.

As perdas totais de um reator em derivação são caracterizadas pelas seguintes componentes:

- Perdas no núcleo magnético.
- Perdas ôhmicas no enrolamento.
- Perdas adicionais no enrolamento e componentes estruturais.

Para reatores do tipo coluna com entreferros (*gapped core*), as perdas totais são geralmente distribuídas em: (i) perdas no núcleo 20-30%; (ii) perdas ôhmicas no enrolamento 60-75%; e (iii) perdas adicionais no enrolamento e componentes estruturais 5-15%.

As perdas totais de um reator em derivação são dependentes da tensão aplicada ao reator. Assim, a tensão de referência, para as perdas totais de qualificação para a garantia, deve ser claramente estabelecida.

Para uma potência nominal (ou máxima) especificada, as perdas no núcleo e enrolamento são uma função quadrática, respectivamente, da tensão e da corrente no enrolamento. Como as perdas ôhmicas nos condutores do enrolamento são inversamente proporcionais ao quadrado da área do condutor e o volume do condutor varia linearmente com a área, condutores com menores áreas transversais (menor volume) resultam em menores perdas no enrolamento. Por outro lado, a redução das perdas no enrolamento requer uma elevação do volume de material do enrolamento.

Da mesma forma, as perdas no núcleo são dependentes do quadrado da tensão aplicada. O fluxo magnético no núcleo é dependente da tensão elétrica e consequente corrente elétrica e do número de espiras do enrolamento. Assim, a elevação ou redução do fluxo magnético é proporcional à área, ou seja, volume do núcleo magnético.

Dessa forma, existe uma relação entre as perdas totais no reator e as dimensões físicas totais do reator em derivação. Dimensões elevadas resultam em massas elevadas e em uma elevação do custo de fabricação (mais material e tempo de fabricação). É possível estabelecer uma relação entre as perdas no reator e os custos de fabricação de interesse para a otimização do custo global de um reator.

Capitalização de Perdas

A especificação de valores realísticos para a avaliação econômica das perdas é muito importante e contribui para a otimização do projeto do reator em derivação.

Conhecendo a utilização planejada do reator para cada um dos anos, ao longo de sua vida útil, é possível calcular o custo anual das perdas. A capitalização dos custos anu-

ais das perdas ao valor presente, na data da compra, adicionada ao preço de compra do reator deve ser então minimizada de forma a otimizar o preço total do reator.

Reator e Circuito Equivalente

Em análises de sistemas elétricos, o reator em derivação pode ser representado por simples parâmetros lineares, quando fenômenos de regime permanente (frequência industrial) são considerados.

A representação é realizada de forma similar à utilizada para transformadores, porém sem considerar a transferência de surto e considerando que há apenas uma única indutância em vez das indutâncias de magnetização e de dispersão de um transformador.

Baixa Frequência

A figura 11 mostra o circuito equivalente de um reator em derivação para aplicação na análise de fenômenos de baixa frequência (típico até 3kHz).

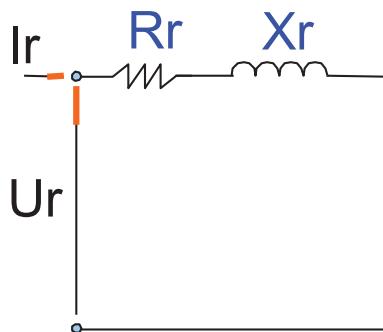


Figura 11 – Reator em derivação: circuito equivalente – Baixa frequência

A resistência equivalente R_r representa as perdas totais (perdas Joule $R.I^2$ e as perdas adicionais) enquanto que a reatância X_r representa a reatância do reator (não saturada ou saturada).

Média Frequência

A figura 12 mostra o circuito equivalente de um reator em derivação para aplicação na análise de fenômenos de média frequência (60Hz até 20kHz). Nesse circuito, são incluídas as capacitâncias do enrolamento.

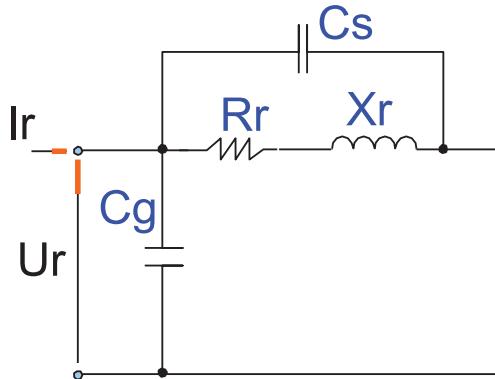


Figura 12 – Reator em derivação: circuito equivalente – Média frequência

A resistência equivalente R_r representa as perdas totais (perdas joule $R \cdot I^2$ e as perdas adicionais), enquanto que a reatância X_r representa a reatância do reator (não saturada ou saturada). A capacitância C_g representa as capacitâncias paralelas (enrolamento-núcleo; enrolamento-tanque; capacitância C_1 das buchas de fase e de neutro) enquanto a capacitância C_s representa a capacitância série do enrolamento

Alta Frequência

A figura 13 mostra o circuito equivalente de um reator em derivação para aplicação na análise de fenômenos de alta frequência (10kHz até 2MHz). Esse circuito equivalente pode ser obtido através da característica (calculada ou medida) da impedância de entrada do reator no domínio da frequência.

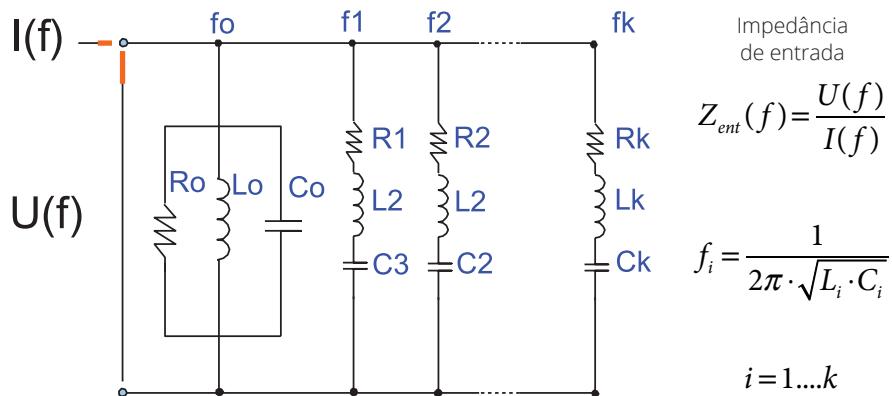


Figura 13 – Reator em derivação: circuito equivalente – Alta frequência

7. DESEMPENHO DE REATOR EM DERIVAÇÃO

O desempenho operacional de um reator em derivação é caracterizado por sua capacidade em operar de maneira confiável e sem falhas com desempenho técnico e econômico adequado das funções originalmente especificadas, ao longo do tempo de sua expectativa de vida útil.

Nesse contexto, são relevantes o desempenho eletromagnético, dielétrico, térmico, acústico e mecânico do núcleo, dos enrolamentos e dos seus acessórios principais, incluindo sistema de resfriamento e buchas.

Desempenho Eletromagnético

Ao energizar um reator em derivação à tensão de operação da rede elétrica, uma corrente elétrica é estabelecida no enrolamento do reator. Em consequência, a corrente elétrica estabelece um campo magnético no espaço ocupado adjacente ao enrolamento. A presença de materiais magnéticos, condutores e materiais metálicos não condutores nesse espaço resulta em induções, fluxos magnéticos, forças eletromagnéticas, perdas, aquecimentos distribuídos e/ou localizados, vibrações mecânicas e solicitações mecânicas correspondentes.

Fluxo Magnético e Indução Magnética

Quando energizado a uma rede elétrica com tensão de operação U, um reator em derivação de potência Q_r com um enrolamento de N espiras elétricas absorve da rede uma corrente elétrica de valor I. Nessas condições de operação, é estabelecida a força magnetomotriz I.N, à qual estão associados fluxos magnéticos. Esses fluxos magnéticos, quando avaliados nas regiões de interesse de um reator em derivação, estabelecem as seguintes induções (densidade de fluxo) magnéticas:

a) Indução magnética nos entreferros (*gaps*) da coluna principal

$$\hat{B}_G = \mu_o \cdot \frac{\sqrt{2} \cdot I \cdot N}{\sum H_G} \quad [T] \quad (\text{E29})$$

b) Indução magnética nos segmentos (*queijos*) da coluna principal

$$\hat{B}_C = \hat{B}_G \cdot \frac{k_G}{\eta_C} \quad [T] \quad (\text{E30})$$

c) Indução magnética no canal axial entre enrolamento da coluna principal

$$\hat{B}_L = \mu_0 \cdot \frac{\sqrt{2} \cdot I \cdot N}{H_C} \quad [T] \quad (\text{E31})$$

d) Indução magnética nos jugos do núcleo

$$\hat{B}_J = \hat{B}_C \cdot \frac{A_C}{A_J} + \hat{B}_L \cdot \frac{A_L}{A_J} \quad [T] \quad (\text{E32})$$

Onde:

- $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ [H/m = Vs/Am], permeabilidade magnética do ar.
- I [Arms], valor eficaz da corrente total no enrolamento.
- N [adimensional], número total de espiras elétricas conectadas em série no enrolamento.
- ΣH_G [m], somatória das alturas dos entreferros (*gaps*) na coluna principal.
- H_C [m], altura da coluna principal.
- A_C [m^2], área da secção transversal dos segmentos (queijos) da coluna principal.
- A_L [m^2], área da secção transversal do canal entre coluna principal e o enrolamento.
- A_J [m^2], área da secção transversal dos jugos do núcleo.
- k_G [pu], fator geométrico (função das dimensões dos segmentos e entreferros).
- h_C [pu], fator de espaço dos segmentos da coluna central.

Reator em derivação com núcleo magnético e coluna principal com entreferros distribuídos (*gapped core*) tipicamente são dimensionados com indução magnética nos segmentos na faixa de 1,2 – 1,6 T, dependente dos requisitos de linearidade da curva de magnetização (U.I), nível de ruído audível e de amplitude de vibração mecânica. Reator em derivação tipo Shell (núcleo envolvente) e reator com núcleo de ar e jugos magnéticos são dimensionados com indução magnética na faixa de 0,4 – 0,6 T. Reator em derivação com núcleo de ar são dimensionados com indução magnética ainda menor que 0,4 T. Portanto, é evidente que o reator em derivação com núcleo magnético com coluna principal com entreferros (*gapped core*) é que apresenta menor massa de material e maior efetividade.

Forças Eletromagnéticas

A variação da energia magnética no entreferro (*gap de ar*), devido ao movimento diferencial da coluna do núcleo, estabelece a força eletromagnética axial pulsante (*pulling force*) na coluna principal de um reator.

A não linearidade do núcleo do reator, caracterizada pela relação U x I de sua magnetização, indica que a força eletromagnética pulsante deve ser determinada no entre-

ferro para a condição de núcleo saturado e não saturado. O valor dessa força pode ser determinado através das expressões:

a) Núcleo magnético não saturado

$$F_p = \hat{B}_G \cdot \frac{A_c}{2 \cdot \mu_0} \quad [N] \quad (\text{E33})$$

Onde:

- $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ [H/m = Vs/Am], permeabilidade magnética do ar.
- A_c [m²], área da secção transversal dos segmentos (queijos) da coluna principal.
- B_G [T], valor de crista da indução magnética no entreferro (*gap*) da coluna principal.

b) Núcleo magnético saturado

$$F_{ps} = F_p \cdot k_s^2 \cdot (1 + k_L) \quad [N] \quad (\text{E34})$$

Onde:

- F_p [N], força eletromagnética pulsante (*pulling force*) nos entreferros da coluna principal do núcleo (*gapped core*).
- k_s [pu], fator de saturação definido pela relação entre as induções magnéticas de saturação e a nominal do núcleo.
- k_L [pu], fator de sobrecorrente definido pela combinação adequada da:
 - ▷ relação entre valores de pico da corrente máxima e da corrente nominal.
 - ▷ relação das indutâncias de núcleo saturado e não saturado.
 - ▷ relação das induções magnéticas no entreferro e no segmento da coluna principal (*gapped core*).

Sendo $k_s > 1,0$ e $kL > 0$, resulta que a força eletromagnética axial pulsante (*pulling force*) na condição de núcleo magnético saturado é muito superior à força correspondente sob a condição de operação nominal com núcleo não saturado. Assim, as pressões mecânicas nas superfícies dos segmentos e, em particular, nos espaçadores cerâmicos dos entreferros resultam em valores elevados. Isso indica que o material dos espaçadores deve apresentar elevada rigidez mecânica e que as forças axiais de prensagem residual da coluna principal do núcleo devem ser de valor elevado.

O valor da força pulsante pode atingir dezenas de toneladas. A pulsação desta força corresponde a duas vezes o valor da frequência industrial por segundo. Isto é, para a frequência de 60 Hz, a força magnética é aplicada a 120 vezes por segundo na coluna principal do núcleo.

Desempenho Térmico

Quando energizado sob a tensão de operação, perdas são estabelecidas no núcleo, no enrolamento e adicionais em componentes metálicos da parte ativa e do tanque. Em consequência, a confiabilidade operacional e a expectativa de vida são dependentes do desempenho térmico do reator em operação.

O desempenho térmico de um reator em derivação é certificado através de um conjunto de medições de temperaturas no ensaio de elevação de temperatura (óleo, enrolamento, partes metálicas) do reator em derivação. Este é um ensaio especial conforme definido na Norma ABNT NBR5386-6 de 2012Nov26.

Perdas Totais

Em um reator em derivação, a aplicação da tensão elétrica de operação no enrolamento, variável no tempo, estabelece a corrente de operação; e esta, o fluxo magnético principal no núcleo e o fluxo de dispersão do enrolamento. A condução da corrente elétrica no enrolamento de um reator, o fluxo magnético principal no núcleo e o fluxo de dispersão resultam em perdas elétricas nos componentes metálicos envolvidos.

As perdas totais (P_T) são determinadas através da expressão:

$$P_T = P_J + P_{Adic} \quad (E35)$$

Onde:

- P_J [W], perdas Joule nos condutores do enrolamento.
- P_{Adic} [W], perdas adicionais nos componentes metálicos do reator (núcleo, enrolamento, adicionais no enrolamentos, adicionais fora do enrolamento e em conexões internas).

As componentes P_J e P_{Adic} são as componentes das perdas totais que podem ser separadas durante o ensaio de medições de perdas do reator.

Perdas Joule (P_J)

A condução da corrente nos condutores do enrolamento desenvolve as perdas Joule ativas, ou perdas ôhmicas ($R \cdot I^2$) dependentes da condutividade do material do condutor e das dimensões deste. Sendo a condutividade do material uma função da temperatura, as perdas ôhmicas são então dependentes da temperatura do enrolamento.

Perdas adicionais (P_{Adic})

As perdas adicionais nos componentes metálicos do reator (núcleo, enrolamento, adicionais nos enrolamentos, adicionais fora do enrolamento e em conexões internas) são determinadas através da expressão:

$$P_{Adic} = P_N + P_{AE} + P_{AO} + P_L \quad [W] \quad (E36)$$

Sendo:

a) Perdas no núcleo (PN)

As perdas no núcleo magnético (correntes induzidas, histerese e adicionais), originadas da magnetização, são exclusivamente uma função da tensão de alimentação (excitação).

b) Perdas adicionais nos enrolamentos (PAE)

A distribuição do fluxo de dispersão, estabelecido pela corrente de carga, no espaço ocupado pelo enrolamento, desenvolve as perdas adicionais por correntes induzidas nos condutores do enrolamento. A determinação destas perdas é dependente da distribuição do campo magnético de dispersão através do enrolamento e constitui uma etapa complexa do projeto de um reator. Em geral, programas computacionais utilizando métodos numéricos são aplicados nessa etapa do projeto. As perdas adicionais nos enrolamentos são dependentes da distribuição do campo magnético nos enrolamentos e das componentes harmônicas da corrente de carga. Assim, essas perdas adicionais são determinantes para o estabelecimento e a localização do ponto-mais-quente nas extremidades dos enrolamentos.

c) Perdas adicionais fora do enrolamento (PAO)

Adicionalmente, a distribuição do fluxo de dispersão, estabelecido pela corrente de carga no enrolamento, desenvolve as perdas adicionais por correntes induzidas nos componentes metálicos da estrutura mecânica do núcleo, do tanque e da tampa do reator. A determinação dessas perdas é dependente da distribuição do campo magnético de dispersão através dos componentes estruturais externos ao enrolamento e constitui uma etapa complexa do projeto de um transformador. Em geral, programas computacionais utilizando métodos numéricos são aplicados nessa etapa do projeto.

d) Perdas em conexões internas (PL)

A corrente de carga estabelece perdas ôhmicas e adicionais por correntes induzidas nas conexões internas, as quais interligam os terminais do enrolamento e para as buchas terminais.

Equilíbrio Térmico

As perdas totais são transformadas em calor. O calor deve ser adequadamente dissipado (condução, convecção e radiação térmica), através do sistema de resfriamento e do tanque do reator, de forma que as elevações de temperatura do meio de resfriamento (óleo isolante) e do enrolamento não ultrapassem os valores limites de elevação de temperatura correspondente dos materiais envolvidos. Isto é:

$$P_T \cdot dt + P_{SOL} \cdot dt - [(S_\lambda; \lambda), (S_\alpha; \alpha), (S_\sigma; \sigma)] \cdot \theta \cdot dt = m \cdot c \cdot d\theta \quad [J] \quad (\text{E37})$$

Elevações de Temperatura

Fundamentalmente é importante caracterizar as seguintes elevações de temperatura:

- Elevação de temperatura média e do topo do óleo em relação ao meio de resfriamento externo (ar ambiente).
- Elevação de temperatura média do enrolamento em relação ao meio de resfriamento externo (ar ambiente).
- Elevação de temperatura da superfície e do ponto mais quente do núcleo em relação ao meio de resfriamento adjacente (óleo isolante).
- Elevação de temperatura de componentes metálicos externos em relação ao meio de resfriamento externo (ar ambiente).

Essas elevações de temperatura devem ser adequadamente controladas, com o objetivo de minimizar avarias, formação de gases combustíveis e/ou redução de vida útil dos materiais isolantes envolvidos (óleo isolante, isolação sólida interna ao núcleo, isolação sólida adjacente ao núcleo, tintas, gaxetas de vedação etc.).

Naturalmente, as elevações de temperatura de interesse devem sempre ser relacionadas às condições operacionais e de carregamento relevantes (tensão nominal e tensão operativa máxima), bem como à temperatura ambiente local. As condições operacionais e de carregamento determinam as perdas totais a dissipar e, em consequência, as elevações de temperatura do óleo e enrolamento sobre a temperatura do ambiente local.

Limites de Elevações de Temperaturas

Os limites de elevações de temperatura são estabelecidos nas normas e/ou especificações técnicas de transformadores e são parâmetros de verificação de garantia quando dos ensaios finais de aprovação do reator em fábrica. A tabela 4 mostra os limites de elevação de temperatura do óleo, dos enrolamentos, das partes metálicas e de outras partes de reator projetado para operação nas condições normais definidas na Norma ABNT NBR5356-1.

Tabela 4 - Limites de elevação de temperatura em reatores em derivação

Sistema de preservação de óleo	Limites de elevação de temperatura (°C)					
	Dos enrolamentos			Das partes metálicas		
	Média, por medição da variação de resistência	Circulação do óleo natural ou forçada sem fluxo do óleo dirigido	Circulação forçada de óleo com fluxo dirigido	Do ponto mais quente	Do topo do óleo	Em contato com a isolação sólida ou adjacente a elas
Sem conservador e sem gás inerte sob pressão	55 ⁽¹⁾ 95 ⁽³⁾	60 100	65 120	50 60	Não devem atingir temperaturas superiores à classe térmica do material da isolação adjacente ou em contato com estas	A temperatura não deve atingir valores que venham danificar componentes ou materiais adjacentes
Com conservador ou com gás inerte sob pressão	55 ⁽¹⁾ 65 ⁽²⁾ 95 ⁽³⁾	60 70 100	65 80 120	55 65 65		

Notas:

- (1) Papel isolante do tipo *kraft* não termoestabilizado.
 (2) Papel isolante do tipo *kraft* termoestabilizado.
 (3) Isolação sólida híbrida com papel isolante à base de aramida ou similares.

Expectativa de Vida da Isolação

Adicionalmente, a composição da temperatura do ambiente externo de resfriamento (ar atmosférico ou água) com as elevações de temperaturas do óleo isolante e dos enrolamentos determina a expectativa de vida da isolação sólida (celulose ou aramida) do reator dada pela equação de Arrhenius:

$$Vida = 10^{\left(\frac{A+B}{T_e}\right)} \quad [horas] \quad (E38)$$

Onde:

- A e B – parâmetros da curva de expectativa de vida da isolação, conforme tabela 5.
- $T = \Theta_e + 273$ – temperatura absoluta (°K) da isolação, sendo Θ_e a temperatura do ponto mais quente do enrolamento em °C.

Tabela 5 - Isolação e parâmetros A e B

Classe, °C	Isolação	A	B
55	papel <i>kraft</i>	-14,133	6972,15
65	papel termoestabilizado	-13,391	6972,15
95	papel aramida (<i>Nomex</i> ®)	-9,312	6511,72

A aplicação da expressão (E38) permite determinar a expectativa de vida de um reator para:

- Temperatura ambiente (ou perfil) do local da instalação.
- Carregamento cíclico definido pela carga do reator.

De outra forma, especificada a expectativa de vida (em horas ou em anos) para um reator em derivação, destinado a um local de temperatura ambiente conhecida, a expressão (E38) permite determinar o limite de temperatura do ponto mais quente do enrolamento.

Desempenho Dielétrico

Quando em operação em um sistema elétrico, um reator é submetido em seus terminais a solicitações elétricas de tensões de regime permanente, temporárias e transitórias. As mesmas considerações e critérios de dimensionamento utilizados para um transformador são também utilizados para o dimensionamento do sistema de isolamento de um reator, tomando-se em conta as particularidades do arranjo de enrolamento e de isolamento correspondente para um reator.

Assim, para um reator, da mesma forma que para um transformador, são determinadas e analisadas:

- Redes equivalentes (modelo) do enrolamento, isolamento interno e isolamento principal.
- Determinação das tensões terminais e internas.
- Distribuições de tensões de impulso (atmosférico e manobra) no enrolamento.
- Ressonâncias internas e solicitações correspondentes.
- Suportabilidade da isolamento interno do enrolamento e da isolamento principal do enrolamento (enrolamento-núcleo, enrolamento-tanque etc.).

O desempenho do projeto da isolamento interno ao enrolamento e principal de um reator em derivação é certificado através de um conjunto de ensaios dielétricos de aceitação final em fábrica. Nomeadamente:

- Tensão suportável nominal à frequência industrial.
- Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (ensaio de tipo para $Um < 242 \text{ kV}$ e de rotina para $Um \geq 242 \text{ kV}$).
- Tensão suportável nominal de impulso de manobra (ensaio de rotina e realizado apenas para $Um \geq 242 \text{ kV}$).
- Tensão suportável induzida nominal (ensaio de sobretensão entre espiras) com medição de descargas parciais (ensaio de rotina e realizado apenas para $Um \geq 242 \text{ kV}$) aplicando-se entre os terminais de linha e neutro a tensão ($U_1 = 1,5 \cdot Um / \sqrt{3}$, 60 minutos e $U_2 = \sqrt{3} \cdot Um / \sqrt{3}$, cinco segundos), onde um é a tensão máxima operativa.
- Tensão suportável nominal à frequência industrial dos equipamentos auxiliares.

Desempenho Acústico

Reator em derivação em operação produz ruído que, ao longo do tempo, pode resultar em desconforto para as pessoas e danos ambientais.

Ruído é caracterizado por variação de pressão no ar ou em outros meios elásticos, que o ouvido humano pode detectar. A pressão sonora propaga-se pelo meio desde a fonte sonora até o ouvido humano.

A fonte primária de ruído audível em um reator está associada às forças eletromagnéticas pulsantes estabelecidas pela corrente de frequência nominal e, onde aplicável, suas harmônicas. As fontes principais de ruído em um reator em derivação com núcleo magnético com entreferros (*gaps*) são as seguintes:

- A força eletromagnética pulsante (*pulling force*) e seus efeitos de variação dimensional nas interfaces entre segmentos (queijos) e o entreferros (*gaps* de ar) adjacentes, na coluna principal do núcleo, resultam em deslocamentos de natureza vibratória e ondas sonoras (ruído audível) que se propagam com o dobro da frequência fundamental (ou seja, 100Hz ou 120Hz).
- A força eletromagnética pulsante (*pulling force*) nas interfaces (entreferros ou *gaps* de ar) entre jugos e colunas do núcleo, estabelecidas pelo fluxo magnético principal, e seus efeitos de variação dimensional originado pela magneto-estrição das chapas de FeSi do núcleo resultam em deslocamentos de natureza vibratória e ondas sonoras (ruído audível) que se propagam com o dobro da frequência fundamental (ou seja, 100Hz ou 120Hz).
- Forças eletromagnéticas pulsantes no enrolamento, resultantes da circulação de corrente nos seus condutores, resultam em deslocamentos de natureza vibratória e ondas sonoras (ruído audível) que se propagam com o dobro da frequência fundamental (ou seja, 100Hz ou 120Hz).
- Forças eletromagnéticas secundárias, resultantes da penetração de fluxo magnético de dispersão, em componentes estruturais metálicos do reator, resultam em deslocamentos de natureza vibratória e ondas sonoras (ruído audível) que se propagam com o dobro da frequência fundamental (ou seja, 100Hz ou 120Hz).
- Efeitos de ressonâncias mecânicas em placas planas entre reforços do tanque resultam em deslocamentos de natureza vibratória e ondas sonoras (ruído audível) que se propagam com o dobro da frequência fundamental (ou seja, 100Hz ou 120Hz).
- Eventual polarização DC do núcleo pode também contribuir para elevar o nível de ruído de um reator.

A pressão acústica produzida por um reator é medida em vários pontos ao redor do reator completamente montado, a uma distância de 0.30m da superfície vertical exter-

na do reator. Durante a medição, um filtro com escala A é usado porque este corresponde ao nível da pressão acústica que normalmente prevalece. O nível de ruído é expresso em decibel (dB). A medição do nível de ruído (pressão acústica) é transformado em dB o qual, na escala A, é denotado então por dB(A). Assim, o nível de ruído medido em cada ponto de medição pode ser expresso por:

$$L_p = 10 \cdot \log \left(\frac{P^2}{P_o^2} \right) = 20 \cdot \log \left(\frac{P}{P_o} \right) \quad [dB(A)] \quad (E39)$$

Onde:

- $P_o = 20 \cdot 10^{-6}$ [N/m²] – pressão acústica de referência.
- P [N/m²] – pressão acústica no local de medição.
- L_p [dB(A)] – nível de ruído audível no local de medição.

O desempenho acústico de um reator em derivação é certificado através de um conjunto de ensaios de medição do nível de ruído audível (pressão acústica, dB(A)). Esse é um ensaio especial conforme definido na Norma ABNT NBR5356-6 de 2012Nov26 [2].

Desempenho Mecânico

O projeto e a fabricação de reatores em derivação devem ser realizados de forma a minimizar e controlar as solicitações mecânicas estabelecidas por vibração. Os seguintes locais de um reator são de interesse:

- Vibração do núcleo e enrolamento.
- Vibração do tanque, devido às solicitações mecânicas estabelecidas em chapas, reforços, suportes e filetes de soldas.
- Vibração de equipamentos de resfriamento, acessórios e instrumentos.

Vibrações Mecânicas

Em geral, o fabricante deve garantir o valor máximo das amplitudes de vibração. O valor da máxima amplitude de vibração (deslocamento das laterais do tanque) é normalmente limitado a 200 mm pico a pico.

O valor médio da amplitude das vibrações (média aritmética de todos os valores medidos nas laterais do tanque) também pode ser especificado e, nesse caso, deve ser garantido pelo fabricante. Em geral, uma tolerância, previamente fixada entre fabricante e comprador, deve também ser estabelecida.

Adicionalmente, as vibrações dos equipamentos montados no tanque devem ser medidas ou observadas.

O desempenho mecânico de um reator em derivação é certificado através de ensaio de medição da amplitude de vibração. Este é um ensaio de rotina conforme definido na Norma ABNT NBR5356-6 de 2012Nov26 [2].

Vibrações Mecânicas e Ensaios

Para o ensaio de medição de amplitude de vibração, os seguintes aspectos devem ser considerados:

- Reator completamente montado (com equipamentos de resfriamento, acessórios, instrumentos montados e conectados).
- O reator deve ser energizado à tensão máxima operativa (Umax) e frequência nominal, sendo que reatores trifásicos devem ser energizados com uma fonte trifásica.
- O reator deve estar, preferencialmente, à temperatura de operação.

As amplitudes de pico a pico do deslocamento do componente de interesse de medição devem ser determinadas por medição direta, ou calculada a partir da aceleração ou da velocidade medida. As medições devem ser realizadas nas quatro laterais do tanque, em quantidade de pontos suficientes, de forma que os valores máximos de vibração possam ser medidos. As partes acessíveis das laterais do tanque devem ser preferencialmente divididas em áreas retangulares aproximadamente iguais. Os retângulos de medições devem ser adequadamente numerados.

Desempenho de Acessórios

O desempenho operacional adequado dos acessórios de um reator em derivação é importante para garantir a operação confiável com elevada disponibilidade ao longo da vida útil correspondente. Assim, a avaliação detalhada para a especificação técnica das características dos acessórios e a seleção criteriosa destes é relevante para garantir o desempenho adequado destes acessórios.

8. REATOR EM DERIVAÇÃO E O SISTEMA ELÉTRICO

Um reator opera em interação contínua com o sistema elétrico adjacente. Assim, os seguintes estados de operação podem ser caracterizados:

- Estado de operação em regime permanente com tensão nominal.
- Estado de operação em regime temporário com tensão máxima operativa.
- Estado de operação em regime transitório.

Estado de Operação em Regime Permanente

Quando em operação em regime permanente, há uma relação linear entre a tensão aplicada e a corrente no reator. Uma variação da tensão resulta em variação proporcional da corrente no enrolamento. O fluxo e a indução magnética são proporcionais à integral no tempo da tensão aplicada. Com uma tensão de forma de onda senoidal, o fluxo e a indução magnética são também proporcionais à tensão. Para tensão de operação de regime permanente, o desvio da forma de onda da tensão de uma senoide pura é marginal.

Nessas condições, a reatância indutiva do reator é constante. Assim, a potência reativa absorvida pelo reator é uma função quadrática do valor eficaz da tensão aplicada e o reator pode ser operado, ao longo de sua vida útil esperada, em conformidade com os seus limites térmicos correspondentes. Todavia, é essencial conhecer os limites de operação, por exemplo, sob tensão operativa máxima (U_{max}) mantida por longo tempo.

Em regime permanente, podem ser estabelecidas componentes harmônicas de corrente, devido à saturação parcial do núcleo magnético. Seus efeitos são, em geral, reduzidos e de pequena importância prática para proteção por relés ou interferências electromagnéticas em sistemas de comunicação. A terceira harmônica é a dominante. Na conexão de neutro do reator, as correntes de terceira harmônica nas três fases se somam e atuam como uma corrente de sequência zero.

Estado de Operação em Regime Transitório

Os fenômenos transitórios podem ser divididos em duas classes: corrente de ligação (*inrush*) e sobretensões transitórias.

Correntes de Ligação (Inrush)

A manobra de energização de um reator estabelece a corrente de ligação (corrente de *inrush*), a qual é caracterizada como um fenômeno transitório associado a efeitos de saturação no núcleo magnético.

Diferentemente de um transformador, o reator não apresenta remanência (ou fluxo remanente), devido à presença de entreferros (*gaps* de ar) em sua coluna principal. Por outro lado, o amortecimento da condição assimétrica é lento, devido às perdas baixas de um reator. Esse aspecto deve ser considerado de forma adequada para o projeto e ajuste do sistema de proteção do reator e da subestação.

Considerando que a manobra de ligação do reator em derivação é realizada no instante de tensão nula no meio ciclo crescente (do pico negativo para o pico positivo da onda senoidal), o fluxo total, após meio ciclo da onda de tensão, eleva-se para um valor de duas (2) vezes ($2 \cdot \Phi_0$) o fluxo normal de operação (Φ_0). A corrente é proporcional à densidade de fluxo (indução magnética), até que ocorra a saturação do núcleo. Acima do ponto de saturação do núcleo, a corrente eleva-se muito mais rápido do que o fluxo magnético.

Com núcleo não saturado, o primeiro pico da corrente pode atingir no máximo 2,82 vezes a corrente nominal ($2 \cdot \sqrt{2} \cdot I_r = 2,82 \cdot I_r$). Todavia, com núcleo saturado, o valor de pico da corrente pode atingir até 5,7 vezes a corrente nominal ($4 \cdot \sqrt{2} \cdot I_r$). Em reatores trifásicos, devido à defasagem angular das tensões aplicadas em cada uma das fases, há um deslocamento natural do valor da corrente, resultando em uma corrente de neutro com elevado conteúdo harmônico e reduzido amortecimento.

Sobretensões Temporárias e Transitórias

A isolação interna de um reator em derivação tem natureza não regenerativa e ela deve suportar, sem falhas, as diversas formas de solicitação de tensão. As sobretensões transitórias são caracterizadas por sua forma de onda, amplitude e duração.

Tipicamente, a duração das sobretensões é reduzida. Em consequência, apenas os efeitos dielétricos precisam ser tomados em conta. Em alguns casos, efeitos cumulativos e efeitos de alta frequência nas perdas dielétricas das isolações sólidas precisam ser considerados.

As sobretensões transitórias são agrupadas em três categorias:

- Sobretensões temporárias e/ou a frequência industrial.
- Sobretensões transitórias de manobra.
- Sobretensões transitórias de impulsos atmosféricos (diretos ou indiretos).

a) Manobra de fechamento e sobretensões

A manobra de abertura de um reator em derivação estabelece solicitações transitórias severas para a isolação interna correspondente. A abertura de potência reativa indutiva com baixa corrente é caracterizada pelo corte de corrente antes de sua passagem pelo zero natural e pela combinação com reignições (*re-strokes*) subsequentes, resultando em sobretensões transitórias de alta frequência.

b) Manobra de abertura e sobretensões

A manobra de abertura de um reator em derivação estabelece solicitações transitórias severas para a isolação interna correspondente. A abertura de potência reativa indutiva com baixa corrente é caracterizada pelo corte de corrente antes de sua passagem pelo zero natural e pela combinação com reignições (*re-strokes*) subsequentes, resultando em sobretensões transitórias de alta frequência.

Modernamente, a aplicação de relés sincronizadores ao disjuntor que manobra o reator e a proteção do reator por meio de para-raios de óxido de zinco minimizam, de forma efetiva, essas sobretensões de manobra de ligação. O ajuste do sincronizador do disjuntor é, em geral, realizado para que a manobra de abertura do reator ocorra quando da passagem da tensão pelo seu valor máximo (ou seja, zero de corrente).

c) Outras sobretensões

Para as demais formas de sobretensão transitória, a resposta de um reator em derivação é similar aquela de um transformador. Assim, no capítulo 5 são apresentados aspectos detalhados associados a:

- Sobretensões externas de origem atmosférica.
- Sobretensões internas estabelecidas por manobras, por faltas fase-terra monofásicas, rejeição de carga etc.
- Sobretensões temporárias e/ou a frequência industrial.

9. PROTEÇÃO DE REATOR EM DERIVAÇÃO

Para uma operação confiável de um reator em derivação, um sistema de comando, controle e proteção é integrado. A operação dos equipamentos de supervisão é comandada através de sinal estabelecido por uma fonte elétrica, mecânica e/ou térmica interna ao transformador. Os sinais elétricos são: correntes terminais, tensões terminais e frequência.

Proteção por Sinal Elétrico

Em um reator em derivação, as correntes terminais são medidas através de transformadores de corrente; e as tensões de linha, através de transformadores de potenciais. Os sinais de corrente e tensão são transmitidos aos relés de proteção.

Para um reator em derivação, as seguintes proteções são utilizadas:

- Proteção diferencial.
- Proteção de sobrecorrente.
- Proteção de corrente de neutro.

A figura 14 mostra a localização das proteções associadas a um reator em derivação de alta tensão.

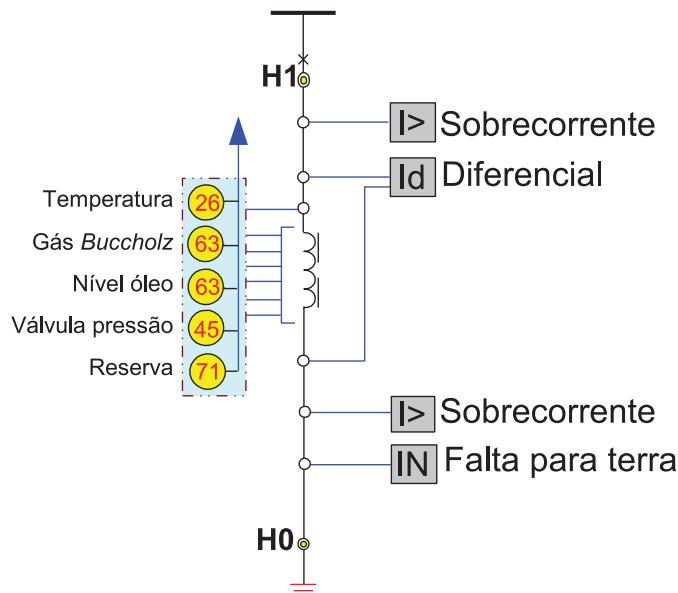


Figura 14 – Sistema de proteção de reator em derivação

Proteção Diferencial

As correntes de entrada e saída em um reator em derivação monofásico, ou em cada uma das fases de um reator trifásico, são iguais.

Na proteção através de relé diferencial, as correntes de entrada e saída do reator são comparadas. Se a diferença excede um valor de ajuste, o relé envia um sinal de comando. Uma diferença de corrente normalmente indica uma condição de falta severa interna ao transformador, e o relé diferencial comanda o desligamento do transformador.

O relé não deve operar para correntes de ligação (*inrush*), embora a corrente de ligação exceda a corrente nominal durante um curto período de tempo.

Ajustes especiais são então utilizados para bloquear a operação do relé, em geral associados à presença de corrente de segunda harmônica na corrente de ligação (*inrush*). A corrente de ligação contém uma componente de corrente contínua (CC) de valor importante, em particular para valores elevados de corrente.

A componente de corrente contínua provoca um deslocamento da relação de simetria dos valores negativos e positivos da tensão e corrente de magnetização. Esta operação assimétrica pode ser vista como um gerador de harmônicas de ordem par na corrente de magnetização. Após o período de transição, um estado de regime é estabelecido, e nenhuma harmônica de ordem par é mantida. O relé pode ser então desbloqueado.

Adicionalmente, mesma lógica também pode ser programada para o terceiro e quinto harmônicos de corrente os quais são comuns em casos de sobre-excitación por tensão do reator em derivação.

Proteção de Sobrecorrente

Corrente de carga com valores superiores aos limites de corrente de operação em regime permanente estabelece solicitações adicionais ao condutor e sua isolação por sobreaquecimento. A proteção de sobrecorrente atua como um limitador com uma certa característica corrente *versus* tempo ($I \times t$).

Proteção de Corrente de Neutro

Esta proteção é utilizada como proteção secundária para desligamento de reator em sistemas de alta tensão solidamente aterrados. A proteção é normalmente arranjada em duas etapas:

- Corrente de neutro elevada com correspondente tempo curto para a operação. Isto é, uma corrente de falta maior que o ajuste da proteção de linha para a linha mais curta, e um tempo de operação de 0.4 segundos aproximadamente.
- Corrente de neutro reduzida com longo tempo para a operação aproximadamente dois segundos. Esta etapa deve incluir bloqueio para corrente de ligação (*inrush*).

Proteção por Sinal Térmico ou Mecânico

As principais proteções desta categoria são:

- Termômetros (óleo e enrolamento).
- Relé de gás (*Buchholz*);
- Válvula de alívio de pressão.
- Indicador de nível de óleo.

O capítulo 5 apresenta detalhes relacionados às características, funcionamento e aplicação dos dispositivos de proteção própria de um reator em derivação acima relacionados.

10. OPERAÇÃO

Assim como no caso de transformadores, a monitoração, a análise de estado e o diagnóstico são técnicas efetivas que contribuem para garantir a continuidade e a confiabilidade da operação de um reator em derivação em um sistema elétrico.

Carregamento, Isolação e Confiabilidade

Em geral, enquanto um transformador tem um ciclo de carga variável (tipicamente com fator de carga inferior a 1.0pu), um reator em derivação tem um ciclo de carga aproximadamente constante (tipicamente com fator de carga elevado e aproximadamente de valor 1.0pu). Dessa forma, um reator em derivação pode operar em regime de temperaturas mais elevadas.

Assim como para transformadores, o sistema de isolamento misto composto pela combinação de isolamento sólida (papel e *presspan*) e líquida (óleo isolante) permanece dominante para reatores em derivação em alta tensão.

O envelhecimento e a deterioração do sistema de isolamento de um reator são dependentes de solicitações (térmicas, elétricas, mecânicas) e de reações químicas internas estabelecidas durante a vida em operação do transformador. Contaminantes de origem interna e/ou externa podem contribuir para a aceleração do processo de envelhecimento e resultar na redução da expectativa de vida útil esperada e/ou da confiabilidade operacional com elevação do risco de falha do reator.

Com isso, devem ser utilizados recursos e métodos de monitoração, análise de estado, diagnósticos e manutenção que, aplicados adequadamente, possam assegurar a operação confiável e sem falha de um reator em derivação ao longo de toda a sua vida útil.

Monitoração, Estado e Diagnósticos de Reator em Operação

A monitoração, a análise de estado e o diagnóstico de um reator em operação envolve um conjunto de processos (*off-line* ou *on-line*) que correspondem à medição no campo, de parâmetros de operação e grandezas características de um reator. Em geral os processos de identificação de dados, métodos de análise, indicação de tendências, alarmes, análises de estado e análises comparadas são similares àqueles utilizados para um transformador de potência.

A figura 15 mostra o esquema geral de um sistema moderno de monitoração, em tempo real ou discreto, de reator em derivação.

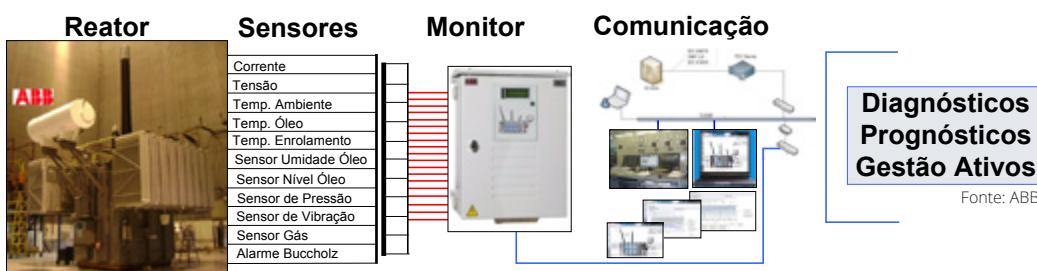


Figura 15 – Sistema de monitoração de reator em derivação

11. NOVAS TECNOLOGIAS

A tecnologia de reatores em derivação tem desenvolvimento continuado, de acordo com os requisitos estabelecidos pela evolução e expansão dos sistemas elétricos. Durante o século XX, desenvolvimentos relevantes associados a reatores em derivação foram realizados, incluindo:

- Elevação de potência reativa nominal por unidade de reator.
- Elevação da tensão nominal e tensão máxima operativa para níveis de ultra-alta tensão.
- Consolidação da tecnologia de reator com controle da potência reativa (VSR) absorvida, elevando a dinâmica e flexibilidade do controle de tensão e fluxo de potência dos sistemas elétricos.
- Expansão da aplicação de reator em derivação com enrolamento secundário (reator-transformador) para a alimentação de: (i) cargas auxiliares em subestações remotas; e/ou (ii) sistemas de subtransmissão ou distribuição para o atendimento de cargas de baixa potência em regiões remotas atravessadas por linhas de transmissão compensadas por reator em derivação.
- Soluções de especificações técnicas funcionais e com requisitos para a (i) qualificação de fornecedores; (ii) revisão de projetos elétrico e mecânico; (iii) avaliação econômica global; (iv) certificação de características de desempenho (elétrico, térmico, dielétrico e mecânico); (v) certificação e demonstração da capacidade de carregamento; (vi) certificação da expectativa de vida útil; (vii) avaliação de desem-

- penho da interação de reator em derivação com o sistema elétrico adjacente (em particular do desempenho frente a tensões transitórias estabelecidas por manobras terminais); (vii) avaliação quantitativa de estado após transporte com suporte em técnicas de ensaios de resposta em frequência FRA; e (viii) ensaios especiais.
- Utilização crescente de: (i) materiais avançados; (ii) novas técnicas e ferramentas avançadas de projeto; (iii) métodos e tecnologias modernas de fabricação; (iv) métodos avançados de operação suportada em monitoração (em tempo real), diagnósticos e prognósticos de estado e avaliação de confiabilidade do reator; e (v) técnicas modernas e de manutenção suportadas em métodos de gestão de ativos.
 - Seleção da alternativa de revitalização ou substituição de um reator em final de vida útil (técnica, econômica ou estratégica/funcional) suportada em métodos avançados de: (i) análise e classificação de estado; (ii) análise de envelhecimento e da determinação da expectativa de vida operacional residual; e (iii) aplicação de tecnologias avançadas de revitalização, combinada com a atualização tecnológica e elevação de desempenho e confiabilidade do reator.

Outros capítulos deste livro apresentam detalhes relacionados à solução de especificações, utilização de materiais avançados, métodos de projeto, fabricação, monitoração, manutenção e de revitalização.

Reator com Potência Reativa Variável

O desenvolvimento da tecnologia de reator com controle da potência reativa absorvida (VSR – *variable shunt reactor*) resulta em benefícios operacionais e de desempenho para o sistema elétrico de interesse, elevando a dinâmica e flexibilidade do controle de tensão e de fluxo de potência correspondentes. A aplicação de VSR tem interesse crescente. A figura 16 apresenta uma vista geral de um reator de potência variável.



Fonte: ABB

Figura 16 – Reator em derivação de potência variável (VSR) trifásico, 120 Mvar a 200 Mvar, 400 kV

Um VSR permite controlar o nível de tensão do sistema elétrico de interesse de uma forma mais eficiente e em degraus menores. Em um VSR, a potência reativa absorvida do sistema elétrico é obtida através da variação, por degraus, da indutância do reator. Essa variação da indutância é realizada por meio da alteração do número de espiras elétricas do enrolamento do reator, utilizando-se um enrolamento de regulação conectado a um comutador sob carga (OLTC) convencional.

A potência reativa de um reator é definida pela seguinte expressão:

$$Q \approx \left(\frac{U}{N} \right)^2 \quad (\text{E40})$$

Onde

- Q [Mvar] é a potência reativa do reator.
- U [kV] é a tensão de operação aplicada ao reator.
- N [pu] é o número de espiras elétricas do enrolamento do reator.

Assim, para a potência reativa máxima, o número mínimo de espiras elétricas é conectado e, inversamente, para a potência reativa mínima o número máximo de espiras elétricas é conectado. A variação do número de espiras elétricas do enrolamento do reator é obtida pela utilização de um enrolamento de regulação conectado a um comutador sob carga.

Aplicação e Benefícios de VSR

O VSR pode ser usado para as seguintes aplicações:

- Controle e redução de picos de tensão no sistema elétrico ao ligar ou desligar reator em derivação de potência reativa fixa. Assim, em vez de utilizar dois ou mais reatores de potência reativa fixa, um único reator de potência reativa variável pode ser utilizado com consequentes benefícios para a instalação.
- Maximização da capacidade dinâmica do sistema elétrico durante a ocorrência de uma falha no sistema, em subestações com equipamentos SVC (*static variable compensator*) e/ou compensadores rotativos de fase, uma vez que um VSR pode ser coordenado com ambos.
- Controle de potência reativa em parques eólicos de geração de energia.
- Compactação e otimização de subestações, por meio da aplicação de um VSR em vez de dois ou três reatores em derivação de potência reativa fixa.
- Manutenção da estabilidade da tensão elétrica do sistema, devido à variação sazonal de cargas através da variação dinâmica e controlada da potência reativa do reator (VSR).
- Substituição flexível de reatores, já que, durante a manutenção ou falha de outro reator, o VSR pode ajustar a sua potência reativa, de forma a poder substituir o reator sob manutenção ou falha.

Aspectos de Projeto de VSR

Em um VSR, a variação da potência reativa absorvida do sistema é obtida através da variação do número de espiras elétricas de um enrolamento de regulação montado externamente e conectado ao enrolamento principal do reator.

Dependendo da faixa de regulação da potência reativa especificada; do nível da tensão de operação; e da capitalização de perdas, o tipo da regulação pode ser linear, mais-menos ou grossa-fina. A faixa de regulação de tensão é limitada pelas seguintes características:

- Tensão por degrau e pela faixa de tensão do OLTC.
- Solicitações elétricas internas ao enrolamento de regulação estabelecidas por tensões transitórias terminais.

A figura 17 mostra uma vista geral esquemática do princípio do projeto da parte de um reator em derivação de potência variável.

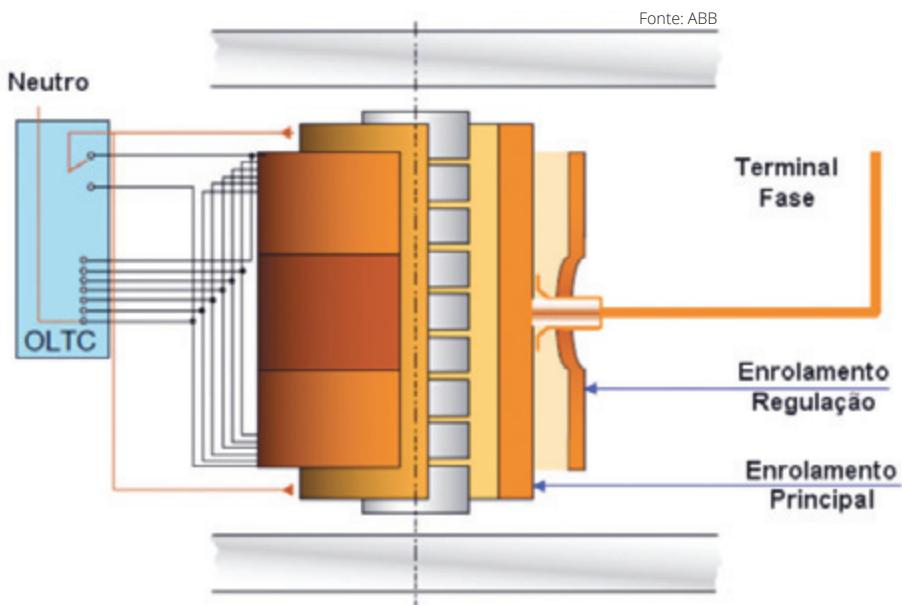


Figura 17 - Reator em derivação de potência variável (VSR) – Arranjo geral

Faixas típicas de potência reativa absorvidas por um reator em derivação trifásico de potência variável (VSR) são:

- Tensão de 138 kV: 10...30 Mvar
- Tensão de 230 kV: 50...120 Mvar
- Tensão de 345 kV: 90...200 Mvar
- Tensão de 440 kV: 130...250 Mvar
- Tensão de 525 kV: 180...300 Mvar

Aplicação de VSR

Inicialmente, VSRs foram aplicados na África. Em algumas regiões, o sistema elétrico é caracterizado por linhas longas de transmissão de energia elétrica entre usinas de geração e centros de cargas baixas.

Além disso, as cargas apresentam variação diária com provável elevação da carga ao longo dos anos seguintes. Assim, a aplicação de VSRs nestes sistemas resultou em benefícios para a operação dos sistemas elétricos correspondentes, devido à necessidade de acomodar a variabilidade dos requisitos de compensação de potência reativa indutiva. Para essas aplicações, VSRs com potência trifásica de até 30 Mvar e tensões de 110kV e 220kV têm sido utilizados.

Em grandes sistemas elétricos, reatores em derivação do tipo núcleo de ar, conectados ao terciário de autotransformadores, podem ser substituídos por VSRs de alta tensão com os seguintes benefícios:

- Flexibilidade e controle dinâmico do fluxo de potência reativa.
- Eliminação de preocupações ambientais nas vizinhanças de reator com núcleo de ar, relacionados a fluxo eletromagnético.
- Redução do custo de manutenção, por meio da redução do número de operações de manobra de disjuntores dos reatores.

Reator-transformador

Em alguns casos, reatores em derivação podem ser especificados com um enrolamento secundário de baixa potência quando comparada à potência nominal do reator (ou do enrolamento primário). Nesses casos, o reator em derivação é denominado de reator-transformador.

A aplicação desses equipamentos pode ser economicamente interessante para alimentar cargas de serviços auxiliares e/ou cargas locais leves de baixa potência em subestações remotas, sem transformação, em sistemas elétricos de grande extensão.

A tabela 6 mostra alguns exemplos de reator-transformador fornecidos e em operação desde 1971. No Brasil, em anos recentes, alguns projetos de reatores incorporaram o enrolamento secundário de baixa potência.

Tabela 6 – Exemplos de utilização de reator em derivação com enrolamento secundário

País	Empresa	Ano Fabric.	Freq. (Hz)	Nº de Fases	Primário		Secundário		Qtd. de Unid.
					Potência (Mvar)	Tensão (kV)	Potência (MVA)	Tensão (kV)	
EUA	AEP	1971	60	1	100	$765/\sqrt{3}$	24	$69/\sqrt{3}$	6
Argentina	TRANSENER	1971	50	1	50	$500/\sqrt{3}$	0,250	$0,400/\sqrt{3}$	24
Venezuela	EDELCA	1980	60	1	100	$765/\sqrt{3}$	0,525	$2,525/\sqrt{3}$	15

Em geral, o dimensionamento de reator-transformador envolve requisitos complexos, em particular em relação a aspectos de cálculo de fluxos e impedâncias de dispersão no acoplamento entre os enrolamentos primário-secundário e na determinação da regulação de tensão correspondente.

Potência do Enrolamento Secundário

A definição do limite de potência máxima do enrolamento secundário não pode ser estabelecida com base em regras empíricas. De maneira ideal, ela deve resultar do processo de otimização do reator-transformador considerando os seus parâmetros de desempenho incluindo regulação de tensão e forças eletromagnéticas associadas a curtos-circuitos. As soluções de projeto para o enrolamento secundário podem ser diferentes, de acordo com a potência correspondente.

Tensão Secundária

A seleção da tensão secundária envolve também aspectos de otimização do reator-transformador, considerando os seguintes aspectos:

- Seleção do condutor e número de condutores em paralelo, combinados com o tipo de enrolamento e seção condutora.
- Perdas adicionais associadas ao campo de dispersão.
- Dimensionamento térmico do enrolamento.
- Isolação enrolamento-núcleo e primário-secundário.
- Isolação interna do enrolamento secundário para condições de tensões transitórias.
- Dimensão radial mínima (largura) do enrolamento para montagem e isolação de saída axial.
- Restrição de montagem de saída axial em AT associada à presença de placas coletoras de fluxo magnético nas distâncias terminais entre enrolamentos-jugos.
- Forças de curto-circuito e eventual requisito de reator série limitador no circuito secundário.

Tensão Secundária para Serviços Auxiliares

A tensão secundária para alimentação de potência de serviços auxiliares pode, em alguns casos, estabelecer a necessidade de um transformador auxiliar externo ligado ao terminal do enrolamento secundário. Isso porque os requisitos mecânicos do enrolamento secundário, incluindo o número mínimo de espiras, combinados com o fluxo magnético principal do reator-transformador imposto pelo enrolamento primário, podem resultar em tensão terminal do enrolamento diferente daquela necessária para os serviços auxiliares.

Adicionalmente, um reator série interno é necessário para limitar correntes de curto-círcuito no secundário, devido à baixa impedância correspondente. Dessa forma, considerando a otimização do projeto do reator-transformador, é em geral recomendado selecionar um nível de tensão secundária (terminal do reator-transformador) da ordem de 13,8/kV. A figura 18 mostra o esquema de ligação para este tipo de aplicação.

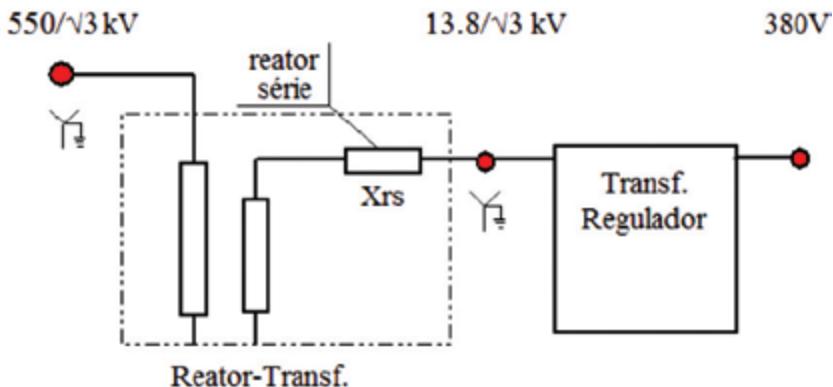


Figura 18 – Reator em derivação com enrolamento secundário: serviços auxiliares

Tensão secundária para sistema de distribuição ou subtransmissão

A tensão secundária, para derivação e alimentação de um sistema de distribuição ou subtransmissão com carga de alguns MVA, deve ser selecionada de acordo com os requisitos do sistema combinados com os limites de otimização de projeto do reator-transformador. Em geral, para a potência monofásica do enrolamento secundário de até 20 MVA ($\cos\phi = 0,8$), a tensão secundária nominal recomendada é de $69/\sqrt{3}$ kV. Para essa tensão, a faixa de regulação recomendada para a tensão secundária nos terminais do reator-transformador é de aproximadamente 10%. Assim, para faixas de regulação mais estreitas, é necessária a utilização de um transformador regulador externo.

Ligação do secundário

Em geral, é utilizada ligação estrela com neutro solidamente aterrado (Yo) para o fechamento dos enrolamentos secundários das três fases do banco de reatores em derivação de interesse. A ligação em delta não é recomendada, já que tensões elevadas podem ser transferidas, através do acoplamento com o circuito primário, para o enrolamento secundário em delta colocando em risco a isolamento correspondente.

Assim, os aspectos em geral desvantajosos da ligação estrela/estrela (terceiro harmônico, compensação, estabilização dos neutros etc.) devem ser adequadamente considerados no projeto do sistema elétrico.

Nível de isolamento do secundário

O enrolamento secundário para tensão de serviços auxiliares é normalmente isolado da terra para o nível de isolamento de 13,8 kV (tensão à frequência industrial, um minuto). Contra o enrolamento primário, o nível de isolamento é o mesmo do neutro do enrolamento primário. Isto é, neste caso, BIL 350 kV.

No caso de enrolamento secundário para cargas de distribuição ou subtransmissão, o nível de isolamento do secundário é definido de acordo com a tensão máxima terminal do enrolamento secundário.

Entre o enrolamento primário e secundário, o nível de isolamento depende das tensões transitórias transferidas entre primário e secundário. Em geral, a isolação do canal entre enrolamentos é definida pelo isolamento do terminal principal do primário.

12. REFERÊNCIAS

- [1] ABNT. *Transformadores de Potência: Parte 1 – Generalidades. Norma Técnica ABNT NBR5356-1:2007.* ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, RJ. Dez. 2007, 95 p.
- [2] ABNT. *Transformadores de Potência: Parte 6 – Reatores. Norma Técnica NBR5356-6.* ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, RJ. Nov. 2012, 144 p.
- [3] ABNT. *Transformadores e Reatores – Determinação do Nível de Ruído. Norma Técnica ABNT NBR 7277:1988.* ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, RJ. Nov. 1988, 24 p.
- [4] IEC. *Power transformers - Part 1: General. Technical Standard IEC60076-1 Ed. 3.0 b.* IEC International Electrotechnical Commission. Geneva, CH. Apr. 2011, 147 p.
- [5] IEC. *Power transformers - Part 6: Reactors. Technical Standard IEC60076-6 Ed. 1.0 b.* IEC International Electrotechnical Commission. Geneva, CH. Dez. 2007, 242 p.
- [6] IEC. *Power transformers - Part 14: Design and Application of Liquid-Immersed Power Transformers Using High-Temperature Insulation Materials. Technical Standard IEC60076-14 Ed. 2.0 en.* IEC International Electrotechnical Commission. Geneva, CH. May 2009, 44 p.
- [7] IEC. *Power transformers - Part 18: Measurement of Frequency Response. Technical Standard IEC60076-18 Ed. 1.0 en.* IEC International Electrotechnical Commission. Geneva, CH. July 2012, 90 p.
- [8] IEEE. *IEEE Standard Requirements, Terminology and Test Code for Shunt Reactors Rated Over 500kVA. Technical Standard IEEE Std C57.21-2008.* IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. Mar. 2008, 106 p.
- [9] IEEE. *IEEE Guide for the Application of Shunt Reactor Switching. Technical Standard IEEE Std C37.015-2009.* IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. Dec. 2009, 73 p.
- [10] IEEE. *IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators and Reactors. Technical Standard IEEE Std C57.152-2013.* IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. Mar. 2013, 121 p.
- [11] IEEE. *IEEE Guide for the Protection of Shunt Reactors. Technical Standard IEEE Std C37.109-2006.* IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. 2006, 46 p.
- [12] GRIGSBY, L.L. et al. *The Electrical Power Engineering Handbook.* CRC PRESS and IEEE Press. IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers. New York, USA. 2001.
- [13] CARLSON, A. *Shunt Reactor Manual. ABB Asea Brown Boveri 1ZSE451001-1. ABB Power Technology Products Transformers. ABB Power Transformers.* Ludika, SE. Ago. 2002, 21 p.
- [14] ABB. *Transformer Handbook. ABB Asea Brown Boveri. ABB Management Services Ltd Transformers.* Zurich, CH. 2007.
- [15] GAJIC, Z.; HILLSTROM, B.; MEKIÉ, F. *HV Shunt Reactor Secrets for Protection Engineers. ABB Asea Brown Boveri. 30th Western Protective Relaying Conference.* Spokane, Washington, USA. Oct. 2003, 30 p.
- [16] AREVA. *Power Transformers: Expertise – V. 2. AREVA T&D. AREVA T&D Worldwide Contact Center.* La Défense, Paris, FR, 2008.

CAPÍTULO 7

Buchas

Yoshio Nomi

Sidnei Cabral

Rivaele Silva



Nosso especial agradecimento ao autor da 1^a edição em 1985 do livro
Equipamentos Elétricos – Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão.
Capítulo V: Buchas para Transformadores e Reatores – Irapoan Garrido Nunes

1. OBJETIVO

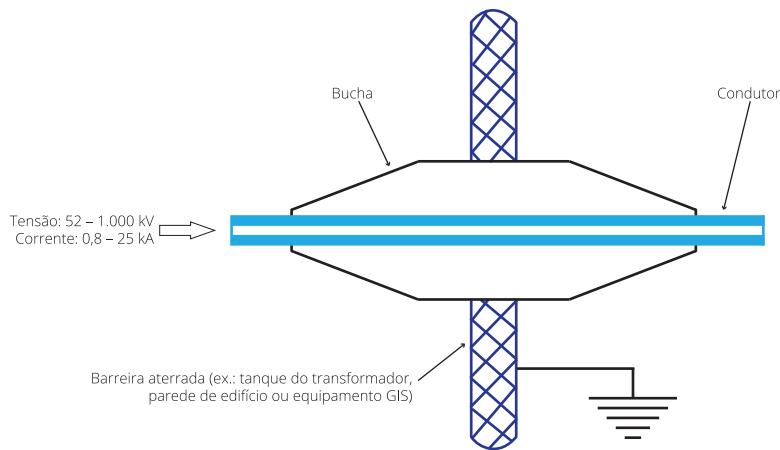
Apresentar funções e características básicas das buchas sólidas e capacitivas, indicando tipos, aplicações, tecnologia, características construtivas, características elétricas e ensaios.

Palavras-chave: bucha capacitiva, bucha condensiva, bucha solida, bucha seca, bucha DIN, bucha de transformador, bucha de parede, bucha AT, bucha BT, bucha terciária, bucha de neutro, bucha SF₆, Norma ABNT NBR 5034/1989, ABNT NBR 10202/2010, Norma IEC 60137, Norma IEEE C57.19.01, bucha RBP, bucha OIP, bucha RIP, bucha RIS, bucha SF₆.

2. INTRODUÇÃO

Buchas são componentes utilizados para conduzir tensão e corrente através de uma parede aterrada. Em outras palavras, bucha é um dispositivo isolado que permite passagem segura de energia elétrica através de parede aterrada, tais como parede de um edifício, tanque do transformador, tanque do reator etc.

As buchas devem ser capazes de conduzir as correntes dos equipamentos, em condição de regime normal e de sobrecarga e manter a isolamento, tanto para tensão nominal quanto para as sobretensões, e resistir aos esforços mecânicos.



3. HISTÓRICO

Buchas Sólidas ou *Bulk Bushing*, Sem Partição Capacitativa

Buchas sólidas ou *bulk bushing*, foi desenvolvida entre 1895-1905 (indeterminado) para uso nos primeiros transformadores de potência produzidos.

Por se tratar de um novo componente, não havia padronização, nem norma regulamentadora, ao que cabia a cada fabricante sua própria solução técnica e produção.

A partir dos anos 1960 alguns fabricantes passaram a utilizar a Norma DIN 42533-69, no entanto ainda com muitas soluções caseiras, dificultando qualquer intenção de intercambiabilidade, por ausência de normatização nacional.

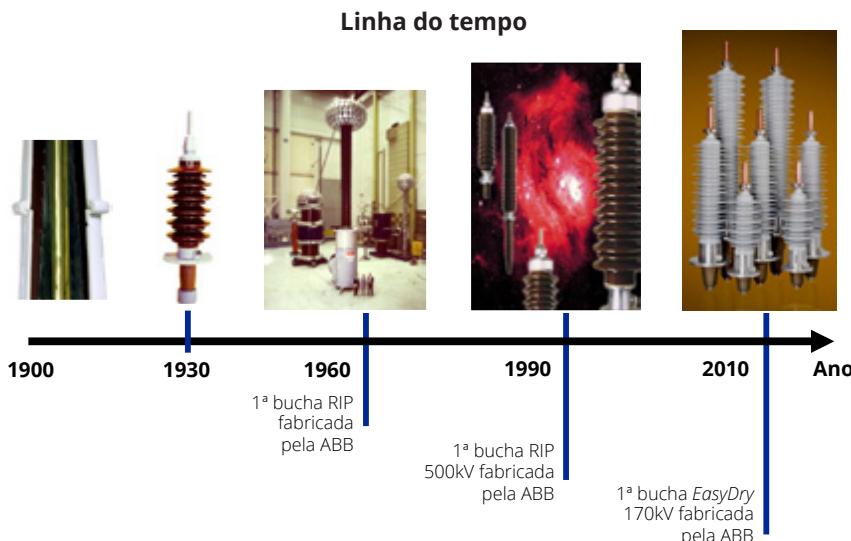
Em 1989 a ABNT publicou a norma NBR 5034, com o objetivo de padronizar os requisitos de testes de rotina e tipo para todos os tipos de buchas, incluindo as tipo sólidas.

Após um longo período e discussões, a ABNT padronizou as dimensões das partes metálicas em sua primeira versão da Norma NBR PB 1521 em dezembro de 1990. No entanto, padronizando somente a conexão externa, deixando a conexão interna a cargo do fabricante do transformador, e sem especificar requisitos de testes de rotina e tipo necessários.

A partir desse momento, criou-se a necessidade de especialização no processo de fabricação e testes de buchas sólidas. Estado atual da arte. Em 2002, surgiu o novo conceito de buchas sólidas utilizando somente o condutor de cobre envolto em resina epóxi e com corpo isolante em silicone, dispensando o uso de porcelanas e totalmente livre de óleo. Não necessitando do óleo isolante presente nos equipamentos como parte de isolação elétrica da bucha.

Buchas Capacitivas

As buchas capacitivas tiveram início em 1908 com o desenvolvimento da tecnologia papel aglutinado com resina (tecnologia RBP), sendo em 1930 substituído pela tecnologia papel impregnado com óleo (tecnologia OIP). Em 1960 teve início a tecnologia papel impregnado com resina (tecnologia RIP). Por volta de 1975 foram lançadas as primeiras bucha de isolação a gás SF₆, e nos anos 2000 apareceram as primeiras buchas capacitativa de isolação mista, isto é, a isolação da bucha é uma combinação de tecnologia OIP mais a tecnologia de isolação a gás SF₆. Em 2005 teve o início ao desenvolvimento da nova tecnologia de bucha moldada a qual é livre de papel e óleo. A nova tecnologia é conhecida como tecnologia RIS onde o papel foi substituído por fibra sintética impregnada e moldada com resina. A bucha com essa tecnologia está disponível no mercado desde 2010.



4. FUNDAMENTOS DE BUCHAS

As buchas são componentes de um equipamento ou de sistema e podem estar conectadas em série ou paralelo com o circuito dependendo da sua aplicação.

As buchas de paredes são normalmente conectadas aos circuitos em série. Já as buchas de equipamentos podem ser conectadas em série ou paralelo, dependendo do equipamento a qual estão montadas são inseridas no circuito. Estas buchas geralmente são para aplicação em transformadores, e também podem ser aplicadas nos sistemas como, por exemplo, no sistema isolado a gás SF₆, e estas conectadas aos circuitos em série.



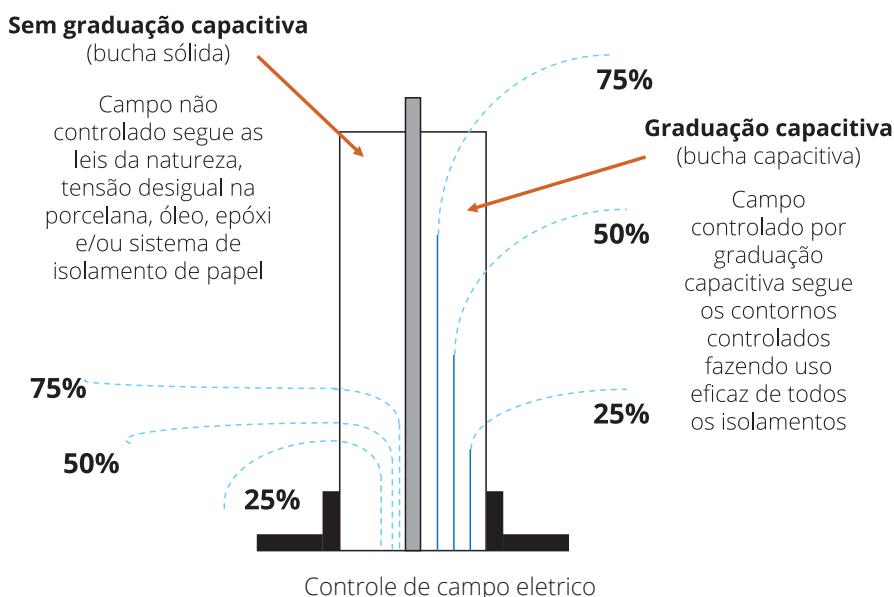
Buchas HVDC de isolação combinada OIP+SF₆



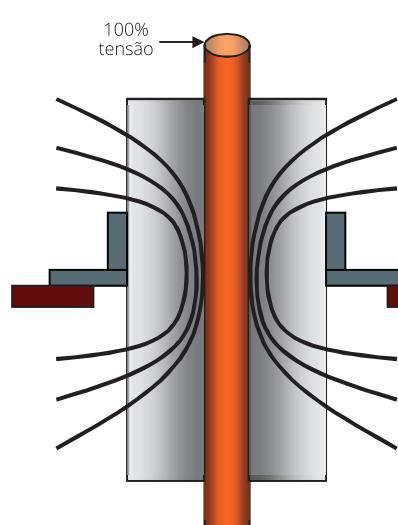
Bucha de parede isolada a gás SF₆

5. TIPOS

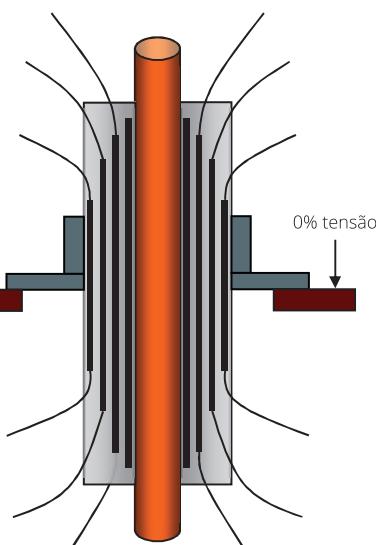
Existem dois tipos de buchas amplamente conhecidas em sistemas elétricos, sendo elas: bucha não capacitiva (*bulk bushing*) e bucha capacitiva (*condenser bushing*).



Campo elétrico (natural) não controlado



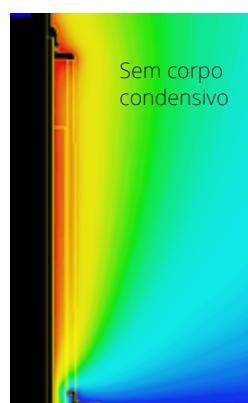
Campo elétrico controlado



Distribuição de campo eletrico

Bucha Não Capacitiva

Bucha cuja isolação é composta de isolador de porcelana ou combinada resina e isolador de silicone. Normalmente, encontram-se instalações com bucha não capacitivas em sistemas até 52 kV e corrente até 8.000 A .

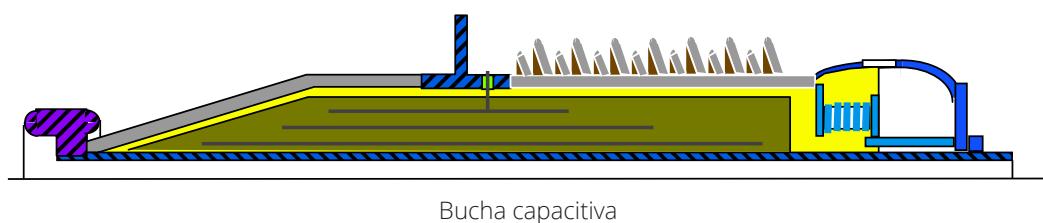
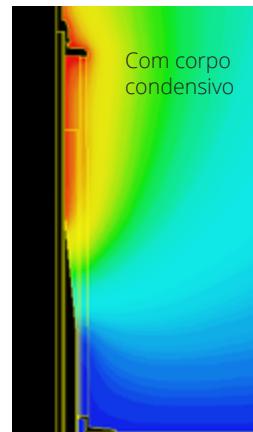


Bucha não capacitiva (bucha seca)

Bucha Capacitiva

Bucha cuja isolação é composta de material isolante e camada condutora ou semicondutora formando superfícies equipotenciais e melhorar a distribuição de tensão, fazendo efeito capacitivo.

Acima de 52 kV, encontram-se bucha capacitiva devido à necessidade de reduzir o dimensional da bucha para que a abertura numa parede aterrada também seja reduzida.



6. TECNOLOGIA

Temos atualmente oito tecnologias muito conhecidas e consagradas, aplicadas em buchas em sistemas de Tensão, e uma recém desenvolvida *(RIS):

- Bucha sólida ou buchas secas (*bulk bushing*).
- Bucha sólida de isolação combinada (Resina Epóxi e Silicone).
- Buchas de papel aglutinado com resina (RBP).
- Bucha de papel impregnado com óleo (OIP).
- Bucha de papel impregnado com resina (RIP).
- Bucha isolada a gás (SF_6).
- Bucha Isolação Combinada (OIP e gás SF_6).
- Bucha Isolação Combinada (RIP e gás SF_6).
- Bucha de fibra sintética impregnado com resina *(RIS).

Buchas Sólidas ou Buchas Secas (*Bulk Bushing*)

Bucha sólida cuja isolação é o isolador de porcelana. Em alguns casos, o óleo isolante do equipamento o qual este se encontra instalado faz parte do elemento isolante da bucha junto com o isolador de porcelana. Estas buchas são conhecidas como buchas sólidas ou buchas secas.



Bucha sólida (buchs secas)

Buchas Sólidas de Isolação Combinada (Resina Epóxi e Silicone)

Bucha sólida cuja isolação principal é composta de resina epóxi e isolador de silicone. Esta bucha é conhecida também como bucha sólida do tipo isolação combinada. Este tipo de bucha tem sido cada vez mais requisitado devido a suas facilidades de manuseio e montagem, possibilitando montagem na horizontal, melhor condição de isolação, prevenindo riscos de vazamento de óleo, considerando que não utilizam óleo isolante como parte de sua isolação elétrica nem gaxetas intermediárias, além de serem a prova de explosão, diminuindo riscos de projeção de fragmentos sólidos quando comparadas a buchas de porcelana.



Bucha tipo RBP

Buchas de Papel Aglutinado com Resina (RBP)

Bucha cuja isolação é composta de material isolante e camada condutora ou semicondutora formando superfícies equipotenciais e melhorar a distribuição de tensão, fazendo efeito capacitivo.

Acima de 52 kV, encontra-se bucha capacitiva devido à necessidade de reduzir o dimensional da bucha para que a abertura numa parede aterrada também seja reduzida.

Buchas de Papel Impregnado com Óleo (OIP)

A bucha com tecnologia “Papel Impregnado com Óleo” (OIP) nasceu em 1930 e teve rápido crescimento no mercado, uma vez que a tecnologia RBP apresentava alguns problemas. A tecnologia OIP é uma tecnologia consagrada e predominante ainda hoje. Nessa tecnologia a isolação do corpo capacitivo é formada basicamente de papel *kraft* impregnado de óleo isolante. Seu processo fabril tem lugar numa máquina aquecida para enrolamento e retirada de umidade do papel ou máquina para enrolamento a frio e uma caldeira aquecida para retirada de umidade e impregnação com óleo. Após a montagem, este passa por processo de vácuo e impregnação com óleo isolante para adquirir alto grau de isolação. Como resultado desse processo, a bucha apresenta baixo nível de tg delta e descargas parciais.



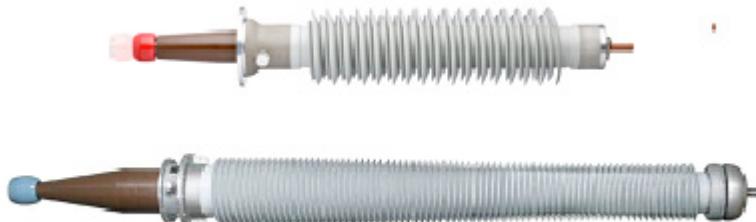
Bucha tipo OIP

Buchas de Papel Impregnado com Resina (RIP)

A tecnologia “Papel Impregnado com Resina” (RIP) surgiu em 1960 em função da necessidade de melhoria da tecnologia de fabricação de bucha papel aglutinado com resina (RBP). Para ter maior desempenho da bucha e sucesso desse desenvolvimento, foram empregados materiais mais nobres e de última geração. O corpo capacitivo da bucha RIP é constituído de papel crepe e resina epóxi. O processo mais importante na fabricação da bucha com a tecnologia RIP é o processo de fabricação do corpo capacitivo, onde, após o enrolamento com papel crepe, o corpo capacitivo passa por processo de vácuo e aquecimento e impregnação com resina epóxica. Como resultado desse processo, o corpo capacitivo torna-se altamente isolante com teor de umidade extremamente baixo e isento de bolhas de ar, isto significa Tag Delta e Descargas Parciais baixo, além de tornar-se mecanicamente muito resistente.



Bucha tipo RIP



Bucha tipo RIP

Buchas Isoladas a Gás SF₆

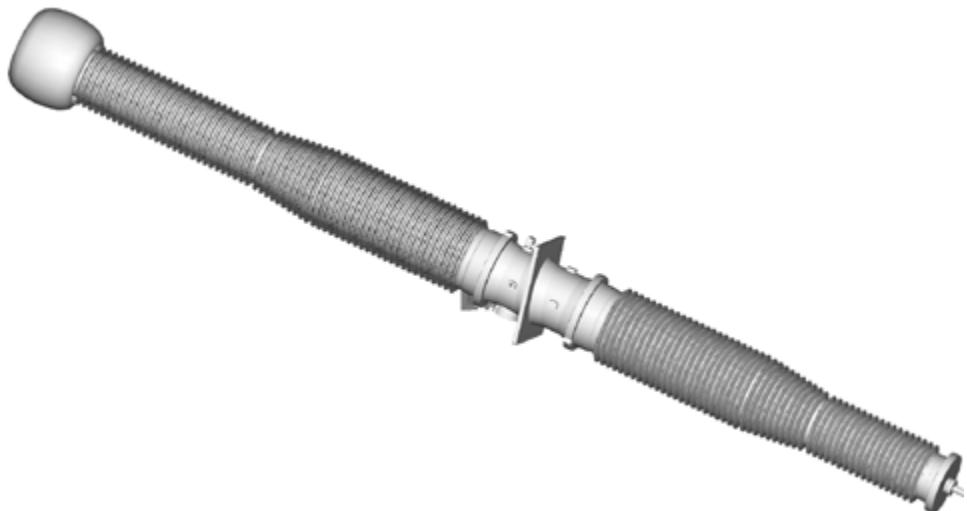
A bucha foi desenvolvida nos anos 80. Essa tecnologia é conhecida como bucha seca, livre de papel e óleo isolante. A principal isolação dessa bucha é o gás SF₆ comprimido (não possui corpo capacitivo).



Bucha de parede isolada a gás SF₆



Bucha de parede isolada a gás SF₆



Bucha de parede isolada a gás SF₆

Buchas com Isolação Combinada de Papel Impregnado com Óleo (OIP) e Gás (SF₆)

A bucha foi desenvolvida a partir da bucha de Alta Tensão para aplicação em Corrente Contínua conhecida como bucha HVDC e bucha de Alta Tensão para aplicação no Sistema Isolada a Gás (GIS). A bucha HVDC para transformador era tipo OIP com porcelana. A nova bucha de tecnologia mista possui corpo capacitivo de papel impregnado com óleo (tecnologia OIP) imerso dentro do compartimento isolado a gás SF₆ (técnologia de isolamento a gás).

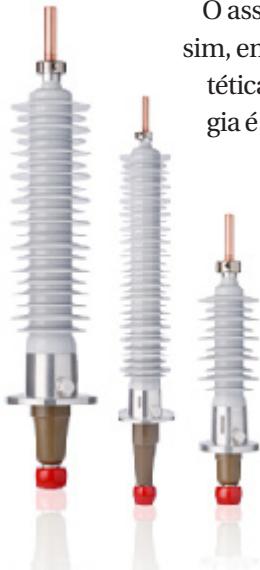
Buchas com Isolação Combinada de Papel Impregnado com Resina (RIP) e Gás (SF_6)

A bucha foi desenvolvida a partir da bucha de Alta Tensão com tecnologia RIP e bucha de Alta Tensão para aplicação no Sistema Isolada a Gás (GIS). Essa bucha de tecnologia mista possui corpo capacitivo de papel impregnado com resina (tecnologia RIP) imerso dentro do compartimento isolado a gás SF_6 (tecnologia de isolação a gás) tanto o lado exterior ou lado interior.



Bucha de isoalação combinada RIP + SF_6

Buchas de Fibra Sintética Impregnado com Resina (RIS)



Bucha tipo RIS

O assunto em evidência desde 1990 é a consciência ecológica e, sendo assim, em 2005 a ABB iniciou o desenvolvimento da tecnologia RIS “Fibra Sintética Impregnado com Resina” para atender a esse requisito. Essa tecnologia é conhecida como bucha seca, moldada e livre de papel e óleo isolante.

O processo mais importante na fabricação da bucha com a tecnologia RI é o processo de fabricação do corpo capacitivo.

O corpo capacitivo dessa bucha é constituído de malha de fibra sintética (não mais com papel) e resina epóxi onde, após o enrolamento com malha de fibra sintética, passa por processo vácuo, impregnação e moldagem com resina epólica.

Assim como a bucha com tecnologia RIP, como resultado desse processo, o corpo capacitivo torna-se altamente isolante com teor de umidade extremamente baixo e isento de bolhas de ar, além do que se torna mecanicamente muito resistente e imune à umidade.

A bucha com a tecnologia RIS foi lançada comercialmente no mercado desde 2011.

7. NORMAS TÉCNICAS

As normas técnicas definem padrões de construções de equipamentos e máquinas, bem como suas características técnicas e formas de uso, a fim de se obter um melhor desempenho, dentro da margem de segurança e responsabilidade, garantindo assim o bom funcionamento de sistemas e processos. As normas são orientativas e estabelecem as condições mínimas de fabricação, testes e de uso. Portanto sempre prevalecerá acordo entre fornecedor e comprador, assumindo ambos as responsabilidades.

As buchas com tensão nominal superiores a 1 kV e frequência de 15 a 60Hz destinadas ao uso em aparelhos elétricos, máquinas, transformadores, instalações elétricas e outros, seguem as características e ensaios descritos nas normas ABNT 5034, IEC 60137 e IEEE C57.19.00.01.

A norma NBR 10202 estabelece as características elétricas, construtivas, dimensionais e gerais de buchas de tensão nominal de 72,5 kV – 145kV, tipo exteriores imersas, para transformadores e reatores para sistemas de potência, sendo o meio isolante da extremidade imersa em óleo mineral isolante.

Essas normas devem ser consultadas sempre que forem necessárias.

8. APLICAÇÕES

Existe uma gama muito grande de aplicações para buchas isolantes, e a definição do tipo e modelo para cada aplicação depende dos requisitos específicos de cada projeto e /ou normas exigidas.

As buchas são construídas de forma a atender às altas exigências elétricas impostas aos equipamentos submetidos às altas tensões.

As aplicações básicas de buchas são:

- Óleo – Ar.
- SF₆ – Ar.
- Óleo – Óleo.
- Óleo – SF₆.
- Ar – Ar (Interior – Interior, Interior – Exterior e Exterior – Exterior).

Aplicação Óleo-Ar e SF₆-Ar

As buchas para esse tipo de aplicação possuem isoladores de porcelana ou polimérico para aplicação exterior e/ou interior, uma vez que uma extremidade fica imersa em um meio controlado, em óleo isolante ou SF₆, e a outra extremidade fica ao ar livre, num ambiente não controlado, sendo possível a instalação das buchas em locais de diferentes tipos de condições climáticas (clima tropical, desértico, ártico etc.) bem como áreas industriais com alto índice de poluição atmosférica e em áreas costeiras com alto índice de salinidade.

Estas buchas podem ser do tipo OIP, RIP, RIS, gás SF₆, isoalação combinada de OIP e SF₆ ou RIP e SF₆.

No caso de bucha do tipo OIP, gás SF₆, isoalação combinada de OIP e SF₆ possuem isoladores exterior e interior. O isolador interior é de tamanho reduzido uma vez que fica imerso num meio controlado. Estes tipos de buchas são na grande maioria usados em transformadores potência.



Bucha para aplicação
Óleo-Ar e SF₆-Ar

Nos modelos de buchas RIP, RIS e isolação combinada de RIP e SF₆, possuem somente um isolador para aplicação exterior, pois não existe a necessidade de haver um isolador interior uma vez que o corpo capacitivo da bucha é impregnado com resina curada e, desta forma, a bucha não possui óleo isolante ou gás SF₆ no seu interior. Estas buchas também são na grande maioria usadas em transformadores de potência.

Aplicação Óleo-Óleo e Óleo-SF₆

As buchas para esse tipo de aplicação possuem dois isoladores de tamanho reduzido de porcelana (tipo OIP) ou não possuem isoladores (tipo RIP), uma vez que as duas extremidades ficam imersas em um meio controlado com óleo isolante ou SF₆, sendo também utilizadas na sua grande maioria em transformadores potência.

A bucha do tipo RIP não possui isolador interior, uma vez que o corpo capacitivo da bucha é impregnado com resina curada e, desta forma, a bucha não possui óleo isolante ou gás SF₆ no seu interior.



Bucha para aplicação
Óleo-Óleo e Óleo-SF₆

Aplicação Ar-Ar

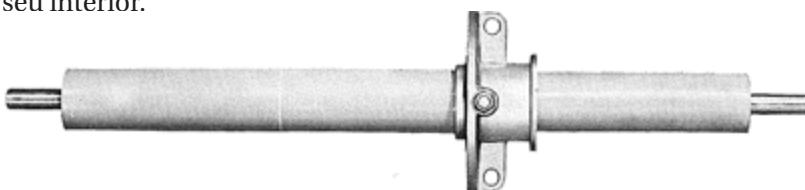
As buchas desse tipo são para terminal de linha para aplicação em parede, usadas para conexão de sistema interior-interior, interior-exterior ou exterior-exterior.

Sistema Interior-Interior

As buchas para essa aplicação possuem dois isoladores de porcelana (tipo OIP) ou não possuem isoladores (tipo RIP), uma vez que as duas extremidades ficam imersas em um meio controlado neste, no caso o ar.

Ao utilizar uma bucha do tipo OIP para sistema interior-interior, também pode ser utilizada uma bucha para sistema exterior-exterior, ou seja, uma bucha com dois isoladores para aplicação exterior.

Para o caso da bucha ser do tipo RIP, esta não possui isolador, uma vez que o corpo capacitivo da bucha é impregnado com resina curada e não possui óleo isolante ou gás SF₆ no seu interior.



Bucha para aplicação Ar-Ar (Interior-Exterior)

Sistema Interior-Exterior

As buchas para essa aplicação possuem dois isoladores de porcelana (tipo OIP) ou possuem um isolador (tipo RIP) de porcelana ou polimérico, uma vez que uma das extremidades fica imersa em um meio controlado, no caso o ar, e o outro em meio não controlado, neste caso o ar livre.

Ao utilizar uma bucha do tipo OIP para sistema interior-exterior, também pode ser utilizada uma bucha para sistema exterior-exterior, ou seja, uma bucha com dois isoladores para aplicação exterior.

Para o caso da bucha ser do tipo RIP, esta somente um isolador, uma vez que o corpo capacitivo da bucha é impregnado com resina curada e não possui óleo isolante ou gás SF₆ no seu interior.



Bucha para aplicação Ar-Ar (interior-exterior)

Sistema Exterior-Exterior

As buchas para essa aplicação possuem dois isoladores de porcelana (tipo OIP ou RIP) de porcelana ou polimérico, uma vez que uma das extremidades fica imersa em um meio não controlado neste, no caso o ar livre.



Bucha para aplicação Ar-Ar (exterior-exterior)

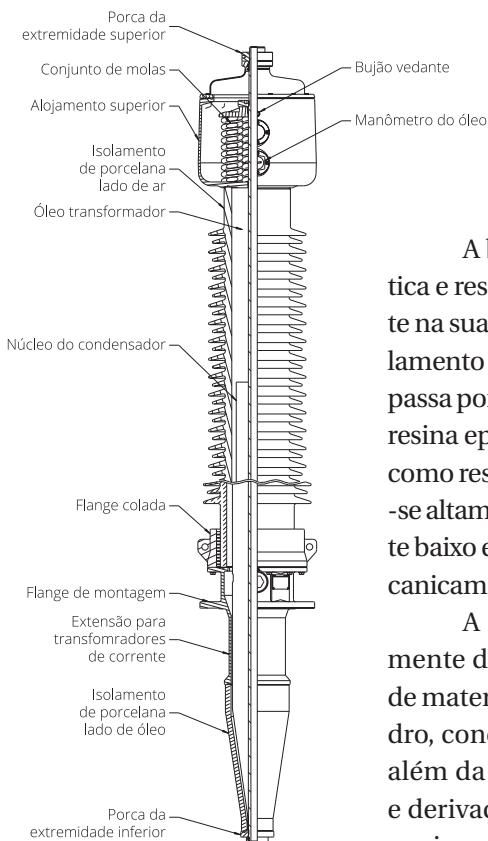
9. CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS

A bucha é construída em redor do tubo central sobre o qual o corpo condensivo é enrolado.

O isolador superior e isolador interior (quando aplicável) e flange de fixação são mantidos entre as suas extremidades através do tubo central, e a vedação é feita através das gaxetas de borracha resistente a óleo alojado nas ranhuras.

De acordo com o modelo de bucha, o espaço entre o corpo condensivo e o isolador pode ser preenchido com óleo do isolante, gel ou gás SF₆, e o espaço da expansão do óleo no topo da bucha, quando aplicável, é preenchido com gás nitrogênio.

Para a bucha com tecnologia RIP, o processo mais importante é fabricação do corpo capacitivo, onde, após o enrolamento com papel crepe, o corpo capacitivo passa por processo de vácuo e aquecimento e impregnação com resina epóxica. Como re-



Detalhes de bucha capacitativa

sultado desse processo, o corpo capacitivo torna-se altamente isolante com teor de umidade extremamente baixo e isento de bolhas de ar. Isto significa Tag Delta e Descargas Parciais baixo, além de tornar-se mecanicamente muito resistente.

A bucha RIS é constituída de malha de fibra sintética e resina epóxi, sendo que o processo mais importante na sua fabricação é o do corpo capacitivo. Após o enrolamento com malha de fibra sintética, o corpo capacitivo passa por processo vácuo, impregnação e moldagem com resina epólica. Assim como a bucha com tecnologia RIP, como resultado desse processo, o corpo capacitivo torna-se altamente isolante com teor de umidade extremamente baixo e isento de bolhas de ar, além do que se torna mecanicamente muito resistente e imune à umidade.

A bucha isolada a gás SF₆ é constituída basicamente de flange de fixação, isolador exterior e interior de material polimérico reforçado em tubo de fibra de vidro, condutor interno, enchimento de gás isolante SF₆, além da blindagem, terminais externos para conexão e derivação para enchimento, evacuação e conexão ao equipamento de monitoramento de pressão de gás SF₆.

A bucha de tecnologia mista (OIP e gás SF₆) possui corpo capacitivo de papel impregnado com óleo (tecnologia OIP) imerso dentro do compartimento isolado a gás SF₆ (tecnologia de isolação a gás). A bucha possui flange de fixação e isolador exterior (lado ar) em material polimérico reforçado com tubo de fibra de vidro. O lado interior (lado óleo) não possui isolador e o corpo capacitivo fica imerso no óleo.

O lado interior das buchas é normalmente envolvido com uma blindagem de alumínio isolada com resina de epóxi.

O terminal interno é fixado no tubo central através de um sistema próprio de cada modelo de bucha, o qual é travado quando o terminal externo é montado. O terminal interno é fabricado de cobre eletrolítico e pode ser escolhido para a conexão com os cabos por solda forte ou por prensagem.

O terminal externo é disponível em alumínio, liga de cobre ou latão com tratamento superficial.

O isolador superior geralmente é fabricado em peça única de porcelana ou material polimérico de alta qualidade elétrica.

O flange de fixação é fabricado de liga de alumínio resistente à corrosão.

As buchas são fornecidas prontas para uso.

Se a bucha for do tipo OIP e montada com a inclinação de mais de 45° da posição vertical, medidas especiais devem ser tomadas para garantir enchimento suficiente de óleo dentro da bucha.

A derivação de ensaio (*tap*) é conectada à camada condutiva mais externa do corpo condensivo e isolada do flange. Durante a operação, a derivação de ensaio fica automaticamente aterrada e protegida contra agentes externos.

Ao final da montagem, é feito o processo de vácuo e impregnação e posteriormente os ensaios elétricos de rotina e embalagem final.

10. CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

Para fins de especificação, projeto, critérios de qualidade e métodos de ensaios, as buchas devem seguir requisitos que estão descritos nas normas técnicas aplicáveis. A normalização visa à elaboração de normas técnicas através de consenso entre fabricantes, consumidores e entidades governamentais. Em âmbito nacional, para buchas utiliza-se como referência a norma NBR5034, sendo sua última revisão publicada em 1989 e a norma IEC60137 e ANSI IEE C57.19.00/01.

Alta confiabilidade somente é possível com buchas de alta qualidade e utilizando tecnologia de fabricação. A observância de normas técnicas para especificação é o melhor meio para se atingir esse objetivo.

Portanto, as buchas são projetadas e dimensionadas para atender aos requisitos dos sistemas elétricos e normas internacionais. Para melhor compreensão, as características elétricas normalizadas estão listadas conforme abaixo:

- Tensão nominal do sistema (Un – kV, eficaz).
- Corrente nominal do sistema (In – A, eficaz).
- Tensão suportável à frequência industrial a seco e sob chuva (kV, eficaz) aplicada durante um minuto.
- Tensão suportável nominal de impulso atmosférico, onda plena e onda cortada (kV, Crista).
- Tensão suportável nominal de surto de manobra (kV, Crista).
- Frequência nominal.
- Distância de escoamento nominal em mm, acordo nível de contaminação da atmosfera.
- Óleo mineral conforme IEC 60296, não inibido, filtrado e tratado.
- Isolador de porcelana ou polimérico, tipo saia longa/saia curta, cor marrom ou cinza.

Sistema de Isolação

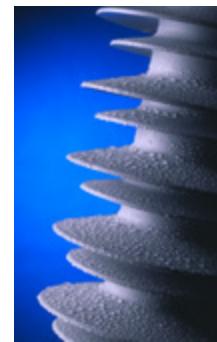
O sistema de isolação é uma das características mais importantes na construção das buchas. Ele é definido por três critérios: dielétricos, térmicos e ambientais.

Os requisitos dielétricos são baseados no nível de tensão ao qual estará conectado e no estudo de coordenação de isolamento. Devido à questão atmosférica causada por altitude, nível de poluição e condição climática, dependendo do local de instalação, po-

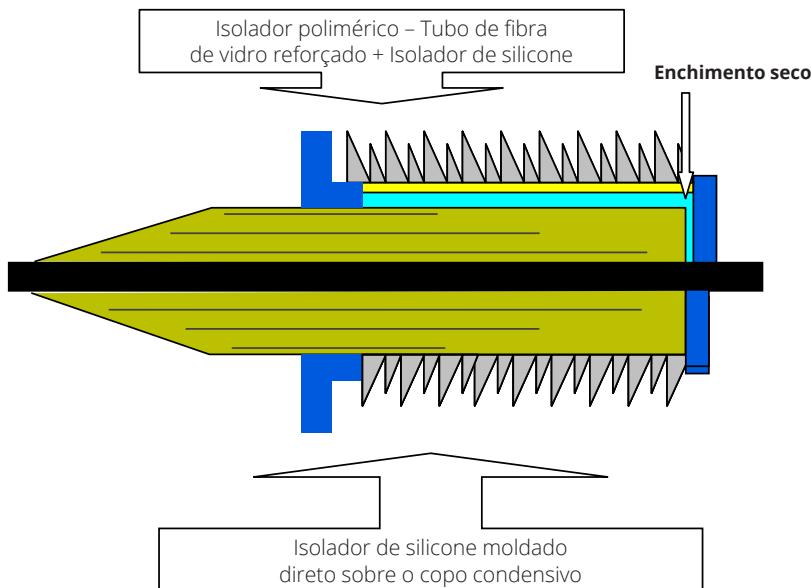
dem ser especificados níveis superiores de distância de escoamento dos isoladores de porcelana ou poliméricos.

São definidos quatro níveis de poluição pela norma NBR5034, conforme apresentados abaixo:

- 16 mm/kV para atmosferas ligeiramente poluídas.
- 23 mm/kV para atmosferas medianamente poluídas.
- 29 mm/kV para atmosferas fortemente poluídas.
- 31 mm/kV para atmosferas extremamente poluídas.



As definições de distância de escoamento e distância de arco são indicadas na norma NBR5034: a distância de escoamento é definida como a distância mais curta ao longo do contorno da superfície externa do invólucro isolante entre as partes metálicas entre as quais se aplica tensão de funcionamento.



A distância de arco é definida como a distância mais curta (medida por um fio) externamente ao invólucro isolante entre as partes metálicas entre as quais se aplica tensão de funcionamento.

A isolação interna das buchas é formada em geral por papel isolante e /ou óleo mineral tratado e também pode ser utilizado papel isolante e /ou resina, ou ainda gás SF₆ como meio isolante. Por fim, para buchas de aplicações especiais pode ter a isolação combinada de gás SF₆ com papel isolante e óleo mineral tratado ou isolação combinada de gás SF₆ com papel isolante e resina.

O dimensionamento da isolação interna leva em consideração os requisitos de isolamento quanto à tensão nominal, corrente nominal, tensão suportável à frequência industrial; tensão suportável a impulso atmosférico de onda plena, tensão suportável a impulso de onda cortada, tensão suportável a surto de manobra e sobretensões.

11. ENSAIOS

Os ensaios finais são a forma de demonstrar a conformidade do projeto e processo de fabricação, servem como indicadores de que a bucha está apta a cumprir com os requisitos da norma de fabricação. São definidas três classificações de ensaios:

Durante a fabricação e na sua conclusão, a bucha é sujeita a inúmeros ensaios de rotina. O ensaio de estanqueidade é executado nas peças individualmente e na bucha montada. Ensaio nas peças são executados com sobrepressão de ar e imersos em água. Ensaio na bucha montada é executado durante o processo de vácuo e impregnação com óleo à temperatura ambiente. Não é permitido vazamento de ar das peças, quebra de vácuo ou vazamento de óleo.



Ensaio de bucha tipo RIP

Cada bucha é sujeita a ensaio elétrico de rotina (ensaio final). O ensaio é feito à temperatura ambiente da sala, simulando-se a bucha montada no equipamento. Capacitâncias e os fatores de perdas dielétricas ($\tan \delta$) são medidos aplicando-se vários níveis de tensão nas séries ascendentes e descendentes, e o ensaio de tensão suportável nominal à frequência industrial é executado ao mesmo tempo, porém no nível superior e mantido durante um minuto.

Medição para a detecção da intensidade de descargas parciais internas também é executada. Estas medições são executadas ao mesmo tempo e nos mesmos níveis de tensão e nas séries ascendentes e descendentes quando das medições das capacitâncias e fator de perdas dielétricas ($\tan \delta$).

Os ensaios de tipo são executados nos protótipos de cada modelo de bucha e os relatórios devem estar disponíveis a pedido.

Os ensaios elétricos e mecânicos são realizados no intuito de se comprovar os requisitos descritos nas normas ou os propostos pelos fabricantes.

A aplicabilidade de cada item dos ensaios deve ser consultada nas normas de ensaio de buchas.

Ensaios de Rotina

Ensaios com o objetivo de comprovar a qualidade do processo bem como matéria prima empregada na fabricação da bucha. Devem ser realizados em todas as unidades de fornecimento.

Os ensaios de rotina devem ser de acordo com norma NBR 5034 que estão descritos abaixo:

Medição do Fator de Perdas Dielétricas (Tang Δ) e da Capacitância, na Temperatura Ambiente

A medição do fator de perdas dielétricas ($\tan \Delta$) e da capacidade (C_1) na temperatura ambiente é aplicável somente a buchas com isolamento orgânico ou de polímero fundido, buchas compostas e buchas capacitivas.

Durante este ensaio, o condutor da bucha não deve estar conduzindo corrente.

Ensaio de Tensão Suportável Nominal à Frequência na Industrial a Seco

O ensaio é aplicável a todos os tipos de buchas, exceto as buchas isoladas a gás. O valor especificado da tensão de ensaio deve ser mantido durante um minuto. Se não ocorrer descarga de contorno ou perfuração, a bucha deve ser considerada aprovada no ensaio. Se ocorrer perfuração, a bucha deve ser considerada reprovada no ensaio. Se ocorrer descarga de contorno, o ensaio deve ser repetido somente uma vez. Se durante a repetição do ensaio não ocorrer descarga de contorno ou perfuração, a bucha deve ser considerada aprovada no ensaio.

Medição da Intensidade de Descargas Parciais

A medição do nível de descargas parciais deve ser executada para buchas, com tipos de isolamento listados na tabela 3 da norma NBR 5034. O ensaio deve ser executado de acordo com a NBR 6940. A medição do nível de descargas parciais deve ser feita como indicado no item 8.2.3 da norma NBR 5034.

Os valores das intensidades de descargas parciais internas são sempre os mais baixos possíveis e devem estar de acordo com as normas aqui citadas para nível de tensão 50% acima da tensão nominal fase-terra.

Ensaio de Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial das Derivações de Ensaio e/ou de Tensão

O ensaio é aplicável a todas as derivações de ensaio e de tensão. O valor especificado da tensão de ensaio deve ser mantido durante um minuto. Para derivação de ensaio, no mínimo 2 kV. Para derivação de tensão, duas vezes a sua tensão nominal ou no mínimo 2 kV.

Antes e após o ensaio de tensão suportável nominal à frequência industrial, na derivação de tensão, deve ser medida a capacidade (C_2) para a terra e o fator de perdas dielétricas com no mínimo 0,5 kV.

Ensaio de Pressão em Buchas com Enchimento Gasoso e em Buchas Isoladas a Gás

A bucha deve ser completamente montada como para funcionamento normal, e cheia com gás ou líquido, a critério do fabricante. Deve ser estabelecida no interior da bucha e mantida durante 15 minutos uma pressão, na temperatura ambiente, de 105 kPa. Se não forem constatados danos mecânicos, a bucha deve ser considerada aprovada.

Ensaio de Vedaçāo em Buchas com Enchimento Líquido e em Buchas com Isolação Líquida

A bucha deve ser completamente montada e cheia com o líquido especificado. Uma pressão de 100 +/- 10 kPa, acima da pressão máxima de funcionamento, deve ser aplicada e mantida durante uma hora. Se não for constatado vazamento, a bucha deve ser considerada aprovada.

Ensaio de Vedaçāo em Buchas com Enchimento Gasoso e em Buchas Isoladas a Gás

A bucha deve ser completamente montada, como para funcionamento normal, e cheia com o gás especificado, na pressão máxima de serviço e na temperatura ambiente. A bucha deve ser considerada aprovada em ensaio se não for excedida uma determinada taxa de vazamento, cujo valor deve ser objeto de acordo entre comprador e fabricante.

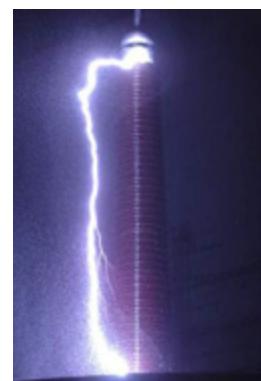
Ensaio de Vedaçāo do Flange ou Outro Dispositivo de Fixação

Este ensaio é aplicável a buchas, com pelo menos uma extremidade imersa destinada a constituir parte integrante de equipamentos, tais como equipamentos de manobra e transformadores, nos quais as buchas contribuem para vedação do equipamento, exceto buchas a serem providas de gaxetas, cuja colocação definitiva não é executada pelo fabricante.

Ensaios de Tipo

Ensaios com o objetivo de comprovar que o projeto do fabricante atende aos requisitos normalizados. Não há necessidade de ser realizado em todos os lotes de fornecimento. O fabricante deve disponibilizar certificado de ensaios realizado em equipamento com características similares para o requisito em avaliação.

Ensaios de tipo previstos pela norma NBR5034 para buchas são:



Ensaio de Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial Sob Chuva

O ensaio é aplicável somente a buchas com pelo menos uma extremidade para exterior e de tensão nominal igual ou inferior a 242 kV.

Ensaio de Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico, a Seco

O ensaio é aplicável a todos os tipos de buchas.

Ensaio de Tensão Suportável Nominal de Impulso de Manobra, a Seco ou Sob Chuva

O ensaio a seco é aplicável a todas as buchas para interior e buchas completamente imersas de tensão nominal igual ou superior a 362 kV.

O ensaio sob chuva é aplicável a todas as buchas com pelo menos uma extremidade para exterior de tensão nominal igual ou superior a 362 kV.

Ensaio de Estabilidade Térmica do Dielétrico

Este ensaio é aplicável a buchas, que satisfaçam a totalidade das seguintes condições:

- Pelo menos uma extremidade imersa.
- Isolação principal constituída de material orgânico.
- Destinadas a equipamentos cheios de meio isolante, cuja temperatura de funcionamento é igual ou superior a 60º.
- Tensão nominal igual ou superior a 362 kV, no caso de buchas com isolação de papel impregnado com óleo, e de buchas com isolação de papel impregnado com resina, a tensão nominal igual ou superior a 145 kV, para os demais tipos de buchas.

Ensaio de Elevação de Temperatura

O ensaio é aplicável a todos os tipos de buchas, salvo se puder ser demonstrado por meio de um cálculo baseado em ensaio comparativo, onde os limites de temperatura especificados não são ultrapassados.

Ensaio de Corrente Suportável Nominal de Curta Duração (It)

A capacidade de a bucha de suportar o valor mínimo de It deve ser demonstrada por cálculo, salvo acordo diferente entre comprador e fornecedor.

Ensaio do Valor de Crista da Corrente Suportável Nominal de Curta Duração (Id)

A capacidade da bucha de suportar o valor padronizado de Id deve ser demonstrada teoricamente, salvo acordo diferente entre comprador e fornecedor.

Ensaio de Suportabilidade a Carga de Flexão

O ensaio é aplicado a todos os tipos de buchas.

Ensaios Conforme Norma IEC

Os ensaios listados abaixo são os ensaios de rotina e tipo citados na norma IEC 60 137 além do citado acima o qual está na norma ABNT 5034.

Ensaios de Rotina

- Ensaio de tensão suportável nominal de impulso atmosférico, a seco.
- Verificação do dimensional e inspeção visual.

Ensaios de Tipo

- Ensaio de tensão aplicada de longa duração.
- Ensaio de Radiointerferência.

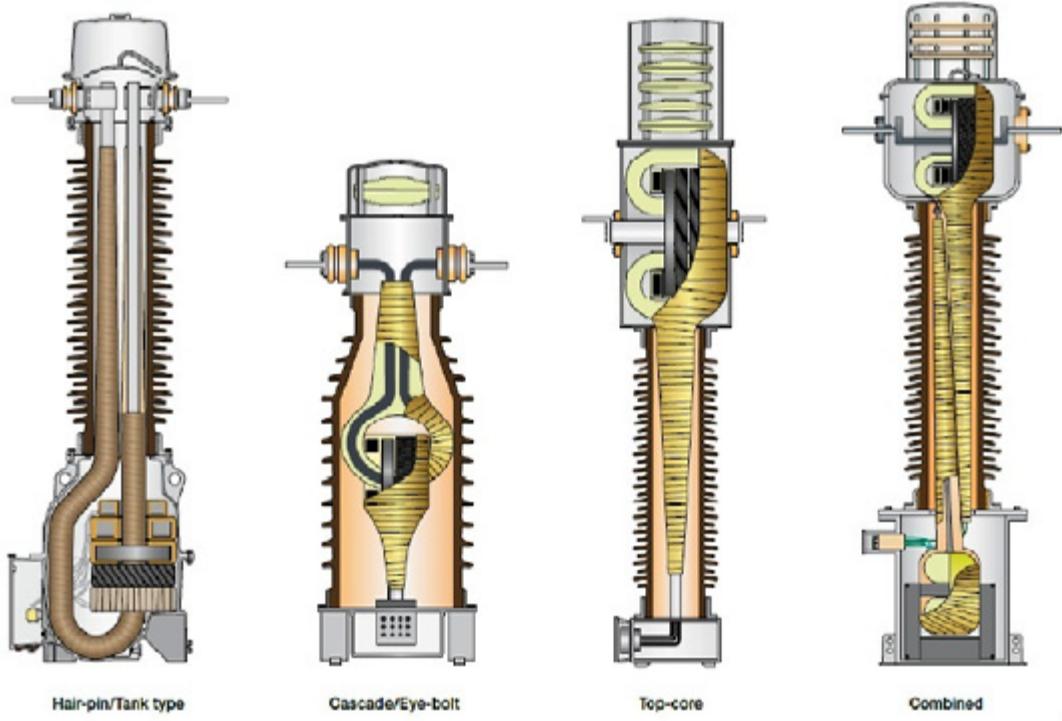
12. REFERÊNCIAS

- [1] ABB. *Transformer Handbook*, 2004.
- [2] NORMA ABNT NBR5034 1989. *NBR 10202, 2010.*
- [3] NORMA IEC 60 137, edição 6, 2008.
- [4] NORMA ANSI IEEE Std C57.19.00-2004. *ANSI IEEE Std C57.19. 01-2000.*
- [5] NORMA ABNT NBR 10460, 1990.
- [6] *Catálogos de bucha ABB tipo OIP, RIP, RIS, SF₆, HVDC.*
- [7] *Catálogos de bucha ABB COMEM tipo sólido (seca).*
- [8] *Catálogos de bucha HSP tipo OIP, RIP, SF₆.*
- [9] *Catálogos de bucha Passoni & Villa tipo RBP, OIP, RIP, SF6.*
- [10] *Catálogos de bucha Trench tipo OIP, RIP, SF₆.*
- [11] *Inova EQ Inovações Tecnológicas Aplicadas a Equipamentos de Alta Tensão.*
- [12] ALSTON, L. L. *High Voltage Tehnology Oxford University Press*, 1968.

CAPÍTULO 8

Transformadores de Corrente

Francisco M. Salgado Carvalho



1. OBJETIVO

Apresentar as características básicas dos transformadores de corrente, indicando principalmente as normas técnicas, definições, classificações, tipos construtivos, ensaios e especificação.

Palavras-chave: American National Standards Institute (ANSI), Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), especificação de equipamentos, especificação de transformadores de corrente, IEC 60044 – 1, IEC 60044 – 6, IEC 60044 – 8, IEEE Std C37.110, IEEE Std C57.13, IEEE Std 1601, International Electrotechnical Commission (IEC), NBR 6546, NBR 6821, NBR 6856, normas técnicas, resposta transitória de transformadores de corrente, sistemas de transmissão EAT e UAT, *The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.* (IEEE), transformadores de corrente, transformadores de corrente ópticos, transformadores para instrumentos.

2. INTRODUÇÃO

Os medidores, os relés de proteção e os dispositivos de controle do tipo de corrente alternada funcionam alimentados por tensões e correntes supridas por transformadores de potencial e de corrente, respectivamente. Estes transformadores proporcionam isolamento contra a alta-tensão do circuito primário. Eles são chamados de transformadores de instrumentos e suprem os medidores, relés de proteção e os dispositivos de controle com tensões e correntes proporcionais às que circulam pelos circuitos de potência, suficientemente reduzidas, de forma que estes instrumentos podem ser fabricados relativamente pequenos, do ponto de vista de isolamento. Os medidores, relés de proteção e outros dispositivos de controle ficam instalados no circuito secundário dos transformadores de instrumentos. Os transformadores de corrente, também chamados de TCs, objeto deste capítulo, têm o seu enrolamento primário ligado em série com o circuito de alta-tensão (ou de potência, também chamado de circuito primário).

A impedância do transformador de corrente, vista do lado do seu enrolamento primário, é desprezível, quando comparada com a impedância do sistema elétrico (sistema de alta-tensão ou de potência) no qual está instalado. Esta impedância é desprezível, mesmo que se leve em conta a carga existente no seu circuito secundário, isto é, a carga formada pelos medidores, relés de proteção e cabos de interligação entre o pátio da subestação (onde ficam os transformadores de corrente) e a casa de controle ou os painéis de comando (onde ficam os medidores, relés de proteção e dispositivos de controle). Desta forma, a corrente que circula no primário dos transformadores de corrente é ditada pelo que acontece no sistema de alta-tensão ou de potência, chamado de circuito ou sistema primário. Esta corrente, do circuito primário, é chamada de corrente primária. A corrente secundária é uma “imagem” das correntes primárias (corrente de carga ou de curto-círcuito), que são transformadas de acordo as características elétricas dos transformadores de corrente, conforme se verá no decorrer deste capítulo. Até o item 18 deste capítulo, serão apresentados os TCs do tipo convencional, normalmente utilizados nos sistemas de transmissão no Brasil e no exterior.

3. NORMAS TÉCNICAS

A aplicação (incluindo a especificação) dos transformadores de corrente deve seguir regras e padrões definidos em normas técnicas. Entre as normas técnicas, utilizadas no Brasil para esta finalidade, no que diz respeito aos transformadores de corrente convencionais, pode-se citar:

Normas ABNT

- **NBR 6546** [1]
Transformadores para Instrumentos – Terminologia
- **NBR 6821** [2]
Transformador de Corrente – Método de Ensaio
- **NBR 6856** [3]
Transformador de Corrente – Especificação

Normas ANSI ou IEEE

- **IEEE Std C57.13 – 1993 (R2003)** [4]
IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers
- **IEEE Std C37.110 – 2007** [5]
IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Principles

Normas IEC

- **IEC 60044 – 1** [6]
Instruments Transformers – Part 1: Current Transformers
- **IEC 60044 – 6** [7]
Instruments Transformers – Part 6: Requirements for Protective Current Transformers for Transient Performance

A escolha de qual das normas técnicas, dentre as mais utilizadas no Brasil (ABNT⁽¹⁾, ANSI/IEEE⁽²⁾ ou IEC⁽³⁾), deverá ser adotada na especificação do transformador de corrente, de uma maneira geral, ou com relação a algum aspecto de sua aplicação em particular, é uma questão a ser definida através do responsável pela execução do trabalho (ou pela prática da empresa proprietária do sistema elétrico onde o transformador de corrente será instalado, se esta prática existir). O responsável pela aplicação do transformador de corrente deverá, naturalmente, tomar o cuidado de utilizar a última revisão da norma técnica escolhida.

- (1) ABNT = Associação Brasileira de Normas Técnicas
- (2) ANSI/IEEE = *American National Standards Institute/The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.*
- (3) IEC = *International Electrotechnical Commission*

Serão apresentadas, preferencialmente, definições, formas de especificação, condutas de padronização e valores padronizados pelas normas técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) [1, 2, 3]. Eventualmente, em alguns dos itens deste capítulo, as normas técnicas da ANSI/IEEE [4, 5] e da IEC [6, 7] serão também citadas nestas mesmas situações.

4. DEFINIÇÕES

Uma série de termos padronizados é utilizada quando se trabalha com os transformadores para instrumentos e, particularmente, com os transformadores de corrente, objeto deste capítulo. A seguir, estão apresentadas as definições de alguns dos principais termos padronizados, conforme definidos na Norma NBR 6546: Transformadores para Instrumentos – Terminologia [1], da ABNT.

Outros termos padronizados poderão estar apresentados nas outras normas citadas no item 3 deste capítulo [2, 3, 4, 5, 6, 7], e na literatura sobre transformadores de corrente, em geral, complementando e aumentando a lista apresentada abaixo [1]. Se o leitor deste capítulo sentir falta de alguma definição, recomenda-se recorrer a estas outras fontes.

Definições Relativas a Transformadores para Instrumentos (em Geral)

I. Transformador para Instrumentos (TI)

Transformador que alimenta instrumentos de medição, dispositivos de controle e/ou dispositivos de proteção.

II. Carga

Impedância do circuito secundário de um transformador para instrumentos, representada por um símbolo normalizado.

III. Carga Nominal (Pnom)

Carga na qual se baseiam os requisitos de exatidão de um transformador para instrumentos.

IV. Circuito Secundário

Círculo externo alimentado pelo enrolamento secundário de um transformador para instrumentos.

V. Classe de Exatidão

Valor máximo do erro, expresso em porcentagem, que pode ser introduzido, pelo transformador de instrumentos, na indicação ou no registro de um instrumento de medição, em condições especificadas.

VI. Condições de Influência

Faixas de variação de grandezas especificadas, dentro das quais o transformador para instrumentos mantém a sua classe de exatidão especificada.

VII. Conjunto de Medição (CM)

Equipamento formado por número adequado de transformadores para instrumentos, montados em um único tanque.

VIII. Erro de Relação Percentual (E%)

Diferença entre o Fator de Correção de Relação (FCR – ver definição abaixo) e a unidade, expresso em valor percentual (E%), conforme expressão seguir:

$$E\% = 100 (FCR - 1)$$

IX. Fator de Correção do Ângulo de Fase (FCAF)

Fator pelo qual a leitura ou o registro de um instrumento de medição, ligado ao secundário de um transformador de corrente ou de potencial, ou de ambos, deve ser multiplicado para corrigir o erro introduzido pela defasagem da corrente secundária, ou da tensão secundária, em relação aos valores primários, devido ao ângulo de fase dos transformadores.

X. Fator de Correção de Relação (FCR)

Fator pelo qual deve ser multiplicada a relação nominal de um transformador para instrumentos, a fim de se obter a sua relação real em uma dada condição de funcionamento.

XI. Fator de Correção da Transformação (FCT)

Fator pelo qual a leitura ou o registro de um instrumento de medição deve ser multiplicado, para corrigir o erro de relação e do ângulo de fase do transformador.

Definições Relativas a Transformadores de Corrente

XII. Transformador de Corrente (TC)

Transformador para instrumento cujo enrolamento primário é ligado em série em um circuito elétrico e reproduz, no seu circuito secundário, uma corrente proporcional à do seu circuito primário, com sua posição fasorial substancialmente mantida.

XIII. Transformador de Corrente Auxiliar

Transformador de corrente, usualmente inserido no circuito secundário de outro transformador de corrente, destinado a alterar a sua relação nominal ou melhorar seu fator de segurança.

XIV. Transformador de Corrente de Núcleo Único

Transformador de corrente com um único núcleo magnético, para um enrolamento secundário e um enrolamento primário.

XV. Transformador de Corrente para Medição

Transformador de corrente destinado a transmitir sinais para instrumentos de medição ou medidores.

XVI. Transformador de Corrente para Proteção

Transformador de corrente destinado a transmitir sinais para dispositivos de proteção ou controle.

XVII. Transformador de Corrente Residual

Um transformador ou grupo de três transformadores, ligado, de modo a transformar somente a corrente residual.

XVIII. Transformador de Corrente Tipo Pedestal

Transformador de corrente construído de modo a servir de suporte para o condutor primário.

XIX. Transformador de Corrente Totalizador

Transformador de corrente destinado a medir a soma de valores instantâneos de correntes de mesma frequência, em um sistema de potência.

XX. Ângulo de Fase

Ângulo entre os fasores da corrente secundária (que sai pelo terminal secundário marcado) e da corrente primária (que entra pelo terminal primário marcado). Este ângulo é convencionalmente designado pela letra grega “beta” (β). É considerado positivo quando a corrente secundária está adiantada em relação à corrente primária.

XXI. Compensação de Espira

Característica de construção de um transformador de corrente, no qual a relação de espiras difere da relação nominal de transformação.

XXII. Corrente de Excitação (I_o)

Valor eficaz (rms) de corrente que percorre o enrolamento secundário de um transformador de corrente, quando se aplica aos seus terminais uma tensão senoidal de frequência nominal, estando o enrolamento primário e os outros enrolamentos em aberto.

XXIII. Corrente Primária

Corrente que percorre o enrolamento primário de um transformador de corrente.

XXIV. Corrente Primária Nominal (Ip)

Valor da corrente primária que consta da designação de um transformador de corrente e que determina as suas condições de funcionamento.

XXV. Corrente Residual

Soma algébrica dos valores instantâneos das três correntes de linha, num sistema trifásico.

XXVI. Corrente Secundária

Corrente que flui no enrolamento secundário e no circuito secundário de um transformador de corrente, quando se aplica corrente no seu primário.

XXVII. Corrente Secundária Nominal (Is)

Valor da corrente secundária que consta da designação de um transformador de corrente e que determina as suas condições de funcionamento.

XXVIII. Corrente Suportável Nominal de Curta Duração (definição inclui a componente simétrica e a assimétrica da corrente)

Valor da corrente primária assimétrica máxima que um transformador de corrente é capaz de suportar durante um segundo, térmica e mecanicamente, sem danos elétricos ou mecânicos causados pelas forças eletromagnéticas e sem exceder, em qualquer enrolamento, uma temperatura máxima especificada, com os enrolamentos secundários curto-circuitados. O valor eficaz do componente simétrico da corrente suportável nominal de curta duração (I_s) é o parâmetro utilizado para avaliação do componente térmico do TC. O valor de crista do primeiro meio-ciclo da corrente suportável nominal de curta duração (I_d) é o parâmetro utilizado para avaliação do comportamento mecânico do TC.

XXIX. Enrolamento Primário

Enrolamento pelo qual flui a corrente a ser transformada.

XXX. Enrolamento Secundário

Enrolamento que alimenta circuitos de corrente de instrumentos de medição, dispositivos de proteção ou dispositivos de controle.

XXXI. Erro de Corrente (Er)

Valor percentual, referido à corrente primária, da diferença entre a corrente eficaz secundária multiplicada pela relação nominal e a corrente eficaz primária, em regime senoidal.

$$Er\% = \frac{Rn \times I_2 - I_1}{I_1} \times 100$$

Onde:

R_n = relação nominal do TC.

I₁ = valor eficaz da corrente primária.

I₂ = valor eficaz da corrente secundária.

XXXII. Erro de Corrente Composto (Ec)

Valor percentual, referido à corrente primária, do valor eficaz equivalente da corrente determinada como a diferença entre a corrente secundária multiplicada pela relação nominal e a corrente primária.

$$Ec\% = \frac{1}{I_1} \left[\frac{1}{T} \int_0^T (R_n \cdot i_2 - i_1)^2 dt \right]^{\frac{1}{2}} \times 100$$

Onde:

I₁ = valor eficaz da corrente primária.

R_n = relação nominal do TC.

i₁ = valor instantâneo da corrente primária.

i₂ = valor instantâneo da corrente secundária.

T = duração de um ciclo da corrente primária.

XXXIII. Fator de Segurança (Fs)

Fator que multiplica a corrente primária nominal de um transformador de corrente, para obter a corrente primária na qual o erro de corrente composto é igual ou superior a 10%.

XXXIV. Fator de Sobrecorrente Nominal (F)

Fator que multiplica a corrente primária nominal de um transformador de corrente para proteção, a fim de obter a corrente primária na qual ele deve satisfazer os requisitos de erro composto de corrente.

XXXV. Fator Térmico Nominal (Ft)

Fator que multiplica a corrente primária nominal de um transformador de corrente, para obter a corrente primária máxima que ele é capaz de conduzir em regime contínuo, sob frequência nominal e com a maior carga especificada, sem exceder os limites de elevação de temperatura especificados.

XXXVI. Relação Nominal (Rn)

Razão da corrente primária nominal para a corrente secundária nominal.

XXXVII. Relação Real

Razão do valor eficaz da corrente primária para o valor eficaz da corrente secundária, em condições especificadas.

XXXVIII. Tensão do Ponto de Joelho

Valor eficaz da tensão senoidal de frequência nominal aplicada aos terminais de um transformador de corrente com os outros enrolamentos em aberto, onde um acréscimo de 10% da tensão provoca um aumento de 50% da corrente de excitação (*sic*) [1].

5. CLASSIFICAÇÃO DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE

Os transformadores de corrente são classificados em dois tipos:

- Transformadores de Corrente para Serviço de Medição.
- Transformadores de Corrente para Serviço de Proteção.

Segundo a NBR 6856 [3], os transformadores de corrente para serviço de proteção, quanto a sua impedância interna, se subdividem em duas classes:

Classe A: transformador de corrente que possui alta impedância interna, isto é, aquele cuja reatância de dispersão do enrolamento secundário possui valor apreciável em relação à impedância total do circuito secundário, quando este alimenta sua carga nominal (classe T, segundo as normas ANSI). Geralmente, são transformadores de corrente que possuem a bobina primária enrolada sobre o núcleo, assim como o enrolamento secundário, conforme ilustração mostrada na figura 1, abaixo.

Classe B: transformador de corrente que possui baixa impedância interna, isto é, aquele cuja reatância de dispersão do enrolamento secundário possui valor desprezível em relação à impedância total do circuito secundário, quando este alimenta sua carga nominal (classe C, segundo as normas ANSI). Geralmente, são transformadores de corrente de núcleo toroidal, com o enrolamento secundário uniformemente distribuído sobre o núcleo. A espira primária apresenta a capacidade de suportar altas correntes. A figura 2, abaixo, mostra, de forma pictórica, a constituição de um transformador de corrente deste tipo.

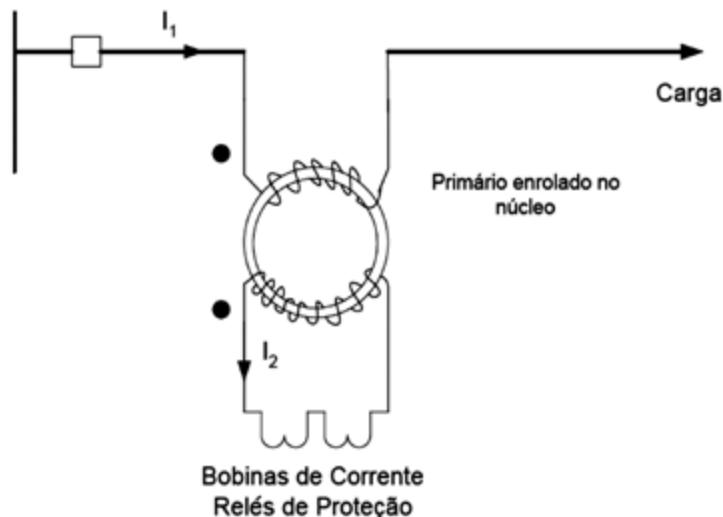


Figura 1 – Ilustração mostrando o tipo construtivo de um TC da classe A (segundo a ABNT)

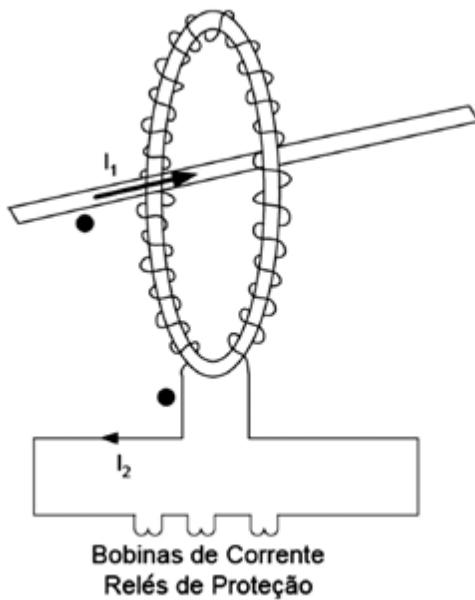


Figura 2 – Ilustração mostrando o tipo construtivo de um TC da classe B (segundo a ABNT)

6. TIPOS CONSTRUTIVOS

Segundo a ABNT, os transformadores de corrente, sobre os quais trata a NBR 6856 [3], são classificados, de acordo com a sua construção, em um dos tipos abaixo. As definições apresentadas a seguir complementam aquelas apresentadas no item 4 deste capítulo.

Transformador de Corrente Tipo Enrolado

Transformador de corrente, cujo enrolamento primário, constituído de uma ou mais espiras, envolve mecanicamente o núcleo do transformador.

Transformador de Corrente Tipo Barra

Transformador de corrente cujo enrolamento primário é constituído por uma barra, montada permanentemente através do seu próprio núcleo.

Transformador de Corrente Tipo Janela

Transformador de corrente sem primário próprio, construído com uma abertura através do núcleo, por onde passa um condutor que forma o circuito primário.

Transformador de Corrente Tipo Bucha

Transformador de corrente tipo janela projetado para ser instalado sobre uma bucha de um equipamento elétrico.

Transformador de Corrente Tipo com Núcleo Dividido

Transformador de corrente tipo janela em que parte do núcleo é separável ou basculante, para facilitar o enlaçamento do condutor primário.

Transformador de Corrente Tipo com Vários Enrolamentos Primários

Transformador de corrente com vários enrolamentos primários distintos e isolados separadamente.

Transformador de Corrente Tipo com Vários Núcleos

Transformador de corrente com vários enrolamentos secundários isolados separadamente e montados cada um em seu próprio núcleo, formando um conjunto. Este conjunto conta com um único enrolamento primário, cujas espiras (ou espira) enlaçam todos os secundários.

7. CARACTERÍSTICAS PARA ESPECIFICAÇÃO DE UM TRANSFORMADOR DE CORRENTE DO TIPO CONVENCIONAL

Segundo a NBR 6856 [3], na especificação de um transformador de corrente, ou para outras consultas aos fabricantes deste tipo de equipamento, devem, no mínimo, serem indicadas as características abaixo listadas. No Apêndice A, ao final deste capítulo, é mostrada uma especificação básica (típica) de um transformador de corrente convencional, próprio para um sistema de tensão nominal igual a 525 kV (tensão máxima de operação de 550 kV).

- Corrente(s) Primária(s) Nominal(is) e Relação(ões) Nominal(is).
- Tensão Máxima do Equipamento e Níveis de Isolamento.
- Frequência Nominal.
- Carga(s) Nominal(is).
- Exatidão.
- Número de Núcleos para Proteção e Medição.
- Fator Térmico Nominal.
- Corrente Suportável Nominal de Curta Duração.

- Valor de Crista Nominal da Corrente Suportável.
- Tipo de Aterramento do Sistema.
- Uso Interno ou Externo.

8. ENSAIOS

O (bom) desempenho dos transformadores de corrente (assim como de outros equipamentos) é demonstrado através de ensaios (de rotina ou de tipo). Os ensaios que devem ser realizados nos transformadores de corrente, segundo a ABNT, estão especificados na norma NBR 6856 (Transformador de Corrente: Especificação) [3]. Os ensaios recomendados, listados abaixo, devem ser realizados conforme prescreve a norma NBR 6821 (Transformador de Corrente: Método de Ensaio) [2]. Se outra norma técnica for adotada, deve-se, naturalmente, seguir os preceitos estipulados por esta outra norma. O texto da NBR 6856 [3], que especifica os ensaios, detalha mais este assunto. Deve-se considerar, eventualmente, além da prescrição das normas técnicas, a experiência dos fabricantes de transformadores de corrente na realização dos ensaios. Ou seja, com relação à realização de ensaios, uma (boa) relação da concessionária com o fabricante é um fator importante.

Ensaios de Rotina

- I. Tensão Induzida.
- II. Tensão Suportável à Frequência Industrial, a Seco.
- III. Descargas Parciais.
- IV. Polaridade.
- V. Exatidão.
- VI. Fator de Perdas Dielétricas do Isolamento.
- VIII. Estanqueidade a Frio.

Ensaios de Tipo

- I. Todos os ensaios especificados acima.
- II. Resistência dos Enrolamentos.
- III. Tensão Suportável de Impulso Atmosférico.

- IV. Tensão Suportável de Impulso de Manobra, a Seco e sob Chuva.
- V. Elevação de Temperatura.
- VI. Corrente Suportável Nominal de Curta-Duração (Corrente Térmica Nominal).
- VII. Valor de Crista Nominal da Corrente Suportável (Corrente Dinâmica Nominal).
- VIII. Tensão Suportável à Frequência Industrial, sob Chuva.
- IX. Tensão de Rádiointerferência.
- X. Estanqueidade a Quente.
- XI. Tensão de Circuito Aberto.

De uma forma geral, entende-se que **ensaios de rotina** são os ensaios que devem ser realizados em todos os equipamentos comprados, ou em determinada amostragem da quantidade total, a fim de se verificar a qualidade e a uniformidade mão de obra e dos materiais utilizados na fabricação (no presente trabalho) dos transformadores de corrente. Com relação aos **ensaios de tipo**, entende-se que são os ensaios realizados apenas em um dos equipamentos comprados, ou de tipo semelhante ao comprado, a fim de se verificar uma determinada característica deste equipamento.

9. VALORES NOMINAIS

Corrente(s) Nominal(is) e Relação(ões) Nominal(is)

As correntes primárias nominais e as relações nominais são padronizadas por norma. Os valores especificados, segundo a ABNT, estão mostrados nas tabelas 4, 5, 6 e 7, do Anexo A, da norma NBR 6856 [3]. As relações nominais apresentadas nas referidas tabelas são baseadas na corrente secundária nominal de 5 A. Ainda segundo a ABNT, podem ser utilizadas, também, correntes secundárias nominais de 1 A e 2 A (sic) [3]. Neste caso, os valores das tabelas 4 a 7, citadas acima (Anexo A, da norma NBR 6856 [3], devem ser recalculados. As correntes primárias nominais e as relações nominais, dos transformadores de corrente, devem ser representadas em ordem crescente (de valor) de acordo com as religações do enrolamento (ligação de seções ou trechos do enrolamento em “série”, “série-paralelo” ou “paralelo”) ou de acordo com as derivações do enrolamento (*taps*). As correntes nominais e as relações nominais devem ser representadas utilizando-se sinais definidos por norma, conforme mostrado na tabela 1, apresentada abaixo.

Obs.: as tabelas 4, 5, 6 e 7, do Anexo A da norma NBR 6856 [3], citadas acima neste item, não estão reproduzidas neste capítulo. Se o leitor necessitar consultá-las, deve recorrer ao texto da referida NBR 6856 [3].

Tabela 1 – Sinais para representação de correntes nominais e relações nominais [3]

Sinal	Função
:	Representar relações nominais
-	Separar correntes nominais e relações nominais de enrolamentos diferentes
x	Separar correntes nominais e relações nominais obtidas por religação série ou paralelo
/	Separar correntes nominais e relações nominais obtidas por derivações

Tensão Máxima do Equipamento e Níveis de Isolamento

As tensões máximas dos equipamentos e os níveis de isolamento são também padronizados por norma. Geralmente, as empresas concessionárias de energia elétrica têm um padrão definido para os níveis de isolamento dos diferentes equipamentos instalados em seus sistemas de transmissão. As tensões máximas e os níveis de isolamento, aplicáveis aos transformadores de corrente, devem, preferencialmente, seguir os padrões das empresas. As tabelas 2 e 3, apresentadas abaixo, mostram os valores padronizados pela ABNT, conforme NBR 6856 (Transformador de Corrente – Especificação) [3], para sistemas com tensão máxima dos equipamentos de até 242 kV e com tensão máxima dos equipamentos acima de 362 kV, respectivamente.

Tabela 2 – Níveis de isolamento para $U_{max} \leq 242$ kV [3]

Tensão máxima do equipamento U_{max} (kV)	Tensão suportável nominal à frequência industrial durante 1min (kV)	Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (kV crista)
0,6	4	-
1,2	10	30
7,2	20	40 60
15	34	95 110
24,2	50	125 150
		150
36,2	70	170 200
		350
72,5	140	450
92,4	185	550
145	230 275	650
242	360 395	850 950

Nos casos em que se tiver que especificar um transformador de corrente para um sistema com $U_{max} = 25,8 \text{ kV}$ ou $U_{max} = 38 \text{ kV}$, compreendidos na faixa da tabela 2 acima, deve-se adotar os mesmos níveis de isolamento normalizados para as tensões $U_{max} = 24,2 \text{ kV}$ e $U_{max} = 36,2 \text{ kV}$, respectivamente.

Tabela 3 – Níveis de isolamento para $U_{max} \geq 362 \text{ kV}$ [3]

Tensão máxima do equipamento U_{max} (kV)	Tensão suportável nominal à frequência industrial durante 1min (kV)	Tensão suportável nominal de impulso manobra (kV crista)	Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (kV crista)
362	450	850	950 1.050
		950	1.050 1.175
460	620	1.050	1.425
		1.050 1.175	1.425 1.550
550	650	1.300	1.675
		1.425 1.550	1.950 2.100
800	740		
	870		
	960		

As tensões nominais, que normalmente identificam os sistemas de transmissão (por exemplo, “um sistema de 138 kV, ou de 230 kV, ou de 345 kV etc.”), se “relacionam” com as tensões máximas dos equipamentos a serem instalados nestes sistemas de transmissão conforme mostrado na tabela 4, apresentada abaixo.

Tabela 4 – Tensões nominais de um sistema e tensões máximas dos equipamentos

Tensão nominal do sistema (fase-fase, kV-rms)	Tensão máxima dos equipamentos (fase-fase, kV-rms)
13,8	15
34,5	36,2
69	72,5
88	92,4
138	145
230	242
345	362
440	460
500 ou 525	550
765	800

Frequência Nominal

Nos sistemas elétricos dos diferentes países onde os transformadores de corrente são aplicados, são normalmente encontradas as frequências de 50 e 60 Hz. A frequência nominal no Brasil é 60 Hz.

Carga Nominal

As cargas nominais são designadas, segundo a ABNT, por um símbolo formado pela letra C seguida pela potência aparente, em *volt-ampères*, na frequência de 60 Hz, correspondente à corrente secundária nominal. A tabela 5, apresentada abaixo, mostra as cargas nominais padronizadas pela ABNT, correspondendo a uma corrente secundária nominal de 5 A. Variam de C2,5 a C200, correspondendo, respectivamente, a 2,5 VA (0,1 ohm) e 200 VA (8 ohms). A garantia de exatidão para medição é apenas para a carga nominal especificada. Se houver necessidade de garantia de exatidão para medição em uma determinada faixa de carga, isto deve ser especificado.

Tabela 5 – Transformadores de corrente: cargas nominais padronizadas pela ABNT

Cargas nominais (características a 60 Hz e 5 A)				
Designação	Potência aparente [VA]	Cos φ	Impedância [Ω]	Tensão a $20 \times \ln [V]$
C 2,5	2,5	0,9	0,1	10
C 5,0	5,0	0,9	0,2	20
C 12,5	12,5	0,9	0,5	50
C 22,5	22,5	0,9	0,9	90
C 45	45	0,9	1,8	180
C 90	90	0,9	3,6	360
C 25	25	0,5	1,0	100
C 50	50	0,5	2,0	200
C 100	100	0,5	4,0	400
C 200	200	0,5	8,0	800

Segundo as normas ANSI, as cargas nominais são designadas por um símbolo formado pela letra B, seguida por um número que caracteriza a carga em ohms, correspondendo à corrente secundária nominal. A tabela 6, apresentada abaixo, mostra as cargas nominais padronizadas pelas normas ANSI, correspondendo a uma corrente secundária nominal de 5 A. Variam de B0,1 a B8,0, correspondendo, respectivamente, a 0,1 ohm (2,5 VA) e 8 ohms (200 VA). A garantia de exatidão para medição é apenas para a carga nominal especificada. Se houver necessidade de garantia de exatidão para medição em uma determinada faixa de carga, isto deve ser especificado.

Tabela 6 – Transformadores de corrente: cargas nominais padronizadas pelas normas ANSI

Cargas nominais (características a 60 Hz e 5 A)				
Designação	Potência aparente [VA]	Cos φ	Impedância [Ω]	Tensão a $20 \times I_n$ [V]
B – 0,1	2,5	0,9	0,1	10
B – 0,2	5,0	0,9	0,2	20
B – 0,5	12,5	0,9	0,5	50
B – 1	25	0,5	1,0	100
B – 2	50	0,5	2,0	200
B – 4	100	0,5	4,0	400
B – 8	200	0,5	8,0	800

Segundo as normas IEC, as cargas nominais são designadas pela sua potência aparente. A tabela 7, apresentada abaixo, mostra as cargas nominais padronizadas pelas normas IEC, correspondendo a uma corrente secundária nominal de 5 A. Variam de 2,5 VA a 30 VA. A garantia de exatidão para medição é para a faixa de 25% a 100% da carga nominal especificada.

Tabela 7 – Transformadores de corrente: cargas nominais padronizadas pelas normas IEC

Cargas nominais (características a 60 Hz e 5 A)				
Designação	Potência aparente [VA]	Cos φ	Impedância [Ω]	Tensão a $20 \times I_n$ [V]
2,5 VA	2,5	1,0	0,1	10
5 VA	5,0	0,8	0,2	20
10 VA	10	0,8	0,4	40
15 VA	15	0,8	0,6	60
30 VA	30	0,8	1,2	120

Classe de Exatidão

As classes de exatidão dos transformadores de corrente são padronizadas por norma.

Transformadores de Corrente para Serviço de Medição

Estes transformadores de corrente são enquadrados, segundo a ABNT, em uma das seguintes classes de exatidão: 0,3 – 0,6 – 1,2 – 3,0. Pelas normas ANSI, as classes de exatidão são 0,3 – 0,6 – 1,2. Para valores de 10% a 100% da corrente nominal, os transformadores de corrente para serviço de medição devem apresentar erro de relação (quantificado pelo FCR) e de ângulo de fase (b) mínimos, dentro de cada classe. Em outras palavras, considera-se que um transformador de corrente para serviço de medição está dentro de sua classe de exatidão nominal, quando os pontos determinados pelos fatores de correção da relação (FCR) e pelos ângulos de fase (b) estiverem dentro dos seus “paralelogramos de exatidão”, semelhantes aos especificados nas figuras 1, 2 e 3, do Anexo B,

da Norma NBR6856 [3]. As figuras referidas acima não estão apresentadas no texto deste capítulo. O fator de correção da relação é dado pelo quociente da relação de transformação real e a relação nominal de placa, ou seja:

$$FCR = \frac{I_1/I_2}{K} = \frac{I_2 + I_e}{I_2}$$

Onde:

I_1 = valor eficaz da corrente primária (A).

I_2 = valor eficaz da corrente secundária fluindo pela carga (A).

I_e = corrente de excitação referida ao secundário (A).

K = relação de espiras secundárias para primárias (N_2/N_1).

Quando o transformador de corrente for usado apenas na medição de corrente, somente o erro de relação precisa ser considerado. Entretanto, quando são feitas medições em que a relação de fase entre a tensão e corrente estiver envolvida, o erro de ângulo de fase (b) da transformação da corrente precisa, também, ser considerado. Isto é necessário porque um erro no ângulo de fase da corrente constitui uma defasagem entre a corrente primária e a corrente secundária. Este erro acarreta uma mudança da relação de fase entre a corrente e a tensão do circuito secundário, quando comparada com a relação de fase entre a corrente e a tensão do circuito primário. Este fato, naturalmente, estará introduzindo um erro na medição que se está efetuando.

Foi mostrado anteriormente que o fator de correção da relação (FCR) é o fator que, multiplicado pela relação nominal de transformação (geralmente, marcada na placa do transformador de corrente), dá a relação real de transformação.

O fator de correção da transformação (FCT) leva em conta o efeito combinado do erro de relação e do ângulo de fase em medidas de potência ou similar. Deve ser entendido como o fator pelo qual a leitura de um wattímetro, por exemplo, precisa ser multiplicada para corrigir o efeito dos erros de relação e de ângulo de fase de um transformador de corrente. Os limites do fator de correção da transformação (FCT), padronizados pelas normas ANSI e ABNT, são mostrados na tabela 8, apresentada a seguir, de acordo com o fator de potência da carga que está sendo medida. Se o fator de potência do circuito primário estiver fora desta faixa, o FCT do transformador de corrente poderá estar também fora da faixa especificada.

Tabela 8- Limites do fator de correção da relação e do fator de correção da transformação

Classe de exatidão	Limites do fator de correção da relação e fator de correção da transformação				Limites do fator de potência (atrasado) da carga medida	
	100% da corrente nominal		10% da corrente nominal			
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo		
1,2	0,988	1,012	0,976	1,024	0,6 – 1,0	
0,6	0,994	1,006	0,988	1,012	0,6 – 1,0	
0,3	0,997	1,003	0,994	1,006	0,6 – 1,0	

Para qualquer fator de correção da relação (FCR) conhecido, para um transformador de corrente específico, os valores limites (positivo e negativo) do ângulo de fase (b), em minutos, podem ser obtidos por:

$$\beta = 2.600 (\text{FCR} - \text{FCT}) \text{ (em minutos)}$$

O fator de correção da transformação (FCT) assume os valores máximos e mínimos, mostrados na tabela 8, apresentada acima, e o fator de correção da relação (FCR) é o calculado para o transformador de corrente nas condições em que estiver sendo analisado.

As classes de exatidão 0,3 e 0,6 destinam-se, normalmente, às medidas de laboratório e faturamento. A classe 1,2 serve, normalmente, para os demais medidores.

A classe de exatidão 3,0, por não ter limitação do ângulo de fase, não deve ser usada em serviço de medição de potência ou de energia. No caso de um transformador de corrente com classe de exatidão 3,0, considera-se que está dentro de sua classe de exatidão, em condições especificadas, quando nestas condições o fator de correção da relação está entre os limites de 1,03 a 0,97.

Transformadores de Corrente para Serviço de Proteção

Estes transformadores de corrente são enquadrados, segundo a ABNT, nas classes de exatidão 5 e 10. Segundo as normas ANSI, tem-se apenas a classe 10.

Considera-se que um transformador de corrente para serviço de proteção está dentro de sua classe de exatidão quando o seu erro de relação percentual não for superior ao valor especificado (da classe de exatidão), desde a corrente secundária nominal até a corrente igual a 20 vezes a corrente secundária nominal.

O erro de relação percentual (E %) pode ser obtido pela seguinte equação:

$$E\% = \frac{I_e}{I_s} \times 100$$

Onde:

I_e = valor eficaz da corrente de excitação correspondente (A).

I_s = valor eficaz da corrente secundária considerada (A).

Para determinação do erro máximo admissível, o valor de I_s a ser considerado deve ser 20 vezes a corrente secundária nominal.

A classe de exatidão em transformadores de corrente com derivações no enrolamento secundário refere-se, somente, ao funcionamento com o maior número de espiras.

Os transformadores de corrente para serviço de proteção das classes A e B (são classes T e C, respectivamente, segundo as normas ANSI) devem estar dentro da sua classe de exatidão para as tensões secundárias nominais, apresentadas abaixo, e para as cargas nominais especificadas. Além disso, o erro da relação deve ser limitado ao valor

especificado para qualquer valor de corrente secundária desde 1 até 20 vezes a corrente secundária nominal, e qualquer carga igual ou inferior à carga nominal. Por exemplo, segundo a ABNT, a designação 10B800 para um transformador de corrente, que tem uma corrente secundária nominal de 5 A, significa que o referido transformador de corrente é da classe de baixa reatância (classe B) e que o erro de relação não excede 10% para qualquer valor de corrente secundária variando de 1 a 20 vezes a corrente secundária nominal, desde que a carga não exceda a 8 ohms. O número 800, na designação 10B800 do TC, citada acima, corresponde à tensão secundária nominal deste mesmo equipamento (carga nominal x corrente secundária nominal x 20 = 8 ohms x 5 A x 20 = 800 volts).

Conforme visto no cálculo apresentado no final do parágrafo anterior, a tensão secundária nominal é a tensão que se desenvolve nos terminais da carga secundária nominal, que o TC alimenta, quando circula por esta mesma carga uma corrente igual a 20 vezes a corrente secundária nominal. E mais, quando isto acontece, o erro da relação não excede o valor especificado.

Segundo as normas ABNT [3], as tensões secundárias nominais padronizadas são: 10 V, 20 V, 50 V, 90 V, 100 V, 180 V, 200 V, 360 V, 400 V e 800 V. Já segundo as normas ANSI [4], as tensões secundárias padronizadas são: 10 V, 20 V, 50 V, 100 V, 200 V, 400 V e 800 V. Para as duas normas citadas, estes valores correspondem à corrente secundária nominal de 5 A.

Número de Núcleos para Proteção e Medição

O número de núcleos para proteção e para medição de um transformador de corrente deverá ser especificado de acordo com as necessidades de informação de corrente para alimentar, por exemplo, sistemas de proteção, de medição de faturamento, de medição indicativa para controle da operação etc. Esta especificação é feita, naturalmente, de acordo com o ponto de instalação do transformador de corrente no sistema elétrico.

O responsável pela especificação deste item (dentro de uma especificação mais completa de um transformador de corrente) deverá observar os padrões, eventualmente, já adotados pela empresa proprietária da subestação, na qual o transformador de corrente deverá ser instalado.

Fator Térmico Nominal

O fator térmico nominal é o número pelo qual a corrente primária nominal de um transformador de corrente deve ser multiplicada, de forma a se obter a corrente primária máxima que pode ser conduzida continuamente por este transformador de corrente, sob frequência nominal e com a maior carga especificada, sem exceder os limites de elevação de temperatura, a partir de uma temperatura ambiente especificada.

A norma ANSI [4] especifica o valor médio de 30° C para esta temperatura ambiente. A norma ABNT [3] estabelece como “condições normais” (*sic*) uma temperatura ambiente média não superior a 30° C e uma temperatura ambiente máxima de 40° C.

Segundo as normas ABNT [3], estes fatores são: 1,0 – 1,2 – 1,3 – 1,5 – 2,0. Já segundo as normas ANSI [4], os fatores térmicos nominais padronizados são: 1,0 – 1,33 – 1,5 – 2,0 – 3,0 – 4,0.

Corrente Suportável Nominal de Curta Duração

É o valor eficaz da corrente primária de curto-círcuito (simétrica) que o transformador de corrente pode suportar por um tempo determinado (normalmente igual a 1 s), com o enrolamento secundário curto-circuitado, sem exceder os limites de temperatura especificados para sua classe de isolamento.

Valor de Crista Nominal da Corrente Suportável

É o valor de crista da corrente primária que um transformador de corrente é capaz de suportar, durante o primeiro meio ciclo, com o enrolamento secundário curto-circuitado, sem se danificar mecanicamente, devido às forças eletromagnéticas resultantes. A ABNT [3] estabelece que o valor de crista nominal da corrente suportável é igual a 2,5 vezes o valor da corrente suportável nominal de curta duração.

Numa eventualidade, especialmente em sistemas de extra-alta tensão (EAT), valores mais elevados do que 2,5 vezes o valor da corrente suportável nominal de curta duração, estabelecido pela ABNT (citado acima), poderão ser necessários, dependendo da relação X/R que se tem no ponto do sistema elétrico onde o transformador de corrente será instalado.

10. TIPO DE ATERRAMENTO DO SISTEMA

O tipo de aterramento do local no sistema elétrico onde o transformador de corrente será instalado (sistema efetivamente aterrado, sistema isolado etc.) deverá ser informado na sua especificação.

11. USO INTERNO OU EXTERNO

Na especificação dos transformadores de corrente, deverá ser informado se a sua aplicação será para uso interno ou externo. Quando forem para uso externo, os transformadores de corrente estarão sujeitos à poluição. Quando da preparação deste capítulo, os níveis de poluição, segundo a ABNT, eram definidos pela norma técnica ABNT IEC/TR 60815:2005 [8]. Os níveis de poluição definidos pela norma técnica ABNT, referida acima, estão reproduzidos na tabela 9, apresentada abaixo. Nesta mesma ocasião (isto é, quando da preparação deste capítulo), estava sendo feita uma revisão desta norma ABNT [8], ainda não aprovada (estava na fase de projeto, em votação), baseada na nova edição de

2008, da norma IEC correspondente [9]. Se tiver necessidade de tratar sobre poluição relativa a isoladores utilizados com transformadores de corrente, o leitor deste capítulo deverá consultar, na ocasião da execução de seu trabalho, as edições mais recentes das normas técnicas sobre o assunto.

Tabela 9 – Distâncias de escoamento mínimas versus níveis de poluição [8]

Nível de poluição	Distância de escoamento específica nominal mínima (mm/kV)
I – Leve	16
II – Médio	20
III – Pesado	25
IV – Muito pesado	31

Na aplicação da tabela 9 apresentada acima, para se obter a distância de escoamento total mínima de um isolador, deve-se multiplicar a tensão máxima (Umax) do equipamento (no caso, o isolador do transformador de corrente) pelo valor da distância de escoamento específica mínima, correspondente ao nível de poluição para o qual o equipamento foi especificado.

A norma técnica ABNT IEC/TR 60815:2005 estabelece, também, que em áreas com poluição muito leve, distâncias de escoamento específicas nominais menores do que 16 mm/kV podem ser usadas. Isto deve ser feito com base em experiência em serviço. Nesta situação, 12 mm/kV parece ser o limite inferior (*sic*) [8]. Da mesma forma, a norma técnica ABNT IEC/TR 60815:2005 chama a atenção para o fato de que em áreas com poluição muito elevada, em algumas situações, uma distância de escoamento específica nominal de 31 mm/kV pode não ser adequada [8]. Dependendo da experiência em serviço e/ou resultados de ensaios em laboratório, um valor mais alto da distância de escoamento específica pode ser usado. Em alguns casos, a possibilidade de lavagem ou engraxamento do isolador deve ser considerada.

12. FORMA DE ESPECIFICAÇÃO DA CLASSE DE EXATIDÃO

Transformador de Corrente para Serviço de Medição

No caso de um transformador de corrente para serviço de medição, indica-se a classe de exatidão, seguida do símbolo da maior carga nominal, com a qual se verifica esta classe de exatidão. Cada enrolamento secundário deve ter indicada sua classe de exatidão seguida da carga nominal correspondente.

Exemplo:

Pela ABNT 0,3 C50

Pela ANSI 0,3 B2

Transformador de Corrente para Serviço de Proteção

No caso de um transformador de corrente para serviço de proteção, indica-se a classe de exatidão. Indica-se, também, a classificação do transformador de corrente quanto à impedância interna e em seguida a tensão secundária que aparece nos terminais do transformador de corrente, quando circula pela sua carga secundária uma corrente igual a 20 vezes a sua corrente secundária nominal. O valor desta tensão é obtido multiplicando-se a impedância da carga nominal considerada por 20 vezes a corrente secundária nominal, geralmente 5 A.

Exemplo:

- Segundo as normas ABNT 5 (ou 10) A800
- Segundo as normas ANSI T800
- Segundo as normas ABNT 5 (ou 10) B800
- Segundo as normas ANSI C800

Observação:

No caso de transformadores de corrente para serviço de proteção, ao se especificar a classe de exatidão segundo as normas ANSI, notar que o número indicativo desta é omitido, pois se tem apenas a classe de 10%, e não de 5% e de 10% de acordo com as normas ABNT.

13. CIRCUITO EQUIVALENTE DE UM TRANSFORMADOR DE CORRENTE

Um circuito equivalente aproximado para um transformador de corrente pode ser visto na parte A, da figura 3, apresentada a seguir. A corrente primária é “diminuída” em amplitude através da transformação sem perdas (ideal) ocorrida entre os enrolamentos $a - b$ e $c - d$. A impedância de dispersão primária (Z_H) é modificada pela multiplicação por n^2 , quando referida ao secundário (n é igual a relação entre o número de espiras secundárias e o número de espiras primárias). A impedância de dispersão secundária é Z_L . Os componentes de perdas no núcleo e de excitação são representados por R_m e X_m .

Este circuito generalizado pode ser reduzido, como mostrado na parte B, da figura 3, apresentada a seguir. A impedância primária Z_H pode ser desprezada uma vez que não tem influência, nem na corrente transformada idealmente (I_H/n), nem na tensão através de X_m . A corrente através do ramo magnetizante (X_m) é I_e , que é chamada de corrente de excitação.

Na parte C da figura 3, apresentada a seguir, é mostrado um diagrama fasorial do circuito equivalente de um transformador de corrente. A impedância Z_L é geralmente (predominantemente) resistiva. A corrente de excitação I_e é atrasada de 90° em relação à V_{c-d} e se constitui na principal fonte de erro do processo de “transformação” da corrente, realizado pelo transformador de corrente. Notar, então, que o efeito da existência de I_e é tornar I_L menor e adiantada em relação à corrente transformada idealmente (I_H/n). O circuito equivalente para representação do transformador de corrente é uma aproxi-

mação. Constitui-se, entretanto, como se pode ver, em um bom meio para se explicar e estimar o desempenho aproximado a ser esperado deste equipamento.

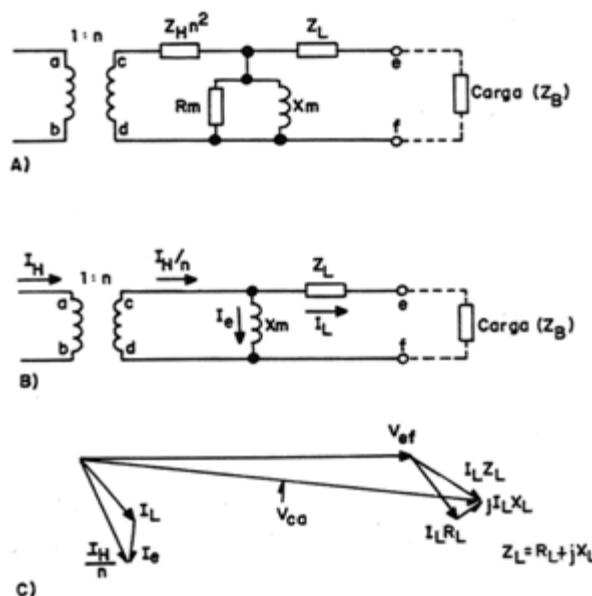


Figura 3 – Circuito equivalente e diagrama fasorial de um transformador de corrente

14. CÁLCULO DA EXATIDÃO DE UM TRANSFORMADOR DE CORRENTE PARA SERVIÇO DE PROTEÇÃO UTILIZANDO SUA CURVA DE EXCITAÇÃO SECUNDÁRIA

A parte B da figura 3, apresentada acima, mostra o circuito equivalente (aproximado) de um transformador de corrente. A corrente primária (I_H) é transformada, sem erros de relação, ou de ângulo de fase, na corrente I_H/n que é chamada, geralmente, de “corrente primária referida ao secundário” (n é igual à relação entre o número de espiras secundárias e o número de espiras primárias). Parte desta corrente é consumida na excitação do núcleo. Esta parcela da corrente I_H/n é chamada de “corrente de excitação secundária” (I_e). A diferença entre ambas é a “verdadeira corrente secundária” (I_L). A corrente de excitação secundária (I_e) é função da tensão de excitação secundária (E_L) e da impedância de excitação secundária (X_m). A curva que relaciona E_L com I_e é chamada de “curva de excitação secundária”. Um exemplo deste tipo de curva é mostrado na figura 4, apresentada abaixo.

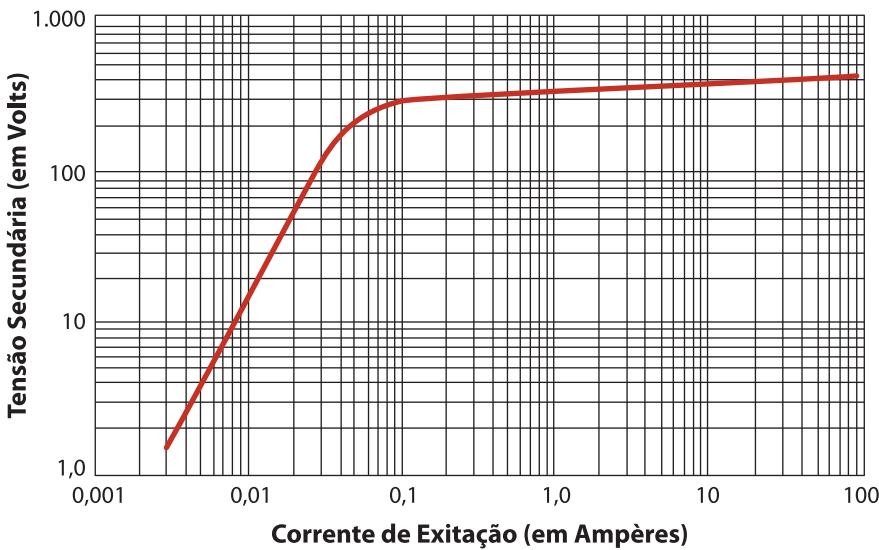


Figura 4 – Curva de excitação secundária (típica) de um transformador de corrente: tensão secundária (E_L) versus corrente de excitação (I_x)

Se a curva de excitação secundária e a impedância do enrolamento secundário são conhecidas, a exatidão da relação de transformação pode ser determinada. É necessário assumir uma magnitude para a corrente secundária (I_L) e calcular a queda de tensão no circuito formado pelo enrolamento secundário e pela carga, provocada pela corrente com esta magnitude. Esta queda de tensão é numericamente igual a E_L . Com este valor de tensão E_L , entrando-se na curva de excitação secundária obtém-se I_e . A soma de I_L com I_e dará a corrente I_H/n . Multiplicando-se I_H/n por n obtém-se I_H , que é a corrente primária que produzirá a corrente secundária I_L , que foi assumida inicialmente. O fator de correção da relação de transformação (FCR) será I_H/nI_L .

Assumindo-se vários valores de I_L e obtendo-se o fator de correção da relação de transformação para cada um destes valores, pode-se traçar uma curva do fator de correção da relação de transformação em função de I_L . Um exemplo deste tipo de curva está mostrado na figura 5, apresentada a seguir [15].

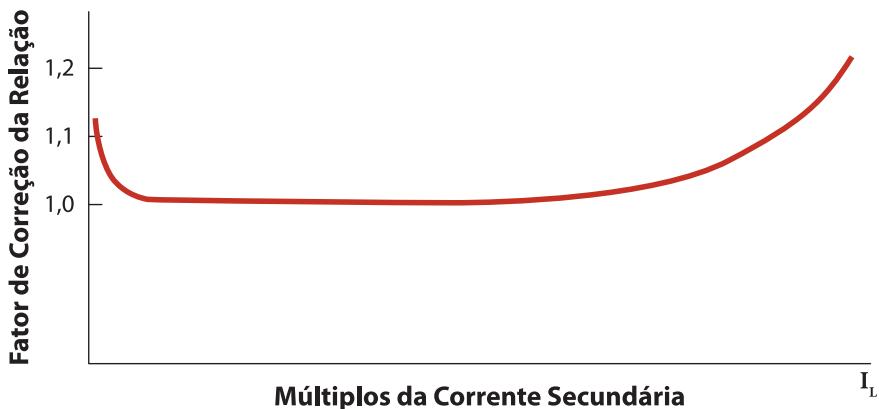


Figura 5 – Curva (típica) do fator de correção da relação de um transformador de corrente

A soma aritmética da corrente secundária I_L com a corrente de excitação secundária I_e (desprezando-se seus ângulos de fase) acarretará na obtenção de um fator de correção da relação um pouco maior do que o valor real. Entretanto, apesar disto, o refinamento de se somar vetorialmente as correntes I_L e I_e , isto é, levando-se os seus ângulos de fase, é considerado desnecessário.

A resistência secundária de um transformador de corrente pode ser assumida como sendo a resistência deste enrolamento medida para corrente-contínua, se o verdadeiro valor não for conhecido. De uma forma geral, a impedância secundária de um transformador de corrente não é conhecida, a não ser pelo seu fabricante, que terá condições de fornecê-la para o usuário (isto é, a concessionária que adquiriu o equipamento).

O método de cálculo da exatidão de um transformador de corrente, descrito de forma simplificada acima, não pode ser aplicado, de forma geral, para todos os tipos de transformadores de corrente. Pode ser usado apenas para transformadores de corrente do tipo B, segundo a ABNT (ou do tipo C, segundo as normas ANSI), que possuem enrolamentos secundários completamente distribuídos e para os quais a reatância de dispersão secundária é tão pequena que pode ser considerada desprezível.

Ainda que o enrolamento secundário total de um dado transformador de corrente seja completamente distribuído, eventualmente as partes menores deste enrolamento (acessadas através de *taps*) poderão não ter a mesma distribuição do enrolamento completo. Desprezar a reatância de dispersão secundária poderá introduzir erros significativos nos cálculos da exatidão do transformador de corrente que apresente esta condição.

O cálculo da exatidão, pelo método da curva de excitação secundária, é válido para correntes e cargas conectadas ao secundário dos transformadores de corrente que levem a um erro de no máximo 10%. Quando o erro excede apreciavelmente este valor, a forma da corrente secundária de excitação (I_e), e, por consequência, da corrente secundária (I_L), começa a ficar distorcida devido à saturação do núcleo do transformador de corrente. Esta forma, ou esta condição, de operação de um transformador de corrente, produzirá resultados não confiáveis, uma vez que os cálculos “manuais” da exatidão são feitos assumindo-se ondas senoidais. Os resultados serão cada vez menos confiáveis, na medida em que a magnitude das correntes (tanto I_L , quanto I_e) aumenta. Neste caso, a melhor solução será recorrer a ensaios ou a simulações digitais. Além disso, existe o problema de se saber como os sistemas de proteção que estiverem sendo alimentados por um transformador de corrente nesta condição responderão à corrente I_L .

Para os transformadores de corrente do tipo A, segundo a ABNT (ou do tipo T, segundo a ANSI), a determinação de sua exatidão deverá ser feita através do chamado ensaio de exatidão pelo método direto ou pelo método indireto, conforme descrito na norma NBR 6821, da ABNT [2].

O leitor interessado em conhecer mais sobre este assunto poderá consultar os livros *The Art and Science of Protective Relying* [15] e *Analyzing and Applying Current Transformers* [16].

15. TRANSFORMADORES DE CORRENTE INSTALADOS JUNTO A GRANDES BANCOS DE CAPACITORES EM DERIVAÇÃO (CAPACITORES SHUNT)

Para os transformadores de corrente, pode existir o problema da circulação de correntes de alta frequência e com amplitudes elevadas (advindas da energização de bancos de capacitores em derivação, ou da descarga destes equipamentos sobre curtos-circuitos, próximos aos locais onde estiverem instalados) através das suas cargas secundárias (relés, medidores, cabos de controle etc.). Estas correntes de alta frequência e com amplitudes elevadas podem provocar o aparecimento de tensões elevadas nos secundários dos transformadores de corrente. Estas sobretensões elevadas poderão ser prejudiciais aos isolamentos dos secundários dos transformadores de corrente e de seus circuitos associados (relés, medidores, cabos de controle etc.).

A literatura sobre o assunto é limitada, mas pode-se encontrar em algumas poucas publicações, entre as quais a norma IEEE Std C.37.012-2005 (*Application Guide for Capacitance Current Switching for AC High-Voltage Circuit Breakers*) [10], fórmulas que permitem o cálculo (de forma conservativa) do valor destas tensões secundárias.

Estas fórmulas permitem, também, compreender melhor o fenômeno descrito no parágrafo anterior.

$$V_{\text{sec}} = \frac{I_{\text{TR}} \cdot f_{\text{TR}} \cdot X_{\text{sec}}}{RTC \cdot f_{60}}$$

Onde:

V_{sec} = tensão nos terminais do secundário do transformador de corrente – valor de pico (*volts-pico*).

f_{TR} = frequência da corrente transitória (Hz).

RTC = relação de transformação.

f_{60} = frequência nominal do sistema (60 Hz).

I_{TR} = corrente transitória – valor de pico (Ampéres-pico).

X_{sec} = reatância da carga secundária (ohms).

O exemplo abaixo ilustra o cálculo, através da fórmula apresentada acima, da tensão que aparece no secundário de um transformador de corrente instalado próximo a um banco de capacitores em derivação. Neste exemplo, pelo ramal onde se encontra instalado um transformador de corrente com relação de transformação igual a 1000:5 A, circula uma corrente transitória de 30000 A, com frequência de 5.400 Hz. A reatância da carga secundária que o transformador de corrente alimenta é igual a 0,867 ohms.

Exemplo:

$f_{\text{TR}} = 5.400$ Hz.

$I_{\text{TR}} = 30.000$ Ampéres-pico.

$X_{\text{sec}} = 0,867$ ohms (correspondente à reatância da carga secundária B – 1 ou C25, padronizada pelas normas ANSI ou ABNT, respectivamente).

$f_{60} = 60$ Hz.

RTC = 1000:5 A.

$$V_{sec} = \frac{30.000 \times 5.400 \times 0,867}{1.000/5 . 60} \text{ Volts-pico}$$

$$V_{sec} = 11.705 \text{ Volts-pico.}$$

Os valores das tensões desenvolvidas nos secundários dos transformadores de corrente, nesta situação, não deverão ultrapassar as tensões suportadas pelos equipamentos ligados ao seu secundário (relés, medidores, cabos de controle etc.), normalmente 1500 Volts-rms ou 2121 Volts-pico, ou pelos secundários dos próprios transformadores de corrente, normalmente 2475 Volts-rms ou 3500 Volts-pico [15]. Naturalmente, o mais baixo destes valores não deverá ser ultrapassado.

Se o leitor deste capítulo se envolver com um trabalho que implique a necessidade de proteção dos secundários de transformadores de corrente e (principalmente, de acordo com os números acima mostrados) de seus circuitos associados (relés, medidores, cabos de controle etc.), os valores indicados acima deverão ser confirmados para a aplicação específica que estiver sendo tratada. A referência [15] é clássica e estes valores podem mudar com o passar do tempo, dependendo da “conduta” da indústria na fabricação dos equipamentos participantes do processo que aqui se descreve.

Se a tensão desenvolvida for superior a estes valores, protetores deverão ser instalados nos secundários dos transformadores de corrente, de forma a se limitar esta a níveis compatíveis com os suportáveis pelos secundários dos transformadores de corrente, ou por seus circuitos associados (relés, medidores, cabos de controle etc.). É recomendável que o fabricante do transformador de corrente seja consultado, caso seja detectada a necessidade do uso de protetores nos seus secundários. Em vista dos valores acima, observar que mesmo que os transformadores de corrente, eventualmente, possuam protetores para proteger os seus secundários, poderá ser necessário proteger os seus circuitos associados (relés, medidores, cabos de controle etc.). As características dos protetores devem ser analisadas, para cada aplicação em particular, de forma a:

- Reduzir as tensões secundárias a níveis considerados adequados para a aplicação em análise.
- Não interferir no funcionamento dos relés que são alimentados pelo transformador de corrente que está necessitando de proteção no secundário.
- Suportar a energia que terá que ser absorvida quando da circulação da corrente que causa o aparecimento da tensão secundária elevada.

De um modo geral, as tensões secundárias calculadas através de fórmulas simplificadas apresentam valores conservativos. É possível, uma vez que se tenha disponibilidade dos dados necessários, que estas tensões secundárias sejam determinadas de forma mais precisa através de simulações em computadores digitais [17, 18].

A figura 6, apresentada a seguir, mostra a representação do transformador de corrente que pode ser feita, por exemplo, com o programa de transitórios eletromagnéticos *Alternative Transients Program* (EMTP/ATP) [19]. Nesta representação, foram consideradas características dos transformadores de corrente, tais como saturação, resistência

das perdas no ferro, capacidade secundária etc. [17, 18]. O sistema de potência primário, no qual opera o transformador de corrente, está ligado a este equipamento através dos terminais H_1 e H_2 .

Na figura 6, tem-se:

R_1, X_1 = resistência e reatância primária do transformador de corrente (geralmente desprezíveis).

R_2, X_2 = resistência e reatância secundária do transformador de corrente.

R_c, X_c = resistência e reatância da carga conectada ao secundário do transformador de corrente (relés, medidores, cabos de controle etc.).

R_{fe} = resistência das perdas no ferro.

C = capacidade secundária do transformador de corrente.

P.S. = protetor secundário (instalado para reduzir a tensão secundária).

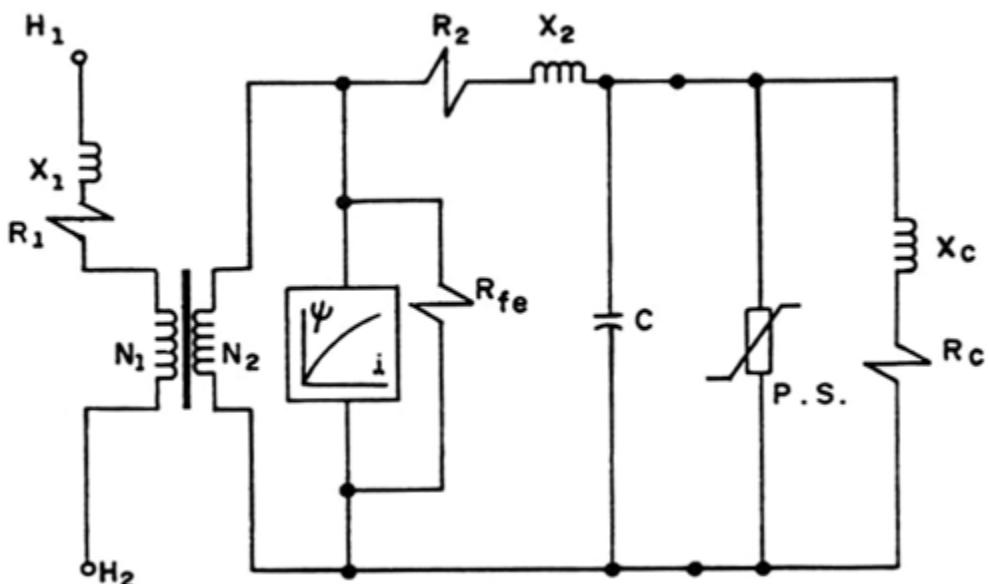


Figura 6 – Circuito para representação do transformador de corrente no EMTP/ATP

Em um estudo específico, feito na Divisão Estudos de Equipamentos (DEEQ.T) [20, 21], de Furnas – Centrais Elétricas S.A. (nome da empresa na época da realização do estudo, hoje Eletrobrás Furnas), para a Subestação de Jacarepaguá-138 kV, onde se têm instalados quatro bancos de capacitores em derivação de 100 Mvar cada, foram encontrados os resultados apresentados na tabela 10, apresentada abaixo [22]. Estes resultados foram obtidos sem a instalação dos protetores secundários (P.S.). A corrente secundária transitória e sua respectiva frequência obtidas nas simulações com o EMTP/ATP, a resistência e a reatância da carga secundária e a relação de transformação do transformador de corrente estão listadas abaixo.

Tabela 10 – Tensão desenvolvida nos secundários de um transformador de corrente (cálculo por fórmulas e por simulações) [22]

Tensão secundária calculada por fórmulas (pico)	Tensão secundária medida nas simulações sem R_{fe} (pico)	Tensão secundária medida nas simulações com R_{fe} (pico)
96.612 Volts	95.600 Volts	29.260 Volts

No exemplo:

$I_{pico} = 80.260 \text{ A}$ (amplitude da corrente transitória que circula pelo transformador de corrente).

$f_{trans} = 4,17 \text{ Hz}$ (frequência da corrente transitória que circula pelo transformador de corrente).

$R_c = 4,0 \text{ ohms}$ (resistência da carga secundária – C200, pela ABNT, ou B8, pela ANSI).

$X_c = 6,928 \text{ ohms}$ (resistência da carga secundária C200, pela ABNT, ou B8, pela ANSI).

RTC = 2.000:5 A.

Nos cálculos feitos, através da representação dos transformadores de corrente no programa EMTP/ATP, para fenômenos relacionados com descarga de bancos de capacitores em derivação, pode-se concluir que:

- Quando se representa o transformador de corrente apenas com a sua saturação (sem a resistência de perdas no ferro R_{fe}), não há redução dos valores das tensões desenvolvidas no secundário do transformador de corrente, quando comparada com as tensões calculadas por fórmula. Isto se explica pelo fato de que os transformadores de corrente não saturam devido às (altas) frequências das correntes transitórias, obtidas nos eventos de descarga de bancos de capacitores em derivação simulados.
- Apesar de haver uma considerável redução das tensões secundárias, quando da simulação da resistência representativa das perdas no ferro (R_{fe}), estas, de um modo geral, no estudo utilizado como exemplo neste capítulo, continuaram mais elevadas que os limites suportados por relés, medidores e circuitos associados [15, 22]. Portanto, houve necessidade de instalação de protetores nos secundários dos transformadores de corrente. A figura 7, apresentada a seguir, mostra um exemplo típico da instalação de um protetor secundário na caixa terminal de um transformador de corrente em operação em uma subestação de Furnas [23].

O leitor deste capítulo deve entender que os resultados aqui apresentados não devem ser generalizados. Os resultados de simulações digitais feitas para uma aplicação específica, de interesse do leitor, poderão, eventualmente, confirmar, ou não, a necessidade da instalação de protetores secundários.



Figura 7 – Protetores instalados nos secundários de um transformador de corrente numa subestação de Furnas (com bancos de capacitores em derivação em operação) [23]

16. ABERTURA DO CIRCUITO SECUNDÁRIO DE UM TRANSFORMADOR DE CORRENTE

O circuito secundário de um transformador de corrente não pode ser aberto quando se tem corrente fluindo no circuito primário.

Quando o circuito secundário está aberto, não há força magnetomotriz (f.m.m.) secundária em oposição à força magnetomotriz oriunda da corrente primária. Assim, toda força magnetomotriz primária atua na magnetização do núcleo. Se a corrente primária tem um valor apreciável, o núcleo do transformador de corrente satura a cada meio ciclo e a alta taxa de variação do fluxo, quando a corrente primária passa por zero, induz uma elevada força eletromotriz (f.e.m.) no enrolamento secundário.

Com corrente nominal fluindo, esta força eletromotriz poderá atingir algumas centenas de *volts* para um pequeno transformador de corrente, e muitos *kilovolts* para o caso em que tenha um transformador de corrente para serviço de proteção com alta relação de transformação. Com corrente de falta fluindo, a tensão no secundário poderá crescer em proporção quase que direta com o valor de corrente.

Tais tensões são perigosas, não apenas para o isolamento dos transformadores de corrente e dos equipamentos conectados aos seus secundários (relés, medidores, cabos de controle etc.), mas, principalmente, para as pessoas que, eventualmente, estiverem trabalhando com o transformador de corrente e com os seus circuitos associados. Desta forma, deve-se entender que esta situação deve ser evitada. Se o circuito secundário tiver que ser aberto, quando se tem corrente fluindo no primário, é necessário que primeiramente os terminais secundários do transformador de corrente sejam curto-circuitados. O condutor utilizado para este fim precisa ser seguramente conectado e ter capacidade para suportar a corrente secundária, inclusive aquela que aparecerá caso ocorra uma falta primária.

17. SOBRETENSÕES NOS SECUNDÁRIOS DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE SATURADOS

Embora o valor eficaz das tensões induzidas nos secundários dos transformadores de corrente seja limitado pela saturação do núcleo, valores elevados de tensões secundárias poderão ocorrer. Tais tensões secundárias poderão ocorrer caso a carga secundária deste transformador de corrente seja grande e a corrente primária seja muitas vezes a corrente primária nominal.

As tensões elevadas ocorrem quando a taxa de variação do fluxo no núcleo for máxima. Isto ocorre quando o fluxo no núcleo estiver passando por zero. A máxima densidade do fluxo que pode ser atingida não afeta a magnitude da tensão que se terá no secundário. A magnitude da tensão desenvolvida no secundário depende da relação de transformação nominal do transformador de corrente.

Para o caso de transformadores de corrente com baixa impedância interna (classe B, segundo a ABNT), do tipo bucha, é possível calcular os valores das tensões desenvolvidas nos secundários, pela seguinte fórmula [15]:

$$e = 3,5 \cdot Z \cdot I^{0,53} \text{ volts (pico)}$$

Onde:

e = tensão secundária (Volts-pico).

Z = carga secundária, não saturada, do transformador de corrente (ohms).

I = corrente primária dividida pela relação nominal de transformação do transformador de corrente (Ampères-rms).

Se o cálculo da tensão secundária for feito para um *tap* que estiver sendo utilizado, que não seja correspondente ao enrolamento completo, a tensão total através de todo o enrolamento será o valor calculado para o *tap* (considerado) multiplicado pela relação do número de espiras de todo o enrolamento para o número de espiras da porção do enrolamento utilizada (isto é, do *tap*). Quer dizer, o transformador de corrente aumentará a tensão como se fosse um autotransformador. Como, normalmente, um dos lados do enrolamento secundário é aterrado, a tensão que aparece neste enrolamento é uma tensão aplicada no isolamento para terra.

Como mencionado anteriormente, segundo a referência [15], as tensões suportáveis pelos equipamentos ligados ao secundário dos transformadores de corrente (relés, medidores, cabos de controle etc.) são, normalmente, 1.500 Volts-rms ou 2121 Volts-pico. Segundo a mesma referência [15], as tensões suportadas pelos próprios secundários dos transformadores de corrente são, normalmente, 2475 Volts-rms ou 3.500 Volts-pico. O mais baixo destes valores não deverá ser ultrapassado. Em vista dos valores acima, observar que mesmo que os transformadores de corrente, eventualmente, possuam protetores para os seus secundários, poderá ser necessário proteger os seus circuitos associados (relés, medidores, cabos de controle etc.).

Se o leitor deste capítulo se envolver com um trabalho que implique a necessidade de proteção dos secundários de transformadores de corrente e de seus circuitos associados (relés, medidores, cabos de controle etc.), os valores indicados acima deverão ser confirmados para a aplicação específica que estiver sendo tratada. A referência [15] é clássica e estes valores podem mudar com o passar do tempo.

18. RESPOSTA TRANSITÓRIA DE TRANSFORMADORES DE CORRENTE

A componente assimétrica das correntes de falta em sistemas de potência pode causar, em certas situações, a saturação dos transformadores de corrente que alimentam os sistemas de proteção. Após a ocorrência de saturação do transformador de corrente, a corrente fornecida aos relés ficará distorcida e o desempenho dos sistemas de proteção poderá ser afetado.

Resposta de Transformadores de Corrente para Serviço de Proteção às Correntes de Faltas Assimétricas

Nos modernos sistemas de potência, em EHV e UHV, preocupa-se mais com a fiabilidade da transformação da corrente que alimenta os sistemas de proteção, através dos transformadores de corrente, devido a:

- Aumento da magnitude das correntes de falta.
- Aumento da constante de tempo da componente assimétrica das correntes de falta.
- Necessidade de um tempo mais rápido na eliminação da falta.
- Aumento dos requisitos de confiabilidade dos esquemas de proteção.

Estes fatores implicam uma necessidade de se reduzir o tempo em que os relés de proteção deverão operar e que a “decisão de operar”, do sistema de proteção, seja feita num tempo em que a componente transitória da corrente de falta ainda está presente. Além de apresentar um tempo pequeno de operação, os modernos relés de proteção são cargas secundárias menores para os transformadores de corrente que os alimentam. Neste processo, os relés de proteção precisam contar com um desempenho compatível por parte dos transformadores de corrente.

Assim sendo, a corrente secundária suprida aos relés de proteção não deverá ser distorcida, a ponto de tornar mais lento, ou provocar a não operação ou a falsa operação do sistema de proteção. A causa de maior preocupação é a componente de corrente contínua, assimétrica, da corrente de falta primária. Esta componente causa um aumento do fluxo magnético que circula pelo núcleo e é uma possível causa de erros no transformador de corrente. Em vista disso, a resposta transitória de um transformador de corrente à componente de corrente contínua precisa ser conhecida e avaliada.

Devido a sua característica ferromagnética, o núcleo do transformador de corrente poderá reter certa quantidade de fluxo. Este fluxo residual poderá ser devido a várias causas, como, por exemplo, correntes de falta fortemente assimétricas, correntes geomagnéticas induzidas nos sistemas de potência (mais prováveis no hemisfério norte) ou, ainda, testes de continuidade realizados nos circuitos secundários. Se existir um fluxo remanente no núcleo do transformador de corrente, quando ocorrer uma falta no sistema, e se o fluxo produzido pela corrente desta falta for de mesma polaridade que o fluxo remanente existente, o núcleo começará a saturar num tempo muito menor do que aquele que saturaria, caso não houvesse fluxo remanente.

As normas técnicas, atualmente em uso, mostram como especificar a classe de exatidão dos transformadores de corrente para as correntes de regime permanente, de frequência nominal, mas não são muito claras ao definir a especificação do seu desempenho em condições transitórias. Por exemplo, a norma NBR 6856 – Transformador de Corrente – Especificação [3], diz, textualmente, que “a resposta em regime transitório de transformadores de corrente encontra-se em estudo” (*sic*).

Desempenho do Transformador de Corrente Durante Faltas

A distorção da corrente secundária, que se obtém através do transformador de corrente, começa sempre que a densidade do fluxo magnético entra na região de saturação do seu núcleo. Os fatores que influenciam a densidade de fluxo magnético, que aparece no núcleo, são as características físicas do próprio núcleo do transformador de corrente, a magnitude, a duração e a forma de onda da corrente primária e a natureza da carga secundária. A saturação do núcleo pode ser produzida por correntes de faltas simétricas, de valor elevado, ou, o que é mais comum, por correntes de faltas assimétricas. As últimas são mais importantes na avaliação da resposta transitória dos transformadores de corrente.

Quando se tem uma corrente primária, com um deslocamento provocado pela presença da componente de corrente contínua, como o mostrado na figura 8, apresentada abaixo, ocorrerá um aumento do fluxo magnético que circula pelo núcleo consideravelmente maior do que o requerido para se transformar apenas a componente de 60 Hz da corrente.



Figura 8 – Corrente primária de falta

A figura 9, apresentada abaixo, mostra o aumento da densidade de fluxo no núcleo de um transformador de corrente, quando uma corrente deslocada pela componente de corrente contínua é aplicada a um transformador de corrente com uma carga secundária resistiva.

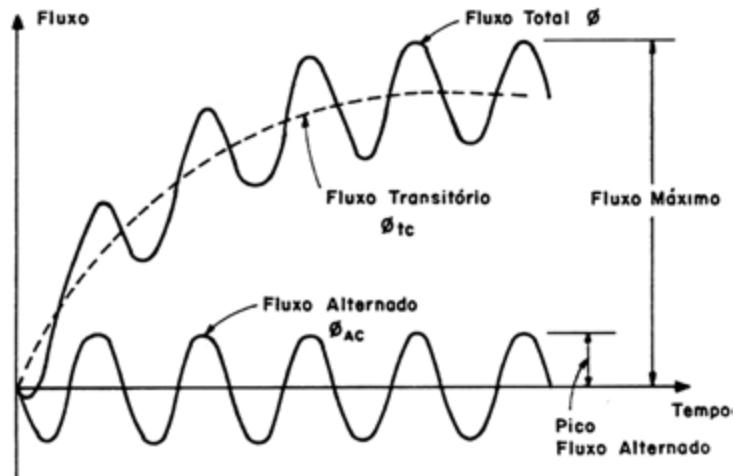


Figura 9 – Aumento do fluxo no núcleo de um transformador de corrente
(carga secundária resistiva)

Na citada figura 9 acima, a quantidade Φ_{AC} representa o fluxo requerido para reproduzir a componente da corrente de 60 Hz da corrente de falta, enquanto a quantidade Φ_{tc} representa o fluxo requerido para reproduzir a componente transitória (de corrente-contínua) da mesma corrente de falta. A variação na componente transitória do fluxo será função das constantes de tempo dos circuitos primário e secundário. A constante de tempo do circuito secundário é função da resistência secundária do transformador de corrente, resistência e indutância da carga secundária e da impedância de magnetização. O fluxo total (Φ) requerido para produzir a corrente de falta deslocada é, consideravelmente, maior que o requerido para reproduzir apenas a corrente simétrica. O transformador de corrente reproduzirá completamente a corrente de falta deslocada até

que o fluxo total não atinja o nível de densidade de fluxo de saturação de seu núcleo. Nos transformadores de corrente, este valor de fluxo de saturação fica entre 1,9 e 2,0 *teslas* (20 *kilogausses*) [24].

Se o fluxo total excede o valor da densidade de fluxo de saturação, o transformador de corrente poderá fornecer uma corrente secundária (I_s) distorcida, como ilustrado na figura 10, mostrada abaixo.

Onde:

I_p = corrente primária.

I_s = corrente secundária.

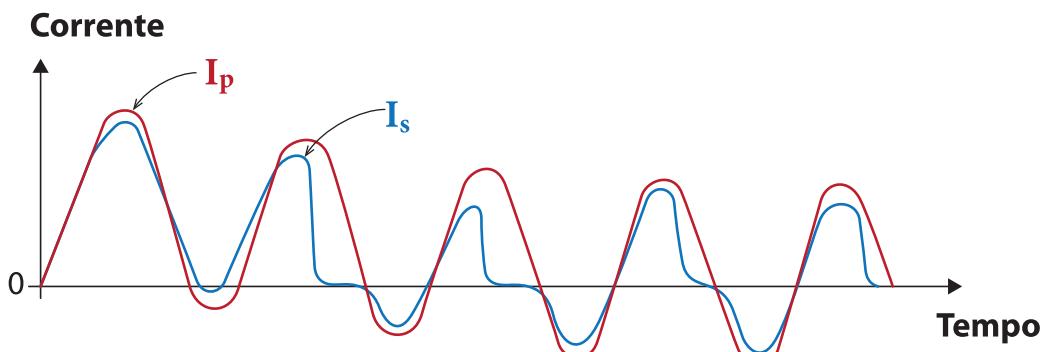


Figura 10 – Distorção (típica) da corrente secundária devido à saturação do núcleo magnético do transformador de corrente

O “tempo para saturação”, até o qual a corrente secundária é uma réplica fiel da corrente primária, é dependente dos seguintes parâmetros:

- Magnitude da corrente de falta.
- Grau de deslocamento (assimetria) da corrente de falta.
- Constante de tempo da componente de corrente contínua da corrente de falta.
- Fluxo residual existente no núcleo do transformador de corrente.
- Resistência e indutância do circuito secundário, incluindo resistência secundária do enrolamento.
- Impedância secundária de excitação do transformador de corrente, à frequência nominal (obtida a partir da medida da corrente de excitação).
- Relação de espiras do transformador de corrente.

Especificação da Capacidade Transitória de Transformadores de Corrente

Conforme mencionado anteriormente, o desempenho transitório de um transformador de corrente é função de inúmeros parâmetros, os quais podem diferir em cada aplicação. A referência [24] mostra um método analítico para o cálculo do “tempo para

saturação” de um transformador de corrente, utilizando uma série de curvas desenvolvidas para esta finalidade. Esta forma de cálculo é conhecida como “método do IEEE”.

A referência [18] mostra um estudo da resposta transitória de um transformador de corrente efetuado com a aplicação do *Alternative Transients Program* (ATP/EMTP) [19]. A simulação digital do desempenho de um transformador de corrente, quando submetido a correntes de faltas assimétricas, é possível devido à versatilidade do programa ATP/EMTP. O transformador de corrente é representado pelo seu circuito equivalente, similar ao apresentado na figura 6, mostrada anteriormente, juntamente com o sistema primário no qual opera.

No que diz respeito à especificação de transformadores de corrente, quanto a sua resposta transitória, as normas técnicas não são muito didáticas a respeito do assunto. Entretanto, cuidados especiais deverão ser tomados ao se especificar transformadores de corrente, principalmente para sistemas EHV e UHV, de forma que estes equipamentos apresentem uma resposta transitória compatível com os sistemas de proteção com os quais deverão operar.

É recomendável informar aos fabricantes dos transformadores de corrente que o núcleo de proteção destes não deverá saturar durante o intervalo de tempo compreendido entre o início do curto-círcuito e a efetiva atuação da proteção, mesmo se levando em conta a superposição das componentes de corrente contínua e alternada da corrente de falta.

Para isso, o fabricante deverá conhecer qual o intervalo de tempo entre o início do curto-círcuito e a efetiva atuação da proteção (velocidade de atuação da proteção a ser utilizada junto com o transformador de corrente). Em alguns casos, dependendo da proteção, é conveniente informar o tempo de atuação do disjuntor. O fabricante deve conhecer também as correntes máximas de curto-círcuito, ou seja, a componente alternada e a componente contínua da corrente de falta.

Caso o transformador de corrente seja instalado em uma linha de transmissão que venha operar com religamento automático, deverá ser informado o ciclo nominal de serviço em que se pretende operar o religamento automático. Como ciclo nominal de serviço (em inglês, *duty cycle*), deve-se entender que são os tempos decorridos entre operações de fechamento e abertura (ver o próximo parágrafo) que possam acontecer na linha de transmissão (com religamento) em que o transformador de corrente será instalado.

Este ciclo poderá compreender, por exemplo, uma manobra de fechamento manual, seguida de uma abertura automática do disjuntor pela atuação da proteção. Após esta abertura, acontece um religamento automático e, finalmente, uma nova abertura do disjuntor por atuação de proteção, admitindo-se que a falta inicial não tenha sido eliminada. Um exemplo deste ciclo nominal de serviço poderá ser: C - 100ms – O – 300ms – C – 100ms – O (sendo, C = manobra de fechamento e O = manobra de abertura). Neste exemplo: a) o tempo de 100ms é igual ao tempo de atuação da proteção + disjuntor; e b) 300ms é igual ao tempo morto do religamento automático.

Poderá ser informado ao fabricante dos transformadores de corrente qual o fluxo remanente máximo que se deseja ter no equipamento que está sendo especificado. Este valor será conseguido pela introdução, no processo de fabricação, de entreferros nos núcleos dos transformadores de corrente para serviço de proteção. Um valor típico

de fluxo remanente máximo considerado aceitável corresponde a 10% do fluxo para o qual ocorre a saturação do núcleo do transformador de corrente, na aplicação para qual este equipamento está sendo especificado. Este valor de fluxo remanente é obtido, por exemplo, com a especificação de transformadores de corrente da classe TPY ou TPZ, segundo a norma IEC 60044 – 6 [7].

19. TRANSFORMADORES DE CORRENTE ÓPTICOS

Nos itens anteriores deste capítulo, tratou-se dos transformadores de corrente convencionais, normalmente utilizados nos sistemas de transmissão de energia elétrica, tanto por empresas do Brasil, como do exterior. Os transformadores de corrente convencionais baseiam seu funcionamento na transformação eletromagnética da corrente, através do acoplamento indutivo dos enrolamentos que são montados sobre um ou mais núcleos ferromagnéticos.

Os transformadores de corrente convencionais apresentam alguns problemas, em certas situações encontradas durante sua aplicação. Estes problemas requerem uma atenção especial. Por isso, às vezes, tem-se que admitir, para estes equipamentos, um desempenho abaixo daquele que se gostaria de obter destes. Entre estes problemas podem ser citadas questões relativas à linearidade, resposta harmônica, resposta transitória, saturação, segurança, exatidão etc. [25].

Uma alternativa que tem recebido crescente atenção, por parte da indústria, nos últimos anos, é a utilização dos chamados transformadores de corrente ópticos. Estes equipamentos não apresentam a maioria dos problemas que se têm quando se aplica os transformadores de corrente convencionais, de núcleo ferromagnético. Os transformadores de corrente ópticos fornecem correntes com uma maior exatidão, tem tamanho e peso menores e trabalham com uma “largura de banda” maior (em inglês, tem uma *“higher bandwidth”*), do que os transformadores de corrente convencionais. São fabricados atualmente para aplicação em sistemas de transmissão com tensão máxima de operação de 72,5 kV a 800 kV [26]. A figura 11, a seguir, mostra uma comparação entre o peso típico dos transformadores de corrente ópticos e dos convencionais, para diferentes classes de tensão [27].

Outra vantagem dos transformadores de corrente ópticos, que merece ser comentada, é o fato de que eles são mais seguros para se trabalhar do que os convencionais. Por exemplo, quando o circuito secundário de um TC convencional (ferromagnético) é aberto, com uma corrente circulando pelo seu primário, tensões elevadas podem aparecer no seu secundário e nos seus circuitos associados. Estas sobretensões podem danificar os componentes acima referidos, além de ser um risco para o pessoal de manutenção que estiver trabalhando com o transformador de corrente. Existem relatos de completa destruição de painéis de controle, quando da abertura inadvertida do circuito secundário de um transformador de corrente convencional. Este tipo de problema não acontece quando se trabalha com os TCs ópticos [28].

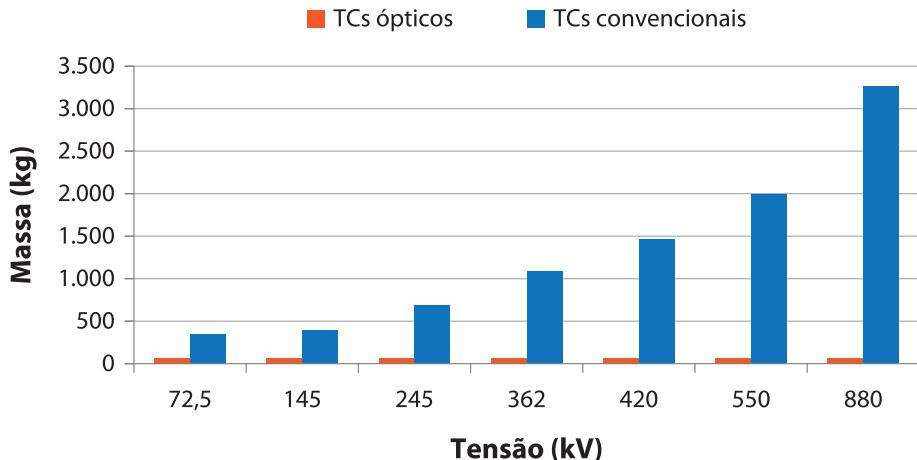


Figura 11 – Comparação de peso entre transformadores de corrente ópticos e convencionais

Os transformadores de corrente ópticos, ou digitais, estão sendo desenvolvidos desde o início dos anos 1970. Passaram a ser aplicados comercialmente a partir do final dos anos 1990 [29]. Os referidos transformadores de corrente ópticos convertem os sinais de corrente em códigos digitais, que podem ser transmitidos, através de cabos de fibras ópticas, até aos sistemas de proteção, medição e controle localizados nas salas de controle das subestações, conforme ilustrado na figura 12, apresentada a seguir [27].

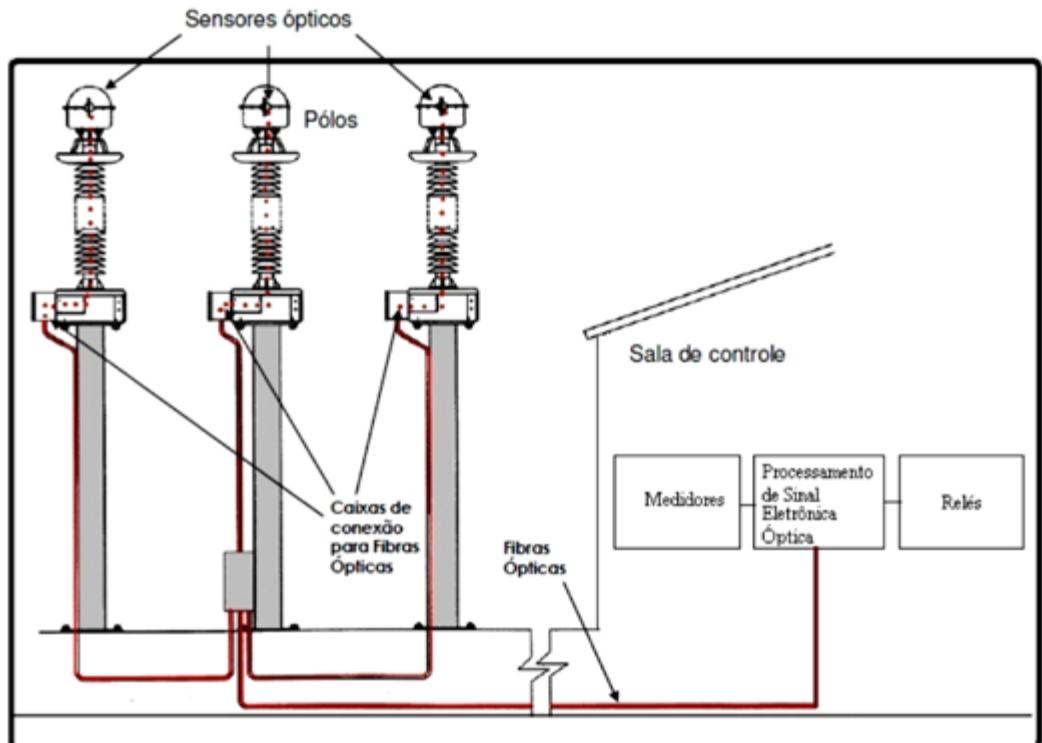


Figura 12 – Exemplo da instalação de transformadores de corrente ópticos em uma subestação

O princípio de funcionamento dos transformadores de corrente ópticos é baseado nos efeitos dos campos elétrico e/ou magnético sobre feixes de luz polarizados. Os transformadores de corrente ópticos, fabricados atualmente, funcionam com base no chamado “efeito Faraday” (que pode ser entendido, de uma forma simplificada, como um efeito magnético-óptico). Em inglês, são chamados de *Magneto-Optic Current Transducer* (MOCT). Eles funcionam a partir do princípio de que o campo magnético, criado por uma corrente que flui por um condutor, influencia a polarização de um feixe de luz que percorre um caminho que envolve (circunda) o mesmo condutor, como, por exemplo, é mostrado na figura 13, apresentada abaixo [26, 27]. A luz é emitida por um diodo emissor de luz (LED – *Light Emitting Diode*) e transmitida por fibra óptica (em verde, na parte de baixo da figura 13) até o sensor óptico instalado na alta tensão, sendo polarizada, quando da sua entrada no sensor (através de um “polarizador”). Em seguida, esta luz trafega ao redor do condutor (percurso mostrado em amarelo, na figura 13), sendo sua polarização influenciada pelo campo magnético criado pela corrente que flui no condutor. Este feixe de luz sai do sensor óptico através do componente chamado “analisador”. Em seguida, a luz é transmitida de volta ao “módulo eletrônico”, através de outra fibra óptica (em verde, na parte de cima da figura 13), onde é transformada, por um “fotodiôdo”, num sinal analógico de corrente, proporcional à corrente primária, que alimentará os sistemas de medição, proteção e controle [27].

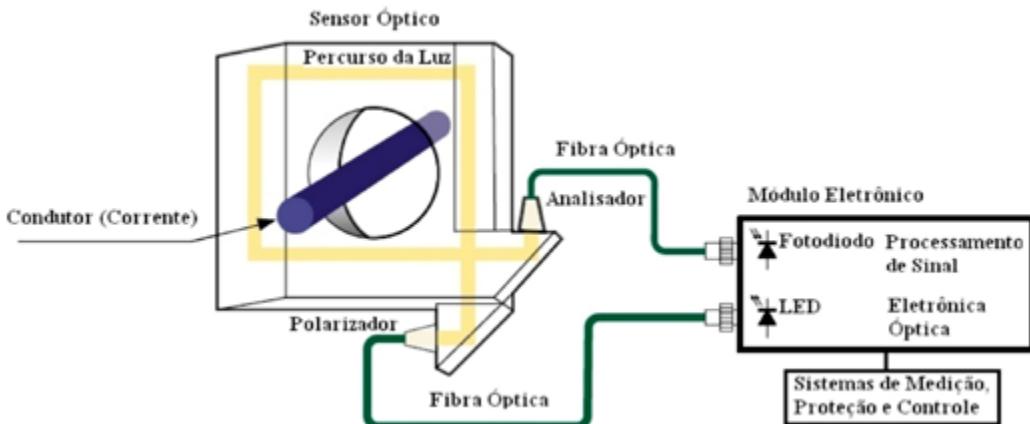


Figura 13 – Funcionamento de um transformador de corrente óptico com base no efeito *Faraday*

Tendo em vista o seu baixo peso, como já comentado acima, o sensor óptico pode ser montado em uma subestação sobre uma coluna de isoladores poliméricos, ou, no próprio barramento, em uma cadeia de isoladores de suspensão. Há também referências a montagens dos transformadores de corrente ópticos em torres de linhas de transmissão [30].

Os projetos dos transformadores de corrente ópticos, desenvolvidos inicialmente, utilizaram protocolos de comunicação exclusivos dos seus próprios fabricantes (“protocolos proprietários”, ou, em inglês “*proprietary protocols*”), para transmitir os dados digitais (via cabos de fibra óptica) até as salas de controle das subestações. Assim, não se tinha uma padronização universal dos protocolos de comunicação que permitisse o trânsito de dados digitais entre equipamentos de diferentes fabricantes. Com a padroni-

zação destes protocolos de comunicação entre equipamentos, a partir da edição da série de normas IEC 61850 [11, 12], esta “restrição” deverá ser superada.

A tendência é a de que as aplicações iniciais dos transformadores de corrente ópticos sejam feitas em sistemas EAT, nos quais as vantagens da corrente secundária obtida com exatidão elevada (maior do que as obtidas com os transformadores de corrente convencionais) e o alto custo das isolações requeridas (para equipamentos de um sistema EAT) possam se contrabalançar com os custos de desenvolvimento e as “complexidades” da nova tecnologia.

Existem, entretanto, razões para a lenta taxa de utilização dos transformadores de corrente ópticos experimentada pela indústria de energia elétrica. Sua aplicação requer que os usuários se tornem familiares com a nova tecnologia. As empresas de energia elétrica são conservadoras, quando se trata de se “converter” para a utilização de uma nova tecnologia: a) devido ao tempo de aprendizado necessário para se trabalhar com esta nova tecnologia; b) devido aos requisitos de novos tipos de ensaios dos novos equipamentos; e c) devido aos riscos eventuais associados à adoção de uma nova tecnologia, em substituição a uma tecnologia que, embora apresente algumas limitações, historicamente funciona a contento, na maior parte das aplicações.

Para se ter uma maior taxa de aplicação dos transformadores de corrente ópticos, os sistemas de medição, proteção e controle deverão ser capazes de trabalhar com os sinais digitais ou com os sinais analógicos, seja de baixa ou de alta intensidade, fornecidos pelos transformadores de corrente ópticos. Isto tem, geralmente, restringido o uso dos transformadores de corrente ópticos em novas instalações ou, mesmo, nas existentes, onde eventualmente se tenham problemas com a aplicação dos transformadores de corrente convencionais [28].

Os transformadores de corrente ópticos apresentam vantagens de aplicação, quando comparados com os transformadores de corrente convencionais. Eles serão mais utilizados: a) quando os sistemas de medição, proteção e controle forem convertidos em dispositivos capazes de funcionar com os sinais de corrente obtidos através destes (ver parágrafo anterior); b) se o nível das correntes de falta continuar a aumentar nos sistemas de potência; c) quando seus custos começarem a ser menores; e d) quando os engenheiros começarem a ficar mais confiantes e familiares com a sua tecnologia.

Os sensores de corrente ópticos podem ser classificados como “polarimétricos” (“*polarimetric*”) ou “interferométricos” (“*interferometric*”). Estes termos identificam os métodos utilizados para manipular os feixes de luz que são polarizados, para permitir a medição da corrente que flui pelo condutor primário (corrente a ser transformada). Uma análise mais aprofundada destas técnicas de “medição ópticas” está além do escopo deste capítulo. Se tiver mais interesse neste assunto, uma boa referência para o leitor deste capítulo, além das já citadas anteriormente, é o artigo técnico “Current Transformer Errors and Transformer Inrush as Measured by Magnetic, Optical and other Unconventional CTs”, de autoria de John Horak and James Hrabliuk [31].

Adicionalmente, para tratar da aplicação dos transformadores de corrente ópticos, o leitor deste capítulo poderá recorrer às seguintes normas técnicas que já foram publicadas: a) “IEEE Trial-Use Standard for Optical AC Current and Voltage Sensing Systems” (IEEE Std 1601-2010) [13]; e b) “Instrument Transformers – Part 8: Electronic Current Transformers” (IEC 60044-8) [14].

20. REFERÊNCIAS

A. Normas Técnicas

- [1] NBR 6546. *Transformadores para Instrumentos – Terminologia*, 1991.
- [2] NBR 6821. *Transformador de Corrente – Método de Ensaio*, 1992.
- [3] NBR 6856. *Transformador de Corrente – Especificação*, 1992.
- [4] IEEE Std C57.13-1993(R2003). *IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers*, 2003.
- [5] IEEE Std C37.110-2007. *IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Principles*, 2007.
- [6] IEC 60044-1. *Instruments Transformers – Part 1: Current Transformers*, 2003.
- [7] IEC 60044-6. *Instruments Transformers – Part 6: Requirements for Protective Current Transformers for Transient Performance*, 1992.
- [8] ABNT IEC/TR 60815. *Guia para Seleção de Isoladores sob Condições de Poluição*, 2005.
- [9] IEC/TS 60815-1. *Selection and Dimensioning of High-Voltage Insulators Intended for use in Polluted Conditions – Part 1: Definitions, Information and General Principles*, 2008.
- [10] IEEE Std C37.012-2005. *IEEE Application Guide for Capacitance Current Switching for AC High-Voltage Circuit Breakers*, 2005.
- [11] IEC 61850 9-1. *Communication Networks and Systems in Substations – Part 9-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled Values over Serial Unidirectional Multidrop Point to Point Link*, 2003.
- [12] IEC 61850 9-2. *Communication Networks and Systems in Substations – Part 9-2: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled Values over ISO/IEC 8802-3*, 2011.
- [13] IEEE Std 1601-2010. *IEEE Trial-Use Standard for Optical AC Current and Voltage Sensing Systems*, 2010.
- [14] IEC 60044-8. *Instrument Transformers – Part 8: Electronic Current Transformers*, 2002.

B. Bibliografia Geral

- [15] MASON, C. R. *The Art and Science of Protective Relaying*. General Electric Company, Schenectady, New York, 1956.
- [16] ZOCHOLL, S. E. *Analyzing and Applying Current Transformers*. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, Pullman, Washington, 2004.
- [17] D'AJUZ, A.; CARVALHO, F. M. S. *Representação de Transformadores de Corrente no Electromagnetic Transients Program*, Congresso CIER, Lima, Peru, 1983.
- [18] D'AJUZ, A.; CARVALHO, F. M. S.; DIAS, L. E. N. *Resposta Transitória de Transformadores de Corrente – Simulação com o Electromagnetic Transients Program*, VII SNPTEE, Brasília, DF, 1984.
- [19] Canadian/American EMTP User Group. *Alternative Transients Program: Rule Book*. Portland, Oregon, USA. Disponível em: <<http://www.emtp.org>>.
- [20] D'AJUZ, A.; CARVALHO, F. M. S. et al. *Equipamentos Elétricos – Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão*, 1^a edição, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, 1985.
- [21] D'AJUZ, A.; CARVALHO, F. M. S. et al. *Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento – Aplicação em Sistemas de Potência de Alta Tensão*, 1^a edição, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, 1987.
- [22] D'AJUZ, A.; CARVALHO, F. M. S.; DIAS, L. E. N. *Problemas Relacionados com a Instalação de Bancos de Capacitores de 200 MVar na Subestação de Jacarepaguá 138 kV*, VI SNPTEE, Camboriú, SC, 1983.
- [23] D'AJUZ, A. *Critérios para Seleção e Aplicação de Transformadores e Instrumentos: Principais Aspectos a serem Considerados em Sistemas de A.T. e E.A.T*, Workshop Transformadores de Instrumentos: Aplicação em Sistemas de Potência, organizado pelo CE-A3 do Cigré-Brasil, Rio de Janeiro, RJ, 2004.
- [24] IEEE (Publicação 76 CH 1130-4 PWR). *Transient Response of Current Transformers*. Power System Relaying Committee of the IEEE Power Engineering Society, New York, N.Y, Jan. 1976.
- [25] LIMA, D. K.; SANTOS, J. C. *Transformadores para Instrumentos Ópticos: sua Viabilidade no Setor Elétrico Brasileiro*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.

- [26] ABB AB High Voltage Products. *Instrument Transformers: Application Guide*. Ludvika, Sweden, 2009. Disponível em: <<http://www.abb.com/highvoltage>>.
- [27] OLIVEIRA, J. *Transformadores para Instrumentos: Tecnologias Alternativas, Automation & Power World Brasil (ABB)*, São Paulo, SP, 2012.
- [28] BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. *Protective Relaying – Principles and Applications*, third edition, CRC Press, Boca Raton, Florida, 2007.
- [29] KHAN, S. *Industrial Power Systems*, first edition, CRC Press, Boca Raton, Florida, 2008.
- [30] CIGRÉ (A3). *State of the Art of Instrument Transformers*, Technical Brochure 394, ISBN: 978-2-85873-081-0, Oct. 2009.
- [31] HORAK, J.; HRABLIUK, J. *Current Transformer Errors and Transformer Inrush as Measured by Magnetic, Optical, and other Unconventional CTs*, Basler Electric Company. Disponível em: <<http://info@basler.com>>.

21. APÊNDICE A

Especificação Básica de um Transformador de Corrente do Tipo Convencional (Tensão Nominal 525 kV)

Exemplo de uma especificação básica (típica) de um transformador de corrente convencional a ser instalado em um sistema de tensão nominal de 525 kV (tensão máxima de operação 550 kV). Os valores apresentados neste Apêndice A não devem ser generalizados, pois são mostrados apenas como exemplo. O objetivo é mostrar quais podem ser as características mínimas para se emitir uma “especificação básica”, de um transformador de corrente convencional, de forma a facilitar a interação entre a concessionária que vai adquirir o transformador de corrente e o fabricante que vai fornecer este equipamento. Conforme já foi comentado no decorrer deste capítulo, é importante um bom entendimento entre a concessionária e o fabricante, em aspectos como “ensaios” e “desempenho transitório” do transformador de corrente, principalmente no que diz respeito a sistemas de transmissão EAT ou UAT.

Especificação básica de um transformador de corrente convencional (525 Kv)	
Corrente primária nominal (ampères-rms)	3.000
Corrente secundária nominal (ampères-rms)	5
Relações nominais de transformação (núcleos de proteção)	200/300/400/600 : 1
Relações nominais de transformação (núcleos de medição)	200/400 : 1
Tensão nominal do sistema (fase-fase, kV-rms)	525
Tensão máxima do sistema (fase-fase, kV-rms)	550
Tensão suportável nominal à frequência industrial, 1 min., a seco (fase-terra, kV-rms)	650
Tensão suportável nominal a impulso atmosférico, 1,2 x 50 µs, a seco (fase-terra, kV-pico)	1.550
Tensão suportável nominal a impulso de manobra, 250 x 2.500 µs, a seco (fase-terra, kV-pico)	1.175
Tensão suportável nominal a frequência industrial, 1 min., do secundário (fase-terra, kV-rms)	2,5
Frequência nominal (Hz)	60
Classe de exatidão/Carga nominal (núcleos para serviço de proteção)	10B800-ABNT ou C800-ANSI
Classe de exatidão/Carga nominal (núcleos para serviço de medição)	0,3C50-ABNT ou 0,3B2-ANSI
Número de núcleos para proteção	4
Número de núcleos para medição	2
Fator térmico nominal	1,05 (Obs.: não normalizado)
Temperatura ambiente média/ Temperatura ambiente máxima (°C)	30/40
Corrente suportável nominal de curta duração (kA-rms)	50
Valor de crista da corrente suportável nominal de curta duração (kA-pico)	141
Distância de escoamento mínima – Poluição média = 20 mm/kV (mm)	11.000
<ul style="list-style-type: none"> Os enrolamentos para serviço de proteção não deverão apresentar saturação no período transitório (com a presença da componente de corrente-contínua) da corrente de curto-círcuito. O intervalo de tempo entre o início do curto-círcuito ($t = 0+$) e a efetiva operação da proteção é igual a três ciclos (60 Hz). O tempo de operação do disjuntor é também igual a três ciclos. Obs.: Se houver religamento automático de linhas de transmissão, deverá ser informado o ciclo nominal de serviço (de religamento). Além das condições especificadas acima, os núcleos dos enrolamentos para serviço de proteção não deverão reter um fluxo residual maior do que 10% do fluxo residual máximo, que pode circular por estes dentro do tempo esperado para atuação do sistema de proteção (com ou sem a utilização de religamento automático). 	

CAPÍTULO 9

Transformadores de Potencial

Ary D'Ajuz
Jonas de Oliveira e Silva Pinto



1. OBJETIVO

Apresentar as características básicas dos transformadores de potencial (indutivo, capacitivo e óptico), indicando principalmente as características construtivas, elétricas, ensaios e possibilidade de ocorrência do fenômeno de ferroressonância.

Palavras-chave: transformador de instrumento, transformador de potencial, transformador de potencial indutivo, transformador de potencial capacitivo, transformador de potencial óptico, ferroressonância, norma ABNT NBR6855, norma IEC60044-5.

2. INTRODUÇÃO

Transformadores para instrumentos (transformadores de corrente e potencial) são utilizados principalmente para isolar o circuito primário do circuito secundário utilizado com instrumentos de medição e proteção. A isolamento é obtida pelo acoplamento magnético dos dois circuitos. Além do isolamento entre os dois circuitos, a amplitude da grandeza a ser convertida é reduzida para níveis seguros de serem utilizados em instrumentos de medição/controle e proteção.

Pode-se afirmar que os transformadores para instrumentos são de grande importância no sistema elétrico de potência, sem os quais não seria possível mensurar os valores de corrente e tensão utilizados ou proteger os equipamentos e a vida humana.

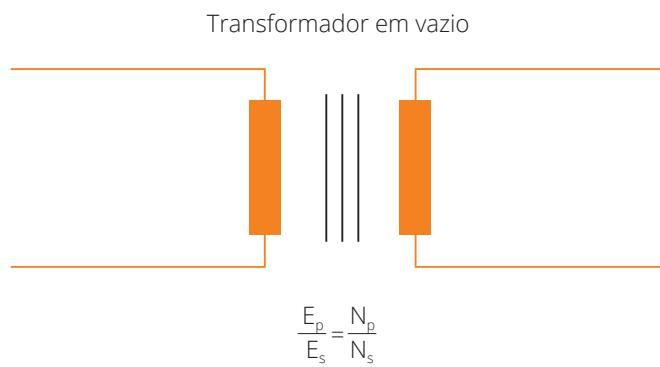


Figura 1 – Diagrama elétrico básico de transformadores

Em sua forma mais simples e convencional, os transformadores de potencial indutivo possuem um enrolamento primário composto por elevado número de espiras (por exemplo 40.000 espiras para transformador de potencial indutivo monofásico em sistemas de 145 kV) com fio de cobre de seção transversal circular reduzida e isoladas com uma ou mais camadas de verniz e um enrolamento secundário composto por reduzido número de espiras (por exemplo 60 espiras para transformador de potencial com relação 700:1) com fio de cobre de seção transversal retangular e isoladas com uma ou mais camadas de papel isolante.

Através do enrolamento secundário, se obtém a tensão desejada por meio de uma

relação de transformação. Normalmente a tensão secundária é padronizada em 115 V ou $115/\sqrt{3}$ V. Desta forma, os dispositivos de proteção e medição são dimensionados para níveis de baixa tensão e isolação.

Os transformadores de potencial são utilizados para prover sinal de tensão para equipamentos que apresentam elevada impedância de entrada, tais como voltímetros, relés de tensão e bobinas de tensão de medidores de energia. Em instalações convencionais, são instalados junto aos transformadores de corrente, conforme figura abaixo:

Os transformadores para instrumentos devem fornecer corrente e/ou tensão aos instrumentos conectados nos seus enrolamentos secundários, de forma a atender aos seguintes requisitos:

- Circuito secundário galvanicamente separado e isolado do primário com a finalidade de proporcionar segurança aos operadores e instrumentos conectados ao transformador de potencial.
- Medida de grandeza elétrica adequada aos instrumentos que serão utilizados.



Figura 2 – Disposição típica de transformadores de corrente e potencial em subestações de alta tensão

3. FUNDAMENTOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

O transformador de potencial é conectado em paralelo com o circuito a ser monitorado e opera sob os mesmos princípios de transformadores de potência, sendo as diferenças significantes potência e densidade de fluxo no núcleo na tensão nominal.

Em condições convencionais, os transformadores de potencial não são utilizados para fornecer potência no circuito secundário, entretanto em condições especiais podem, por exemplo, suprir 5.000 VA no caso de transformadores de potencial indutivo para sistemas de 145 kV, podendo disponibilizar 115 V com potência para serviços de manutenção em subestações.

Os transformadores de potencial são usados na alimentação de voltímetros, bobinas de potencial dos wattímetros, relés e outros dispositivos associados às linhas de alta tensão. Para todas essas finalidades, é importante que a tensão do secundário seja uma fração exatamente conhecida da tensão primária, e as tensões primária e secundária (para algumas finalidades) devem estar em fase.

Não há diferença essencial, na teoria básica, entre um transformador de potencial e um transformador de potência para redes. Abaixo são apresentados o diagrama elétrico e o diagrama fasorial utilizados para estudo de transformadores de potencial. Vale ressaltar que o diagrama fasorial para um transformador de potência regular serve igualmente bem, sob o ponto de vista qualitativo, para um transformador de potencial.

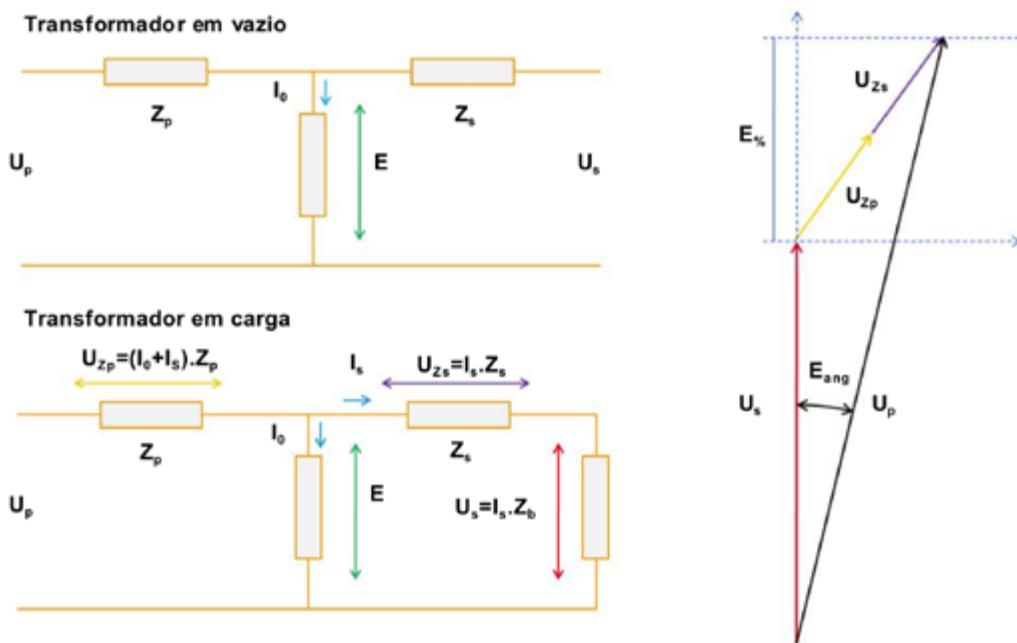


Figura 3 – Diagrama fasorial de transformadores de potencial em vazio e em carga

Pode-se observar no diagrama fasorial o erro (módulo e fase) entre a tensão primária (U_p) e a tensão secundária (U_s). Os erros/imprecisões são causados pelas quedas de tensão internas nos enrolamentos primário e secundário. O parâmetro de maior in-

fluência na queda de tensão interna é a resistência ôhmica do enrolamento primário.

As duas principais diferenças em um transformador de potencial são:

- Elevada exatidão na relação de tensão.
- Minimização das quedas de tensão nos enrolamentos para evitar os efeitos nos erros de relação e de ângulo de fase.

Pequenas quedas de tensão são previstas no projeto, considerando a reatância de dispersão pequena e emprego de condutor de cobre com seção transversal adequada. Em outras palavras, a carga no transformador de potencial é limitada por requisitos de exatidão, enquanto que no transformador de potência a limitação de carga baseia-se no aquecimento.

Por outro lado, nos últimos anos têm sido utilizados, para algumas situações específicas, os transformadores para instrumento ópticos. Para sistemas com tensões igual ou superior a 362 kV, o custo total de um transformador de potencial óptico, que considera as fundações, transporte, manutenção etc., torna-se atraente quando comparado com um capacitivo.

4. CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS

Existem basicamente duas tecnologias aplicadas em transformadores de potencial amplamente conhecidas em sistemas de alta tensão, sendo elas: transformadores de potencial indutivo (TPI) e transformadores de potencial capacitivo (TPC). Normalmente em sistemas de até 145 kV, encontram-se instalações com transformadores de potencial indutivo, e acima de 145 kV transformadores de potencial capacitivo devido ao elevado custo para fabricação de transformadores indutivos acima desta tensão. Um dos motivos desse alto custo dos transformadores de potencial indutivo é o elevado número de espiras do enrolamento primário de equipamentos em sistemas acima de 145 kV.

Os transformadores de potencial são fabricados em conformidade com o grupo de ligação requerido, com as tensões primárias e secundárias necessárias e com o tipo de instalação. O enrolamento primário é constituído de uma bobina de várias camadas de fio isolado com esmalte de verniz, enrolada em um núcleo de ferro magnético sobre o qual também se envolvem os enrolamentos secundários. Os enrolamentos secundários são de fio de cobre duplamente esmaltado, recobertos com papel isolante e isolados do núcleo.

Se o transformador for de construção isolado a óleo, o núcleo e as respectivas bobinas são secos sob vácuo e temperatura. O transformador, ao ser completamente montado, pode ser preenchido com pó de quartzo com propriedades controladas, de modo a reduzir o volume de óleo e em seguida tratado com vácuo e preenchido com óleo isolante tratado.

O tanque inferior, dentro do qual é acomodado o núcleo juntamente com os enrolamentos, é constituído de chapa de aço pintada ou galvanizada a fogo. Também são utilizados tanques em alumínio fundido. Na parte superior, é fixado o isolador de porcelana vitrificada. Também pode ser utilizado isolador de material polimérico. Para transformadores de potencial do grupo de ligação 1, conforme definido na tabela 2 adiante, são utilizados dois isoladores de alta tensão aplicando-se em conexões fase-fase.

Em geral, os transformadores isolados a óleo possuem tanque de expansão do óleo na parte superior da porcelana, de modo a garantir a estanqueidade do transformador com a variação térmica diária.

Não há grandes diferenças construtivas entre os transformadores de potencial para medição e proteção, sendo que, muitas vezes, um único equipamento atende às duas necessidades. Nesse caso, o transformador de potencial possui dois enrolamentos secundários, um destinado ao sistema de medição e outro destinado ao sistema de proteção.

Transformadores de Potencial Indutivo

O transformador de potencial indutivo é constituído de uma ou mais unidades eletromagnéticas, cuja relação de transformação é definida primordialmente pela relação de espiras de seus enrolamentos. O transformador de potencial capacitivo é constituído de uma coluna capacitiva e uma unidade eletromagnética, projetados e interligados de modo a reproduzir uma tensão secundária, na unidade eletromagnética, proporcional à tensão primária aplicada no divisor capacitivo, e com sua posição fasorial substancialmente mantida.

O transformador de potencial indutivo é constituído por dois ou mais enrolamentos que são montados no mesmo núcleo, semelhante aos transformadores de potência. O princípio de funcionamento dos transformadores de potencial é a conversão eletromagnética de energia entre os enrolamentos. Assim, ao ser aplicada uma tensão no enrolamento primário, será obtido nos terminais secundários um valor de tensão reduzido conforme a relação de transformação do equipamento.

Transformador de Potencial Capacitivo

O transformador de potencial capacitivo é composto basicamente por um divisor capacitivo, cujas células que formam o condensador são ligadas em série e o conjunto fica imerso no interior de um invólucro de porcelana. O divisor capacitivo é conectado entre fase e terra, sendo que uma derivação intermediária alimenta uma unidade eletromagnética de média tensão que comprehende, basicamente, os seguintes elementos:

- Transformador de potencial indutivo conectado na derivação capacitiva intermediária fornecendo as tensões secundárias desejadas.
- Reator de compensação ajustável para controlar a defasagem angular provocada pelo divisor capacitivo, na frequência nominal, independentemente da carga utilizada no secundário, porém nos limites definidos pela classe de exatidão considerada.
- Dispositivo de amortecimento dos fenômenos de ferroressonância.

No diagrama abaixo, são apresentados de forma detalhada os elementos constituintes dos transformadores de potencial capacitivo:

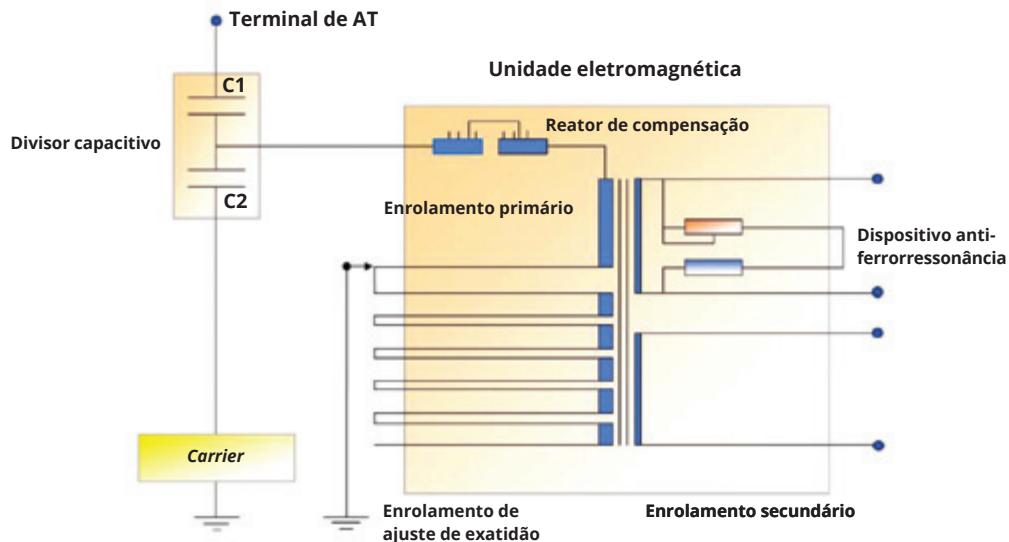


Figura 4 – Diagrama elétrico construtivo de transformador de potencial capacitivo

As colunas capacitivas foram introduzidas no início de 1920 utilizadas inicialmente para comunicação *carrier* em linhas de transmissão de alta tensão. Na década seguinte foram utilizadas como divisores de tensão, permitindo o uso em relés. De modo a fornecer energia suficiente, a tensão na saída do divisor deve ser relativamente alta, tipicamente na ordem de 15 kV, em seguida conectado a uma unidade eletromagnética convertendo a tensão de 15 kV para 115 V ou $115/\sqrt{3}$ V.

Duas observações importantes na aplicação de transformadores de potencial capacitivo: com relação à sua resposta a transitórios de tensão, no que diz respeito à falha provocando a redução da tensão do barramento, a saída secundária pode não responder instantaneamente devido aos elementos de armazenamento de energia. Quanto maior a capacidade do divisor capacitivo, maior será o tempo de resposta transitória. A segunda consideração é a respeito da medição de indicadores de distorção harmônica de tensão em barramentos da rede elétrica, subestações e linhas de transmissão em tensões de 230 kV ou superior. Dependendo dos valores de capacidade do divisor capacitivo, a influência na resposta em frequência do transformador de potencial capacitivo irá produzir ressonância harmônica em frequências baixas na ordem de 200 Hz, operando como um filtro de harmônicos para terra, impossibilitando a correta medição nos terminais secundários.

Em contrapartida, é oferecido no mercado acessório que, conectado ao ponto de aterramento do transformador de potencial capacitivo, realiza a medição das correntes em frequência superior à fundamental filtradas pelo divisor capacitivo. Este dispositivo, conhecendo os valores das capacidades C1 e C2 do divisor capacitivo, calcula o valor da tensão para cada frequência (harmônicos). A partir dos valores calculados e somados à tensão secundária da unidade eletromagnética (fundamental), permite a avaliação dos indicadores de distorção harmônica.

Abaixo são apresentados os diagramas de construção de transformador de potencial indutivo e capacitivo.

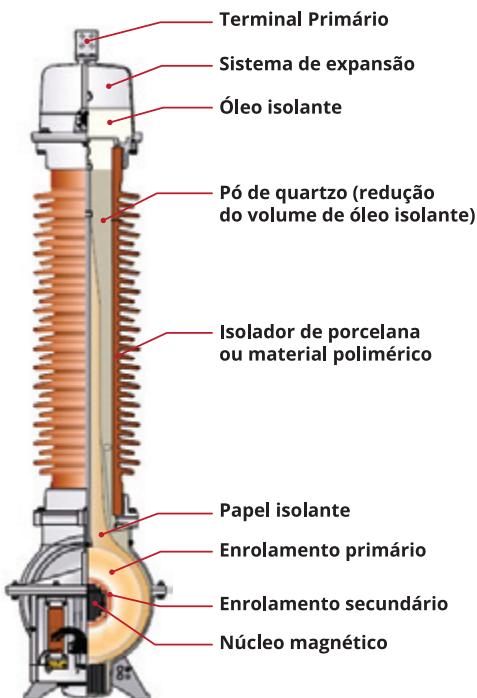


Figura 5 – Diagrama construtivo de transformador de potencial indutivo

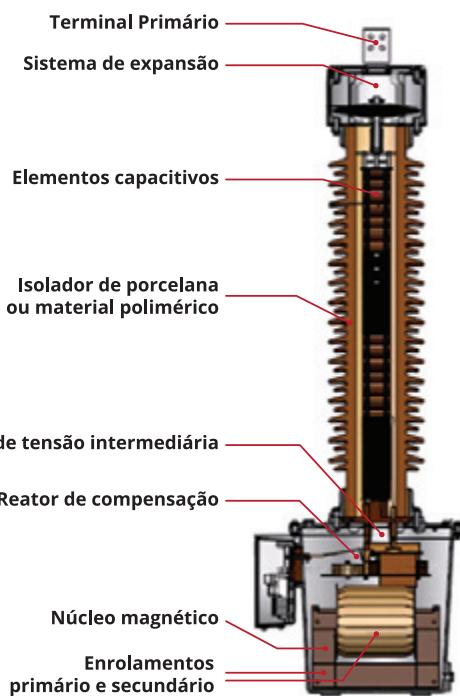


Figura 6 – Diagrama construtivo de transformador de potencial capacitivo

Transformadores de Potencial Capacitivos Atuando como Transmissor e Receptor Carrier

Um dos motivos da utilização de transformadores de potencial capacitivo é a sua obrigatoriedade de utilização em linhas de transmissão com comunicação *carrier*.

Para isso, utiliza-se um aparelho transmissor receptor para tratamento de sinal normalmente com frequência na faixa de 10 kHz a 300 kHz. O sinal é transmitido no próprio condutor da linha de transmissão.

O divisor capacitivo dos transformadores de potencial capacitivos é utilizado como capacitor de acoplamento por apresentar baixa impedância à frequência da onda portadora e bloqueia a corrente à frequência de 60Hz, oferecendo a ela um caminho de alta impedância. Sendo assim, é usado como parte do circuito de sintonia, em conjunto com a unidade de sintonia, estando ligado diretamente à linha de transmissão, evitando influências da frequência da rede de energia nos equipamentos *carrier*.

Linha de transmissão

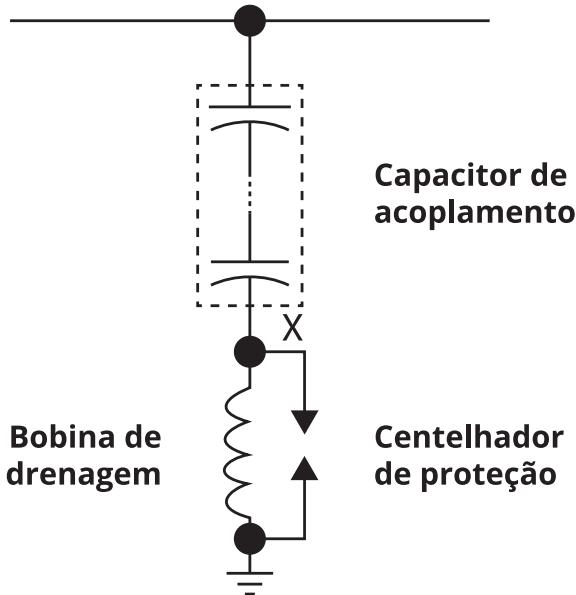


Figura 7 – Conexão do sistema de comunicação *Carrier*

O capacitor de acoplamento só pode desempenhar bem a sua função de oferecer um caminho de baixa impedância à frequência da portadora quando utilizado em conjunto com a bobina de drenagem.

Para que o potencial no ponto *X* seja baixo, é necessário que haja um caminho para a terra. Porém, para que o sinal de onda portadora não circule à terra, é ligada à base do capacitor de acoplamento uma bobina de drenagem, projetada para ter indutância que resultará em baixa impedância à frequência industrial e alta impedância à frequência da onda portadora. Para evitar que eventuais sobretensões, durante transitórios da linha de transmissão, danifiquem os equipamentos existentes, é conectada em paralelo com a bobina de drenagem uma unidade protetora. Tal unidade deve consistir de uma chave de aterramento e de um *gap* de proteção, cujo objetivo é evitar que eventos do sistema de potência em altas frequências atinjam a caixa de sintonia, já que a bobina de drenagem oferece alta impedância a essas frequências. A chave de aterramento é usada para proteção durante testes e manutenção.

Essa tecnologia não é nova e consiste em transmitir dados e voz pelo condutor da linha de transmissão. Como utiliza uma infraestrutura já disponível, não necessita de grandes investimentos. Recentemente, com o avanço de instalações de fibra óptica e redução de preços dos sistemas de telecomunicação, diversas empresas decidiram promover a substituição da tecnologia *carrier* pela transmissão via fibra óptica.

5. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL ÓPTICOS

Uma tecnologia alternativa são os transformadores para instrumentos não convencionais, ou simplesmente transformadores para instrumentos ópticos, que apresentam desempenho em algumas aplicações, superior ao dos transformadores para instrumentos convencionais, em relação à confiabilidade e precisão.

Ao contrário dos transformadores para instrumentos convencionais, os transformadores para instrumentos puramente ópticos não possuem um núcleo ferromagnético. Eles são baseados nos efeitos dos campos elétrico e/ou magnético sobre feixes de luz polarizados. Os efeitos *Faraday* e *Pockels* são os mais popularmente empregados na fabricação, respectivamente, de transformadores de corrente e transformadores de potencial ópticos.

A tecnologia óptica utiliza como princípio alguns cristais particulares que mostram mudança nos índices de refração diretamente proporcionais ao campo elétrico aplicado. Esse fenômeno é chamado de efeito eletro-óptico linear ou efeito *Pockel*. Utilizando o conceito de birrefringência em que a radiação luminosa refratada seja dividida em dois feixes ortogonais de radiação polarizada que se propagam com velocidades diferentes, sendo tal diferença proporcional à magnitude do campo elétrico.

O sensor de tensão consiste de um cristal instalado entre o terminal de alta tensão e terra. A luz emitida por uma fonte é transmitida através da fibra óptica ao sensor. O feixe de luz é polarizado quando entra no sensor, em seguida se propaga através do cristal na direção do campo elétrico.

O sensor apresentado na figura 8 inclui um prisma refletor no lado de alta tensão do cristal. A função do prisma é refletir a luz de volta para o lado de potencial de terra, mantendo todas as ligações na parte inferior. Depois de sair do sensor, a luz é dividida em duas componentes defasadas em 90°, que são transmitidas de volta para o módulo eletrônico onde são convertidas em sinal elétrico.

Estes dois sinais fornecem informações suficientes para reconstruir a forma de onda e magnitude da tensão no sensor através de um processador de sinal digital. Em seguida, o sinal é amplificado para fornecer 115 V, proporcional à tensão aplicada.

No diagrama a seguir, é apresentado transformador para instrumento óptico com integração do sensor de corrente e sensor de tensão em um equipamento.

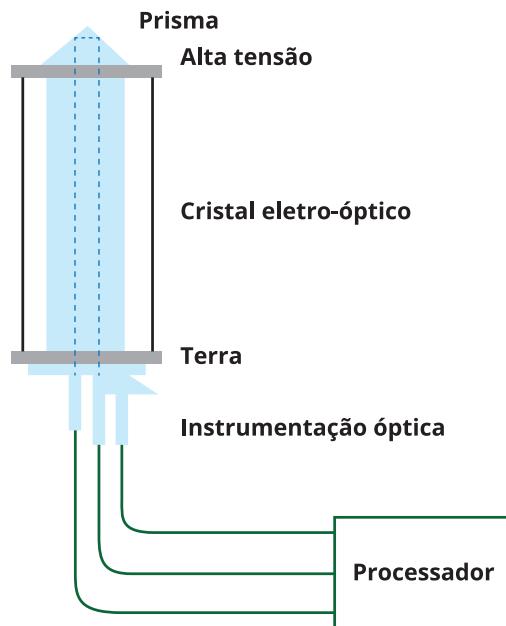


Figura 8 – Diagrama construtivo de transformador de potencial óptico

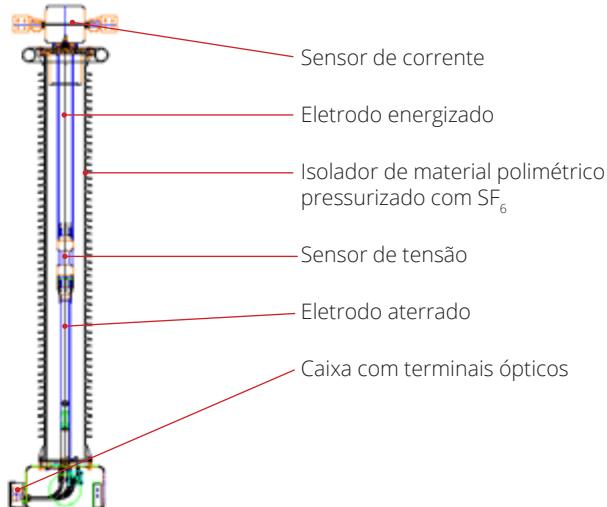
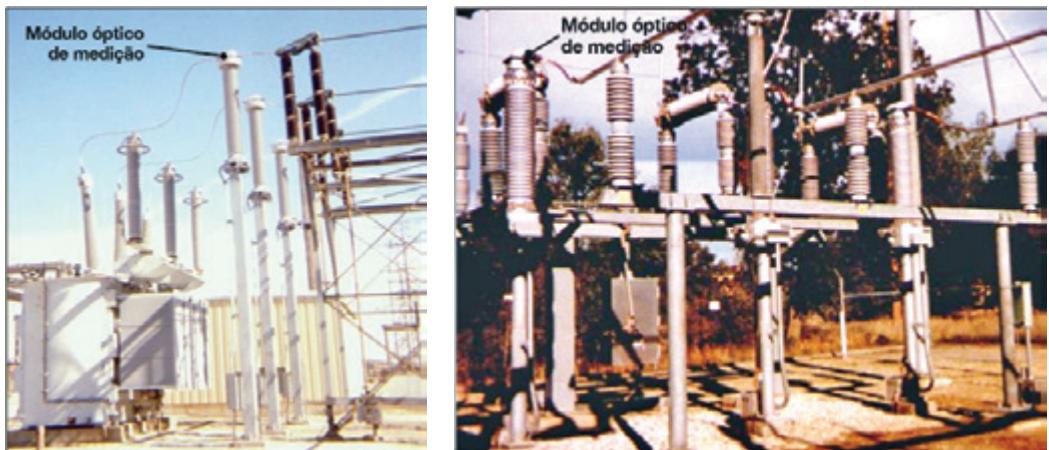


Figura 9 – Diagrama construtivo de transformador óptico combinado

Nas fotos abaixo, são apresentados exemplos de instalação de transformadores de potencial ópticos em subestação de 362 kV e 115 kV.



Figuras 10 e 11 – Transformadores ópticos combinados instalados em subestações de 362 e 115 kV

Apesar de demonstrarem características superiores em termos de desempenho e segurança, os transformadores para instrumentos ópticos apresentam aspectos que afetam negativamente sua competitividade diante dos transformadores para instrumentos convencionais, como preços superiores, sendo competitivos atualmente somente para tensões superiores a 362 kV, e tecnologia ainda pouco familiar e de difícil interação com relés e medidores convencionais e para equipamentos de fabricantes diferentes. Tal barreira, nos próximos anos, deverá ser superada com a natural modernização das subestações e com o advento da norma IEC 61850 9-2.

6. CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

Para fins de especificação, projeto, critérios de qualidade e métodos de ensaios, os transformadores de potencial devem seguir requisitos que constam nas normas técnicas aplicáveis. A normalização visa à elaboração de normas técnicas através de consenso entre fabricantes, consumidores e entidades governamentais. Em âmbito nacional, para transformadores de potencial indutivo utiliza-se como referência a norma NBR6855, sendo sua última revisão publicada em 2009 e a norma IEC60044-5 para transformadores de potencial capacitivo.

Alta confiabilidade somente é possível com transformadores de potencial de boa qualidade e utilizados corretamente. A observância de normas técnicas para especificação é o melhor meio para se atingir esse objetivo.

Os parâmetros elétricos mínimos para especificação são:

- Tensão nominal do sistema.
- Tensão máxima do equipamento.
- Tensão suportável à frequência industrial a seco e sob chuva.
- Tensão suportável nominal de impulso atmosférico, onda plena e onda cortada.
- Tensão suportável nominal de surto de manobra.
- Frequência nominal.
- Tensão primária nominal.
- Tensão secundária nominal.
- Relações nominais.
- Grupo de ligação.
- Quantidade de enrolamentos secundários.
- Classe de exatidão e carga nominal.
- Carga simultânea.
- Relações nominais.
 - Potência térmica nominal.
 - Capacitância mínima para TPC's.
 - Faixa de frequência para dispositivo *carrier* para TPC's.
 - Variação de frequência para TPC's.

Os transformadores de potencial e os de potência são os únicos equipamentos de sistema de potência em que se especifica a tensão nominal do sistema e a tensão máxima do equipamento. Nos demais equipamentos, a tensão nominal do equipamento é a máxima tensão que o equipamento poderá ser submetido continuamente.

Os requisitos elétricos para os transformadores de potencial conectados à rede básica são bastante simples e constam no item 7.7 do Submódulo 2.3 revisão 2.0 dos Procedimentos de Rede do setor elétrico brasileiro, a saber:

“7.7.1 As características dos transformadores de potencial devem satisfazer às necessidades dos sistemas: de proteção (Submódulo 2.6), de medição de faturamento (Módulo 12) e de medição indicativa para controle da operação (Submódulo 2.7).”

Sistema de Isolação

O sistema de isolação é uma das características mais importantes na construção dos transformadores de potencial. O sistema de isolação é definido por três critérios: dieletricos, térmicos e ambientais.

Os requisitos dielétricos são baseados no nível de tensão ao qual o transformador de potencial estará conectado e no estudo de coordenação de isolamento. Devido à altitude de instalação ou áreas com poluição elevada, dependendo do local de instalação, podem ser especificados níveis superiores de distância de escoamento dos isoladores de porcelana ou poliméricos.

São definidos quatro níveis de poluição pela norma NBR6855, conforme apresentados na tabela abaixo:

Tabela 1 – Distância de escoamento externo

Nível de poluição	Distância de escoamento mínima (mm/kV)	Relação entre a distância de escoamento e a distância de arco
I Leve	16	$\leq 3,5$
II Médio	20	
III Pesado	25	$\leq 4,0$
IV Muito pesado	31	

As definições de distância de escoamento e distância de arco são indicadas na norma NBR5034: a distância de escoamento é definida como a distância mais curta ao longo do contorno da superfície externa do invólucro isolante entre as partes metálicas entre as quais aplica-se tensão de funcionamento. A distância de arco é definida como a distância mais curta (medida por um fio) externamente ao invólucro isolante entre as partes metálicas entre as quais se aplica tensão de funcionamento.

A isolação interna dos transformadores de potencial é formada em geral por óleo mineral tratado e papel isolante, também pode ser utilizado gás SF6 como meio isolante.

O dimensionamento da isolação interna deve levar em consideração os requisitos de isolamento que constam na norma NBR6855 para os enrolamentos, bem como o grupo de ligação ao qual o transformador de potencial é especificado. O grupo de ligação está intrinsecamente ligado ao fator de sobretensão (condições de aterramento do enrolamento primário).

A especificação adequada do grupo de ligação é uma forma de garantir a não saturação do núcleo magnético em caso de sobretensão, bem como a suportabilidade do meio dielétrico. A norma NBR6855 permite a especificação em quatro grupos de ligação, conforme tabela abaixo:

Tabela 2 – Fatores de sobretensão nominal

Grupo de ligação	Fator de sobretensão nominal	Duração	Forma de conexão do enrolamento primário e condições do sistema de aterramento
1	1,2	Contínuo	Entre fase de qualquer sistema
2	1,2	Contínuo	Entre fase e terra de um sistema com neutro eficazmente aterrado
3a	1,2	Contínuo	Entre fase e terra de um sistema de neutro não eficazmente com remoção automática da falha
3b	1,2	Contínuo	Entre fase e terra de um sistema de neutro não eficazmente aterrado, sem remoção automática da falha
	1,5	30 s	
	1,9	30 s	
	1,9	Contínuo	

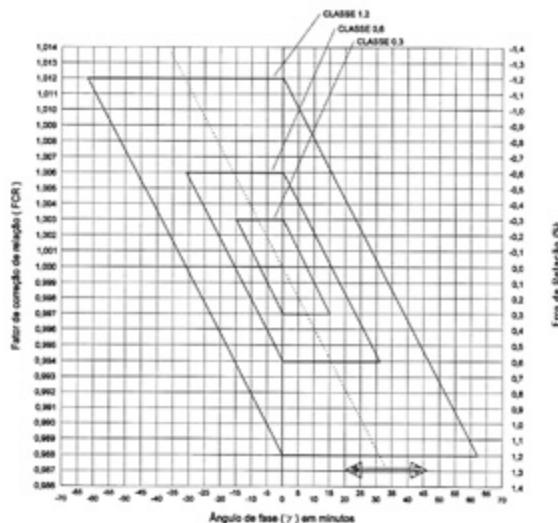
Erros e Classe de Exatidão

Para realizar a medição da tensão primária, são introduzidos erros em função da carga conectada ao enrolamento secundário. É desejável que esses erros sejam os menores possíveis, porém, dependendo de cada aplicação, existe um limite aceitável para esses erros. Tais limites devem ser especificados de acordo com as classes de exatidão que constam na norma NBR6855. Os limites das classes de exatidão são definidos pelos erros de relação e angular.

O erro de relação define o quanto a tensão primária não corresponde ao produto da tensão secundária pela relação de transformação nominal. Pode-se corrigir esse erro com a aplicação do fator de correção de relação (FCR). O produto entre a relação de transformação nominal e o fator de correção de relação resulta na relação de transformação real.

O erro angular é a diferença em fase dos fasores da tensão primária e da tensão secundária. Como referência, é considerado positivo quando o fasor da tensão secundária está adiantado em relação ao fasor da tensão primária.

Abaixo são apresentadas as classes de exatidão definidas pela norma NBR6855:

**Figura 12 – Classes de exatidão da norma NBR6855**

No eixo vertical é apresentado o fator de correção de relação, que pode ser convertido em erro de relação e no eixo horizontal erro angular.

Além das classes 0,3, 0,6 e 1,2, a norma NBR6855 também define as classes 3% e 6%. Tais classes não possuem variação do limite angular dependendo do fator de correção de relação e, sim, limites máximos para fator de correção de relação e erro angular.

Normalmente utiliza-se a classe 0,3 para aplicações de medição de faturamento, classe 0,6 e 1,2 para proteção bem como medição operacional ou indicativa. As classes 3% e 6% devem ser especificadas para aplicação em proteção.

Em conjunto com a especificação da classe de exatidão e carga nominal, deve-se especificar a carga simultânea para transformadores de potencial com dois ou mais enrolamentos secundários. A carga simultânea é a máxima combinação de cargas padronizadas que um transformador de potencial com dois ou mais enrolamentos secundários pode alimentar simultaneamente, mantendo a exatidão especificada para cada secundário.

A especificação da classe de exatidão e carga nominal deve ser feita seguindo o padrão abaixo:

classe de exatidão P carga nominal, por exemplo: 0,6P75.

De acordo com a norma NBR 6855, o transformador de potencial deverá atender à classe de exatidão especificada para todos os valores de cargas nominais, desde vazio até a carga nominal especificada.

Potência Térmica Nominal

A potência térmica nominal é a maior potência aparente que um transformador de potencial pode fornecer em regime permanente, sob tensão e frequência nominais, sem exceder os limites de temperatura especificados, porém sem garantia de exatidão.

A norma NBR6855 define que a potência térmica nominal pode ser obtida pelo produto do fator de sobretensão contínuo ao quadrado pela maior carga especificada ou carga simultânea. Para o caso de carga simultânea com dois ou mais enrolamentos secundários, a potência térmica nominal é distribuída aos diversos secundários proporcionalmente à maior carga nominal de cada um deles.

7. ENSAIOS

Os ensaios finais são a forma de demonstrar a conformidade do projeto e processo de fabricação, servem como indicadores de que um equipamento está apto a cumprir com os requisitos da norma de fabricação. São definidas três classificações de ensaios:

Ensaios de Rotina

Ensaios com o objetivo de comprovar a qualidade do processo, bem como matéria prima empregada na fabricação do equipamento. Devem ser realizados em todas as unidades de fornecimento.

Ensaios de rotina previstos pela norma NBR6855 para transformadores de potencial indutivo:

- Tensão suportável à frequência industrial no enrolamento primário.
- Medição de descargas parciais.
- Tensão suportável à frequência industrial nos enrolamentos secundários.
- Medição do fator de perdas dielétricas e capacitância.
- Estanqueidade a frio.
- Exatidão.

Ensaios de Tipo

Ensaios com o objetivo de comprovar a capacidade de atendimento do projeto do fabricante aos requisitos normalizados. Não há necessidade de ser realizado em todos os lotes de fornecimento. O fabricante deve apresentar certificado de ensaios realizado em equipamento com características similares para o requisito em avaliação.

Ensaios de tipo previstos pela norma NBR6855 para transformadores de potencial indutivo:

- Elevação de temperatura.
- Curto-circuito.
- Impulso atmosférico.
- Surto de manobra.
- Tensão suportável à frequência industrial sob chuva.
- Tensão de radiointerferência.
- Resistência ôhmica dos enrolamentos.
- Corrente de excitação e perdas em vazio.
- Impedância de curto-circuito.
- Estanqueidade a quente.

Ensaios Especiais

Ensaios diferentes dos de tipo ou rotina, acordados entre fabricante e usuário.

Ensaios especiais previstos pela norma NBR6855 para transformadores de potencial indutivo:

- Ensaios mecânicos.
- Medição de sobretensões transmitidas.

8. FERRORRESONÂNCIA

Ferrorressonância é um tipo de fenômeno que pode ocorrer no sistema gerando problemas de qualidade e segurança. Os fenômenos de ferrorressonância relacionados a transformadores de potencial podem ser provocados, por exemplo, por transitórios gerados em operações de manobra do circuito primário em que o TP está conectado. Pode-se obter diferentes comportamentos oscilatórios de ferrorressonância para o mesmo transformador de potencial, dependendo das condições iniciais e dos valores de capacidade envolvidos no circuito.

Transformadores de potencial são caracterizados por uma construção especial, e sua potência nominal é tipicamente muito baixa, devida à aplicação deste equipamento. A amplitude da corrente primária nominal no enrolamento de alta tensão é na ordem de miliamperes com tensão primária nominal na faixa de dezenas de *kilovolts*.

Nos sistemas elétricos, transformadores de potencial conectados entre fase e terra podem ser susceptíveis ao fenômeno de ferrorressonância quando instalados em sistemas com neutro não solidamente aterrado.

Com construções cada vez mais compactas e com reduzida capacidade térmica, os transformadores de potencial quando submetido ao fenômeno de ferrorressonância estarão sujeitos à circulação de elevada corrente no enrolamento primário, podendo provocar a falha por efeito térmico resultando em falta fase-terra.

O princípio básico de projeto de circuitos magnéticos de dispositivos elétricos é de garantir que a densidade de fluxo magnético não supere o nível de saturação característico do material utilizado. Este requisito deve ser considerado para as condições operacionais normais e para as condições temporárias sujeitas durante transitórios gerados no sistema elétrico. A saturação magnética resulta em componente não linear indutiva que, combinada com as capacidades do circuito elétrico, pode resultar em um circuito ressonante não amortecido.

Devido à complexidade deste fenômeno não linear, estudos detalhados devem ser feitos, de modo a evitar condições operacionais que podem provocar a ferrorressonância. Nos casos em que não é possível evitar os fenômenos oscilatórios de ferrorressonância não amortecido, faz-se necessária a instalação de dispositivos de proteção para evitar danos térmicos aos transformadores de potencial.

Historicamente, o método de proteção mais utilizado para transformadores de potencial monofásicos é a instalação de um resistor nos enrolamentos secundários conectados em delta aberto. Este método, entretanto, possui aplicação limitada devido ao baixo valor de resistência ôhmica (~10 ohms), dependendo das capacitâncias envolvidas, e elevada capacidade térmica (~1.000 W) de modo a provocar o correto amortecimento da oscilação provocada pela ferrorressonância.

A utilização de resistor de amortecimento de baixo valor resulta em risco de danos térmicos durante falta fase-terra para os transformadores de potencial quando não corretamente dimensionados para esta condição.

Existem outros métodos de proteção da ferrorressonância, como, por exemplo, a utilização de indutor saturável em série com resistor de amortecimento, solucionando a questão térmica relacionada à falta fase-terra, entretanto a eficiência do amortecimento é limitada, conduzindo somente acima do nível de saturação do indutor. Sendo assim, o projeto do sistema de amortecimento deve ser específico para um projeto de transformador de potencial.

Existem dispositivos comercializados para a proteção dos transformadores de potencial contra a elevada corrente no enrolamento primário devido à ferrorressonância através da ação instantânea de amortecimento. Em comparação com os outros métodos de proteção, este dispositivo é projetado para atuar na existência de oscilação ferrorresonante e permanecer inativo para assimetria natural do sistema, desde desequilíbrio entre fases ou falhas fase-terra até determinado limite, quando a tensão de sequência zero supera o valor preestabelecido, o dispositivo atua promovendo o amortecimento das oscilações em um pequeno número de ciclos.

Portanto, a proteção dos transformadores de potencial contra possível falha devido à ferrorressonância requer o uso de resistor de amortecimento que poderia ser conectado ao enrolamento secundário de forma seletiva, por exemplo, o resistor não deve ser conectado em caso de falta prolongada.

9. REFERÊNCIAS

- [1] CIGRÉ. *State of the Art of Instrument Transformers 2009* – Brochura CIGRÉ 394 SC A3, 2009.
- [2] NORMA ABNT NBR6855, 2009.
- [3] *Buyers Guide Outdoor Instrument Transformers*, 2009, ABB.
- [4] *Instrument Transformers Application Guide*, 2009, ABB.
- [5] VIENA, L. B.; MOREIRA, F. A.; FERREIRA, N. R.; CASTRO, A. C. de; JESUS, E N. C. de. *Analysis and Application of Transformer Models in the ATP Program for the Study of Ferroresonance*, 2007.
- [6] LIMA, D. K. *Transformadores para Instrumentos Ópticos: Aspectos da Viabilidade do seu Uso pelas Empresas do Setor Elétrico Brasileiro*, 2009.
- [7] D'AJUZ, A. et al. *Equipamentos Elétricos – Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão*. Furnas, UFF, 1985.

CAPÍTULO 10

Para-raios

Manuel Luís Barreira Martinez
Roberto Vaisman



Nosso especial agradecimento ao autor da 1ª edição em 1985 do livro
Equipamentos Elétricos – Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão.
Capítulo VIII: Para-raios – Marco Polo Pereira

1. OBJETIVO

Apresentar as características básicas dos para-raios, apresentando as normas usuais, os tipos construtivos, os componentes, os estudos para especificação, especificação técnica e os ensaios.

Palavras-chave: para-raios, sobretensão, coordenação de isolamento, centelhadores, carboneto de silício, óxido metálico.

2. INTRODUÇÃO

Os para-raios ou, de forma mais genérica, supressores de surtos de tensão, são os equipamentos responsáveis pelo controle de parte das sobretensões existentes nos sistemas elétricos de potência, contribuindo decisivamente para a sua confiabilidade, economia e continuidade de operação.

Os equipamentos de uma subestação podem ser solicitados por sobretensões provenientes de ocorrências internas ao sistema ou associadas com a ocorrência de descargas atmosféricas. Com o objetivo de impedir que estes equipamentos sejam danificados, é necessária a instalação de dispositivos de proteção contra sobretensões, sendo os para-raios os equipamentos adequados para esta finalidade. Atuam como limitadores de tensão, impedindo que valores acima de um determinado nível preestabelecido em projeto, adequados para fornecer uma margem de segurança, normalmente padronizada, possam alcançar os equipamentos para os quais fornecem proteção.

A designação para-raios data do início do desenvolvimento e da aplicação destes equipamentos aos sistemas elétricos de potência, quando a maior parte das sobretensões era associada aos fenômenos das descargas atmosféricas. Logo, a escolha por este termo, para denominar este equipamento que, no entanto, difere dos Dispositivos de Franklin. As primeiras patentes nesta área de equipamentos elétricos datam dos fins do século XIX e praticamente consistem de dispositivos denominados centelhadores, que ainda possuem aplicação específica. O desenvolvimento dos sistemas elétricos de potência na forma de aumentos das tensões de distribuição-transmissão, associado à crescente extensão física das redes, bem como das condições de aterramento do ponto de neutro, que pode ser de forma resumida: solidamente aterrados, ou neutros ressonantes, ou ainda sistemas isolados, determinou o modelo de desenvolvimento destes equipamentos. Hoje se encontram ainda centelhadores, para-raios com resistores lineares e centelhadores e para-raios somente com resistores não lineares.

Apesar de sua importante missão, os para-raios são equipamentos com custos reduzidos e de pequenas dimensões quando comparados aos equipamentos que protegem. A sua correta seleção associada ao seu posicionamento ótimo dentro das subestações pode resultar na diminuição dos custos dos demais equipamentos, uma vez que o isolamento se constitui em importante parcela no custo de um equipamento.

De uma forma geral, pode-se afirmar que um para-raios¹ é um equipamento bastante simples do ponto de vista construtivo, pois é constituído por um conjunto composto de elementos resistivos não lineares em série, ou série-paralela, associado ou não a um centelhador, encapsulado em um invólucro em porcelana ou polimérico amorfo ou cristalino². Em operação normal, o para-raios é semelhante a um circuito aberto. Quando ocorre uma sobretensão, quando da disrupção dos centelhadores, caso existam, circula pelo conjunto de resistores não lineares uma corrente – Corrente de Descarga, impedindo que a tensão nos terminais do para-raios ultrapasse um determinado valor, adequada à Classe de Tensão do sistema – equipamentos protegidos.

A figura 1 apresenta a característica tensão *versus* corrente de descarga para um para-raios na sua forma ideal³. Nestes casos, uma vez que se atinja a tensão de corte – disparo ou ainda *threshold*, inicia-se um processo de circulação de corrente através do para-raios sem que se verifiquem alterações no nível de tensão entre os seus terminais que é mantido constante, independentemente da amplitude da corrente descarregada.

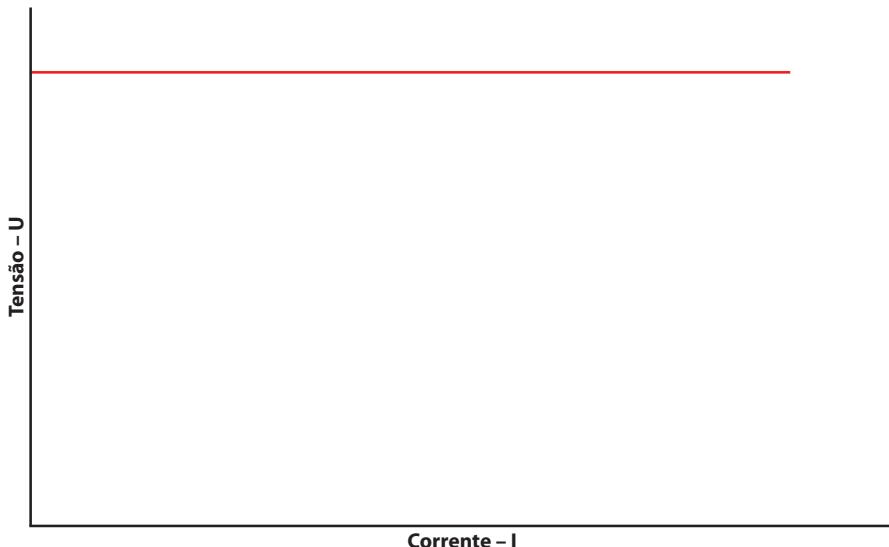


Figura 1 – Característica U x I de um para-raios ideal

Por sua vez, a figura 2 apresenta o mesmo tipo de característica para os resistores, utilizados nos para-raios com centelhadores e resistores a carboneto de silício (SiC) e para os resistores utilizados nos para-raios sem centelhadores a óxido metálico, construídos com resistores a óxido de zinco (ZnO). O carboneto de silício (SiC) e o óxido de zinco

-
- 1 Os centelhadores, normalmente externos, a rigor não são considerados como “para-raios” no sentido clássico da palavra, pois em geral não limitam a corrente em frequência nominal que se segue às descargas – Denominadas Correntes Subsequentes.
 - 2 Os invólucros poliméricos podem ser considerados como sistemas compostos onde um elemento, construído normalmente em fibra de vidro reforçado em resina epóxi, é recoberto por um polímero, resistente a intempéries, amorfos ou cristalinos, dependendo de sua origem e formulação químicas.
 - 3 A característica mostrada na figura 1 é também conhecida como “Característica Tensão Residual *versus* Corrente de Descarga”. No estrito senso, dependendo do tipo construtivo do para-raios, pode representar sua “Característica de Proteção”.

(ZnO) são os principais elementos utilizados na construção dos resistores não lineares⁴ dos para-raios com e sem centelhadores, respectivamente, e, em muitos casos, utilizados de forma substitutiva à denominação completa para-raios com ou sem centelhadores.

Conforme pode ser observado na figura 1, um elemento ideal utilizado na construção de um para-raios é aquele que inicia o processo de condução de corrente após a tensão ter alcançado um determinado valor e que mantém a tensão entre seus terminais constante, independentemente do valor da corrente, definindo, deste modo, uma relação não linear entre as amplitudes da tensão entre terminais *versus* corrente de descarga. Em termos reais, a característica não linear fornecida pelos elementos de para-raios são aquelas indicadas na figura 2, onde se observa a diferença entre o comportamento dos resistores não lineares a carboneto de silício e a óxido metálico. O grau de não linearidade apresentado pelos resistores não lineares a óxido metálico, que é muito superior ao do apresentado pelos resistores a carboneto de silício, resulta que, para níveis de tensão próximos dos nominais, a corrente que circula pelo para-raios seja extremamente reduzida, da ordem de milíampères. Isto permite uma construção mais simplificada eliminando-se a necessidade de se utilizarem centelhadores série – também conhecidos como *gaps*.

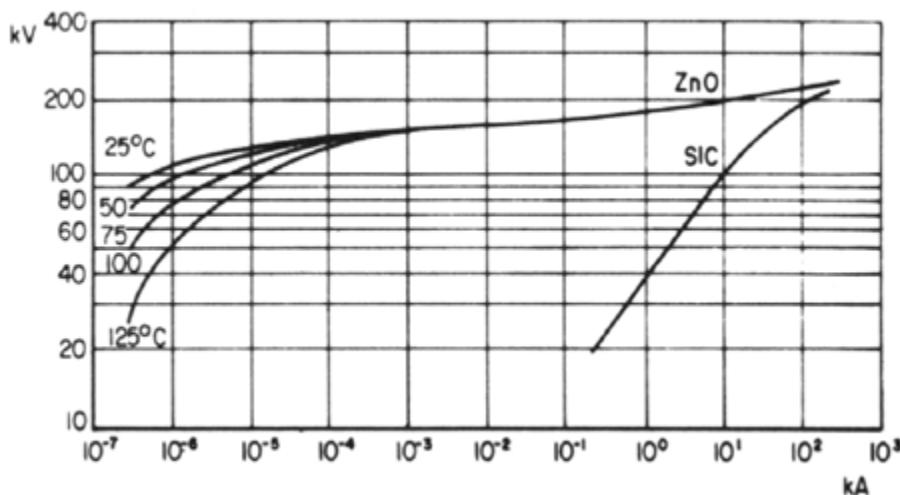


Figura 2 – Característica U x I para os resistores não lineares a carboneto de silício e óxido metálico

Deste modo, a tendência atual, tanto na área de transmissão quanto de distribuição de energia elétrica, está na fabricação de para-raios a óxido metálico desprovidos de centelhadores de qualquer espécie⁵. Assim, os para-raios a óxido metálico apresentam uma simplicidade construtiva muito grande porque são constituídos somente de pas-

4 Os grãos de carboneto de silício, associados a matrizes isolantes de alta capacidade térmica, por exemplo com base em cordeirita, são utilizados na manufatura dos resistores a carboneto de silício – que, de um modo simplificado, forma um dispositivo semicondutor de primeira geração – intrínseco. Já os grãos de óxido de zinco – material semicondutor com característica Tipo N, associados a matrizes com característica semicondutor Tipo P são utilizados na manufatura dos resistores a óxido de zinco – que, novamente de um modo simplificado, forma um dispositivo semicondutor de segunda geração – extrínseco.

5 Dependendo da aplicação, existem para-raios a resistores a óxido metálico construídos com centelhadores série – tanto externos quanto internos. Este tipo de construção geralmente leva em conta requisitos de suportabilidade frente a tensões sustentadas em frequência nominal.

tilhas ou elementos não lineares, montados dentro de um invólucro, por exemplo, em porcelana, ou em construções rígidas empregando materiais poliméricos com grande destaque aos invólucros revestidos em silicone.

No entanto, apesar de os fabricantes estarem voltados para a construção de para-raios a óxido metálico sem centelhadores, existem ainda sistemas que utilizam para-raios com centelhadores e resistores não lineares a carboneto de silício (SiC) conhecidos como “para-raios convencionais”.

3. DETALHES CONSTRUTIVOS DOS PARA-RAIOS

As ilustrações apresentadas neste item têm por objetivo fornecer aspectos gerais referentes a detalhes construtivos dos para-raios. No entanto, na prática, é necessário atentar que cada fabricante possui um projeto e tecnologias específicas, com características que devem ser objeto de avaliação com base em informações e dados fornecidos. Assim, não existe uma construção física idêntica entre todos os para-raios, logo é sempre adequado tomar cuidado ao se extrapolar conclusões obtidas de uma família para outra de para-raios.

Conforme mencionado, os para-raios podem ser construídos com centelhadores ou não, dependendo do material utilizado na construção dos elementos não lineares, da aplicação das solicitações impostas e da linha de projeto de cada fabricante.

A figura 3 apresenta, a título de ilustração, o processo evolutivo dos dispositivos de proteção contra surtos de tensão – para-raios.

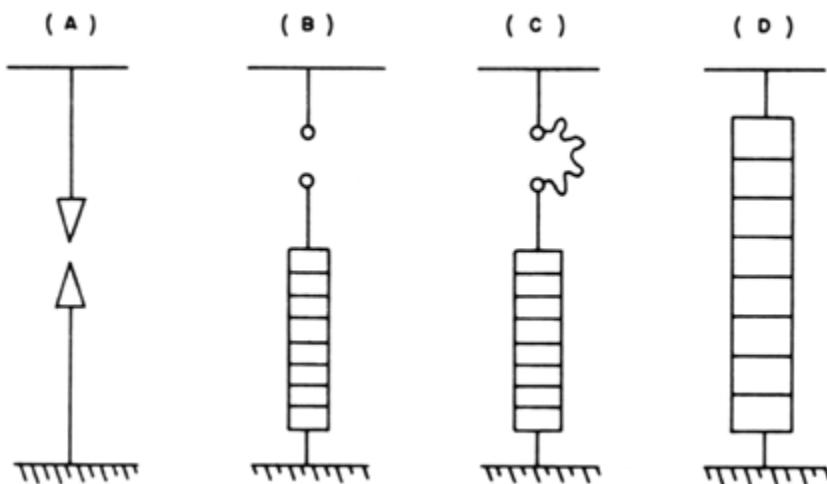


Figura 3 - Evolução dos dispositivos de proteção contra surtos de tensão

Na figura 3a está indicado, esquematicamente, um centelhador, que foi o primeiro dispositivo utilizado para a proteção dos equipamentos de uma subestação e que recentemente voltou a ser empregado em situações especiais nas entradas de linha, bem como, em uma versão multicâmaras, para a proteção de linhas de distribuição e trans-

missão em vários países do Leste Europeu⁶. Este tipo construção “espaçamentos intencionais em ar” foi o primeiro aplicado para a proteção contra surtos de tensão. Ainda hoje possui espaço de aplicação, principalmente em uma grande série de dispositivos para redes e sistemas de baixa tensão, telecomunicação e eletrônicos, onde a corrente subsequente em frequência nominal é inferior ao limite máximo de 50 ampères, onde, em geral, ocorre a extinção natural dos arcos de potência. Quando um surto de tensão alcança os terminais do centelhador – conectado entre ponto energizado e terra e ultrapassa a tensão disruptiva, determinada pelo espaçamento entre os eletrodos e que possui um comportamento estatístico, ocorre o disparo do centelhador, que entra em condução, limitando a amplitude do valor de tensão aplicado aos terminais dos equipamentos protegidos. O centelhador apresenta como grande desvantagem o estabelecimento de um curto-círcuito que, caso não seja limitado pelo sistema, por exemplo, por meio de aterramento ressonante, deve ser eliminado pela proteção o que implica, no mínimo, uma interrupção temporária no suprimento de energia.

Com o objetivo de eliminar este problema, foram desenvolvidos os dispositivos mostrados na figura 3b, que podem ser considerados como o que se conhece de forma genérica de “para-raios”, em específico, convencionais. Estes dispositivos são construídos por um conjunto de resistores não lineares em série com um centelhador, de forma a limitar a corrente em frequência nominal, subsequente à descarga de corrente de origem atmosférica ou de manobra. Deste modo, a corrente subsequente é interrompida quando a corrente, em fase com a tensão, no período de tempo de no máximo meio ciclo, passa por zero, conforme mostra a figura 4.

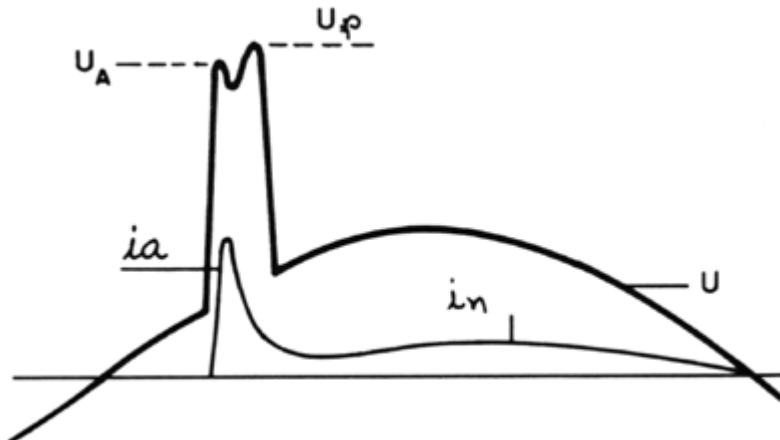


Figura 4 – Característica de operação de um para-raios convencional a carboneto de silício com centelhadores passivos

Normalmente, para limitar a amplitude da corrente subsequente a níveis passíveis de interrupção pelos centelhadores, que se comportam como interruptores de cor-

6 Este tipo de dispositivo multicâmaras possui limitações em termos dos níveis de curto-círcuito nos seus pontos de aplicação que, em geral, devem ser inferiores a 5 kA. No entanto, possuem excelente possibilidade de aplicação em redes não solidamente aterradas.

rentes resistivas, os resistores não lineares necessitam apresentar valores de resistências razoavelmente elevados. Isto acarreta no desenvolvimento de uma tensão elevada entre os terminais do para-raios quando da descarga de correntes de origem atmosférica – Esta tensão é conhecida como “Tensão Residual” e é utilizada como um dos parâmetros que define as características de proteção de um para-raios com centelhadores série. Na prática, este problema não é preocupante, uma vez que estes para-raios são normalmente utilizados em sistemas de distribuição e transmissão de alta tensão ($< 138 \text{ kV}$), onde os equipamentos são projetados com níveis de isolamento elevados em comparação com as tensões nominais do sistema. Assim, as únicas sofisticações aplicadas aos centelhadores deste tipo de para-raios são a equalização de potencial entre os eletrodos dos centelhadores múltiplos⁷, o que define o conceito de proporcionalidade para os para-raios e os sistemas de pré-ionização⁸.

Com o crescimento das tensões nos sistemas de transmissão, e a necessidade de se reduzir a relação entre os níveis de isolamento e as tensões nominais dos sistemas, os para-raios tiveram seu desenvolvimento acelerado. Nos para-raios, para sistemas de alta tensão, a tensão desenvolvida nos centelhadores, quando da operação de descarga de correntes de impulso ou ainda subsequente, é virtualmente nula, de fato muito baixa e, deste modo, desprezível. Assim, toda a energia desenvolvida, quando do processo de limitação dos surtos de tensão, é confinada aos resistores não lineares. O problema de projeto é razoavelmente simples, ou seja, reduções de tensão residual, necessárias para fornecer proteção adequada aos sistemas de extra-altas tensões, implicam trabalhar com resistências não lineares de menor valor que, por sua vez, resulta em correntes subsequentes com maior amplitude, o que, por sua vez, esbarra em dois limites de projeto: em termos de limite de corrente subsequente a ser interrompida 400 – 500 Ampères ou, ainda, de carga escoada de 1 Coulomb.

Deste modo, as versões de para-raios desenvolvidas para estes sistemas aplicam o conceito de centelhadores ativos, um estágio importante no processo de desenvolvimento dos para-raios para os sistemas de transmissão de extra-alta tensão. A figura 3c apresenta, esquematicamente, este tipo de equipamento. O funcionamento dos centelhadores ativos é baseado no alongamento do arco dentro de câmaras de projeto específico para acomodar características adequadas à proteção frente a descargas de manobra, com o auxílio de um campo magnético, princípio físico dos disjuntores a sopro magnético. Deste modo, é desenvolvida uma queda de tensão nos centelhadores, o que auxilia no processo de limitação das correntes subsequentes que, assim, podem ser interrompidas em qualquer ponto da onda de tensão, em períodos de tempo inferiores a meio ciclo, inclusive na crista da tensão, conforme mostrado na figura 5. Assim, existe uma clara divisão entre a energia dissipada no processo de limitação dos surtos de tensão, sendo uma parte des-

⁷ Para-raios são proporcionais quando as relações entre as tensões disruptivas mais prováveis, entre as tensões residuais, seguem a relação entre as tensões nominais das unidades ou dos para-raios completos. Esta opção de projeto é aplicada predominantemente aos para-raios para sistemas de transmissão. Sendo raramente oferecida, por uma simples questão de custos, nos para-raios para sistemas de distribuição, exceto ainda de modo excepcional quando de para-raios para a proteção de junções entre linhas aéreas e cabos isolados de potência.

⁸ Os sistemas de pré-ionização são projetados para reduzir o desvio padrão da tensão disruptiva, controlando assim a qualidade do processo de disruptão provendo através de fontes de luz ultravioleta maior quantidade de cargas livres no espaçamento entre os eletrodos.

ta absorvida nas câmaras de arco dos centelhadores ativos. Isto permite desenvolver resistores de menor volume e com menor tensão residual, bem como construir para-raios com centelhadores e resistores a carboneto de silício para sistemas de corrente contínua⁹.

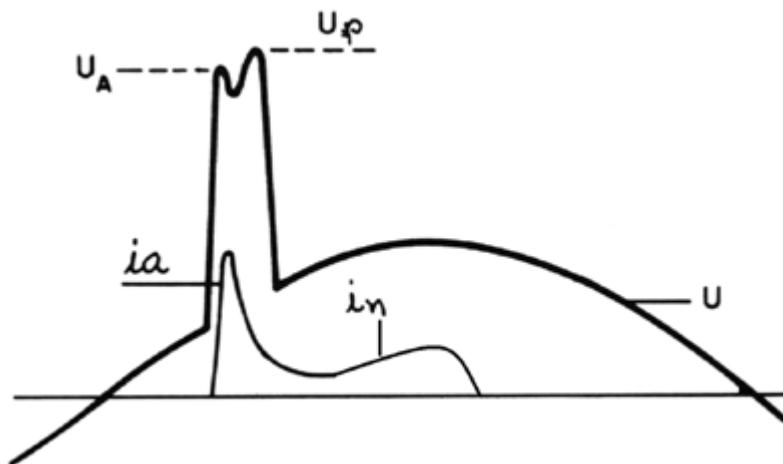


Figura 5 – Característica de operação de um para-raio convencional a carboneto de silício com centelhadores ativos

A figura 6 mostra as diversas etapas do processo de atuação de um para-raios, indicando-se quatro instantes distintos com relação à tensão fase-terra do sistema e à corrente através do para-raios. Nesta figura, se encontram detalhados os principais elementos construtivos dos para-raios convencionais com centelhadores série a carboneto de silício. Deve-se notar a existência de uma infinidade de eletrodos, bobinas de sopro, câmaras de desenvolvimento e extinção de arco, resistores não lineares principais, secundários para equalização de potencial entre os eletrodos e câmaras, associados ainda a capacitores de equalização (não mostrados na figura) o que tornam estes dispositivos extremamente complexos e onde a falha de um destes elementos – componentes compromete o desempenho geral do conjunto para-raios.

9 O grau de atividade de um centelhador é medido pela amplitude da tensão desenvolvida nas suas câmaras de arco. Por certo, como se intui de imediato, não se pode desenvolver qualquer valor de tensão nos centelhadores ativos, pois existe uma interação entre a queda de tensão nos centelhadores e a dos resistores não lineares, que são somadas ponto a ponto, uma vez que estes dois conjuntos se encontram em série. Assim, a partir de níveis de correntes 200 – 300 Ampères de corrente de descarga, é necessário forçar uma redução na tensão desenvolvida nos centelhadores, de modo a não comprometer a qualidade da proteção oferecida frente a surtos de manobra. Para níveis de corrente da ordem dos kA, típicos das descargas atmosféricas, também é necessário desviar a corrente das bobinas de sopro através de resistores não lineares ou de centelhadores auxiliares, o que dificulta ainda mais a construção destas unidades. A tensão também não é desenvolvida de modo instantâneo, uma vez que o arco necessita de tempo para se alongar de seu ponto de origem até seu ponto máximo. Normalmente, se considera nestes casos um tempo de crescimento médio, que depende de cada tipo de projeto de para-raios da ordem de 400 μ s. Outro ponto a ser observado é que a força necessária para alongar o arco depende, dentre outros, da amplitude inicial da corrente de arco que é determinada pelos resistores não lineares. Deste modo, os para-raios a carboneto de silício com centelhadores ativos possuem pouca flexibilidade em termos de aplicação, principalmente com respeito aos valores de impedância de surto das redes e sistemas de transmissão. Finalmente, é certo que é possível trabalhar de forma bastante ampla na relocação ou na especificação deste tipo de para-raios, desde que se conheça de forma adequada detalhes de construção e ensaios.

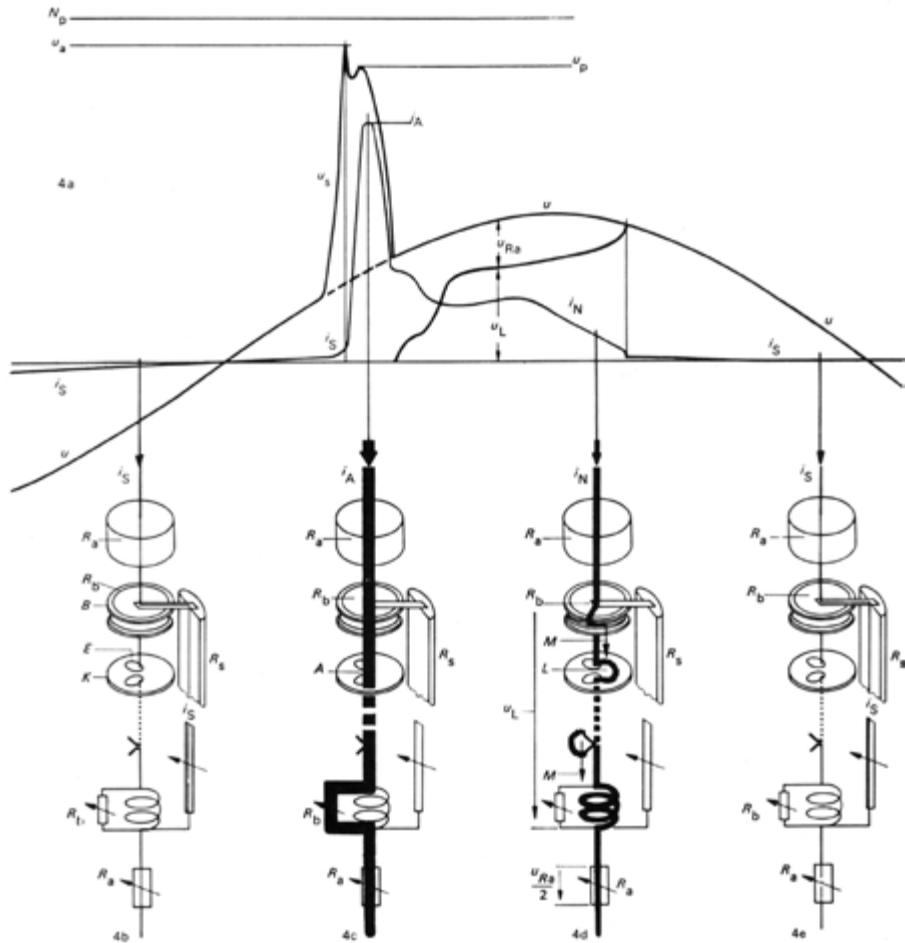


Figura 6 – Modos de operação de um para-raios convencional a carboneto de silício com centelhadores ativos – Brown Boveri – ABB

A figura 7 mostra uma vista em corte de um para-raios convencional, sendo indicados: (1) invólucro em porcelana, (2) flange terminal e dispositivo de alívio de pressão, (3) centelhadores e câmara de extinção, (4) resistor não linear, (5) resistor equalizador, (6) anel equalizador de potencial, necessário para manter a qualidade da disruptão e a correta distribuição de tensão nos centelhadores da unidade superior do para-raios, (7) terminal de alta tensão e (8) terminal de aterrimento.

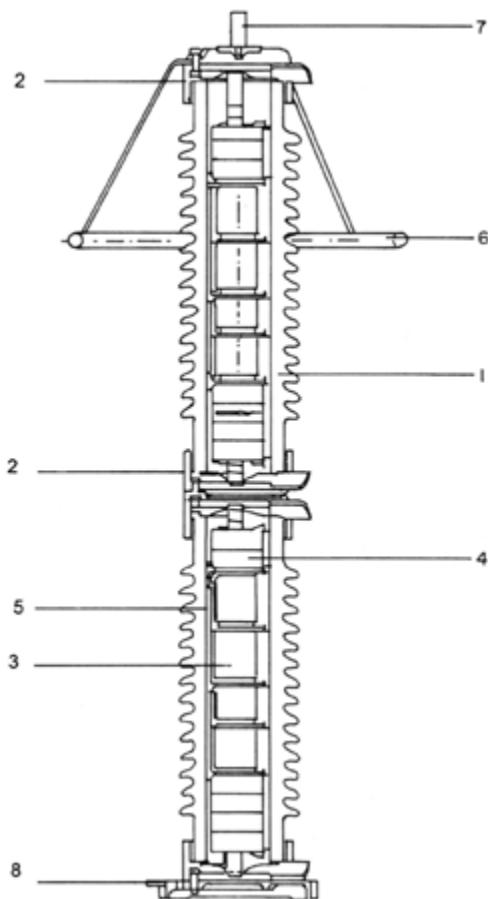


Figura 7 – Seção transversal de um para-raios convencional a carboneto de silício com centelhadores – Brown Boveri – ABB

Detalhes dos centelhadores estão apresentados nas figuras 8a e 8b. Na primeira, é mostrado um conjunto completo com todos os elementos utilizados para executar a função de um centelhador limitador de corrente – centelhador ativo e, na segunda, são apresentados detalhes do centelhador principal e do “dispositivo de desvio” da bobina que cria o sopro magnético para alongar o arco, quando de correntes de descarga de impulsos atmosféricos.

Finalmente, nos para-raios convencionais, as funções básicas dos centelhadores passivos ou ativos são: suportar a tensão de operação do sistema, principalmente as de origem térmica associadas com o modo de equalização de potencial utilizado a disparar para um nível de tensão bem definido, com confiabilidade estatística definida pelos modos de pré-ionização e recuperar sua característica isolante após a dissipação, ou seja, descarga da corrente associada ao surto de tensão que provocou o disparo. Os resistores não lineares têm a função básica de limitar os transitórios de corrente de descarga e as amplitudes de corrente subsequente e, deste modo, absorvem e dissipam uma determinada quantidade de energia na forma de calor que, dada a característica de condução intrínseca dos resistores a carboneto de silício, limitam o número de atuações sucessivas deste tipo de para-raios.

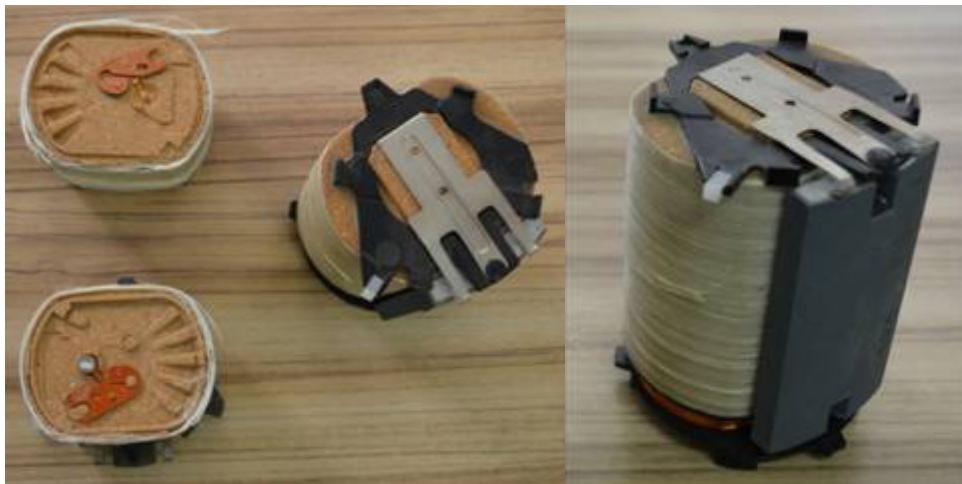


Figura 8 - Detalhes dos centelhadores ativos de um para-raios convencional a carboneto de silício com centelhadores – General Electric

A figura 3d apresenta o estágio atual de desenvolvimento dos para-raios para sistemas de potência, onde são utilizados na construção apenas blocos de resistores não lineares. Os resistores são fabricados a partir de um processo cerâmico tendo o óxido de zinco (ZnO) como principal componente. Dada a natureza do processo de condução de correntes deste tipo de cerâmica, na forma de Regiões de Deplexão e efeito Zenner, o resultado obtido possui uma característica não linear muito superior à do carboneto de silício (SiC), material com característica semicondutora intrínseca.

Considerando-se a expressão $I = kV^\alpha$, que é um modelo bastante utilizado para definir a não linearidade de resistores, verifica-se que os resistores a SiC apresentam um expoente α , também conhecido como “Coeficiente de Não Linearidade” da ordem de 4, enquanto os resistores a óxido metálico da ordem de 25. Esta alta não linearidade dos resistores a óxido metálico implica que as correntes através dos resistores, ou seja, se for o caso, dos para-raios quando da aplicação de valores de tensões nominais, são da ordem de $m\text{-}\mu$ Ampères. Isto permite o abandono dos “centelhadores”, anteriormente necessários para a correta construção e operação dos para-raios convencionais, simplificando bastante a construção e aumentando a confiabilidade em operação, principalmente pela redução drástica no número de componentes em série.

Os primeiros para-raios a óxido metálico construídos comercialmente utilizaram centelhadores em paralelo com uma pequena porcentagem dos discos (da ordem de 10%), com a finalidade de melhorar a característica de proteção para correntes superiores a 500 A. Isto se deve basicamente ao fato de que o modo de envelhecimento frente a tensões em frequência nominal dos primeiros resistores cerâmicos com base em óxido de zinco exigia tensões de operação e referência reduzidas para apresentarem resultados tecnicamente consistentes em termos de expectativa de vida útil e de absorção de energia. Como o projeto de qualquer para-raios tem que levar em conta o balanço de níveis de proteção e suportabilidade frente a tensões em frequência nominal, que são conflitantes, o modo adotado para balancear essas duas condições de contorno foi reduzir a

tensão de referência dos resistores não lineares (utilizando-se um maior número de resistores que o padrão) aumentando-se a suportabilidade frente a tensões em frequência nominal. Isto resultou em maiores tensões residuais para as correntes de operação dos para-raios que foram compensadas por meio dos centelhadores paralelo. Atualmente, este procedimento é considerado desnecessário.

Em casos especiais podem ser utilizados centelhadores com a finalidade de aumentar a suportabilidade frente a tensões sustentadas em frequência nominal, uma vez que, neste caso, principalmente quando de centelhadores série externos, não existe circulação de correntes de fuga através dos para-raios, o que impede o desenvolvimento de avalanches térmicas, que resultam na falha dos para-raios por desconexão, via desligadores automáticos em para-raios de distribuição ou para-raios para aplicação em linhas de transmissão – para-raios de linhas, ou ainda dos dispositivos de alívio de sobrepressão, quando existirem, em para-raios para aplicação em subestações¹⁰. A utilização de centelhadores externos também é recomendada em aplicações onde se objetiva estender a vida útil dos para-raios, como, por exemplo, quando de sistemas com aterramento ressonante¹¹, ou ainda quando é objetivo fornecer um maior grau de confiabilidade aos para-raios. Em todos os casos, estes modos de projeto e construção são objeto de discussões e polêmicas¹² entre fabricantes, projetistas de redes, e o setor elétrico como um todo, pois sempre existem alternativas tecnológicas. Os problemas a serem contornados, em geral, são associados com custos e filosofias de aplicação e construção. Outra aplicação especial de centelhadores em para-raios a óxido metálico (ZnO) é na obtenção de níveis de proteção inferiores aos tradicionalmente obtidos. Neste caso são utilizados centelhadores em paralelo, no formato geralmente coaxial, com uma determinada quantidade de resistores não lineares.

A figura 9 apresenta as diversas alternativas para o projeto de um para-raios a óxido metálico com ou sem centelhadores. Em todos estes casos, as construções com centelhadores são sempre consideradas especiais.

10 A atuação de qualquer destes dispositivos sinaliza, em geral, a falha do para-raios, que deve ser substituído mesmo quando seus invólucros se encontram em bom estado. Alguns projetos de desligadores podem falhar quando da descarga de correntes nominais de projeto, isto implica que mesmo unidades sinalizadas, como em modo de falha, se encontram operacionais. No entanto, em operação este fato não deve ser objeto de discussão e, deste modo, recomenda-se simplesmente substituir a unidade e, se for o caso, fazer um monitoramento das unidades e evitar se for conveniente instalar outras de mesmo projeto e modelo.

11 Os sistemas ressonantes são, em geral, uma evolução dos sistemas isolados. Isto pelo menos nos países do Leste e da Comunidade Europeia. Nos países que têm seus sistemas solidamente aterrados, é uma evolução na direção de níveis de isolamento mais elevados. Assim, não existem nestes sistemas folgas em termos de margens de proteção. A solução para estes casos, quando se pretende trabalhar de forma plena com a filosofia de neutros ressonantes, é instalar centelhadores externos aos para-raios, projetados de modo a manter as margens de proteção existentes e proteger os para-raios quando das sobretensões sustentadas originadas da operação das Bobinas de Petersen.

12 Em geral, existe um grande desencontro de informações e problemas de mercado a serem analisados. No início do desenvolvimento tecnológico, parte dos problemas a serem contornados era associada com o envelhecimento precoce dos resistores, estabilidade térmica entre outros. Hoje, o problema passa a ser normalmente uma discussão sobre filosofia de projeto com seus prós e contras que podem ser sempre habilmente explorados.

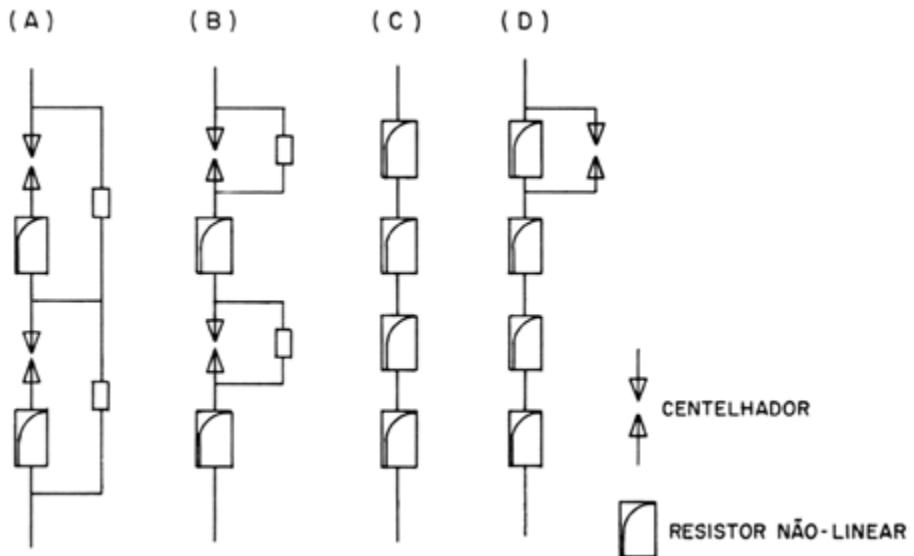


Figura 9 – Conjunto de alternativas de projeto de um para-raios a óxido metálico (ZnO)

Uma comparação entre as seções típicas utilizadas na construção de um para-raios convencional e o seu equivalente, utilizando-se somente pastilhas a óxido metálico, pode ser observada na figura 10. Neste caso é possível observar a diferença em termos de peças que, por sua vez, determina a facilidade de construção e do grau de confiabilidade oferecido pelos diferentes modelos de para-raios.

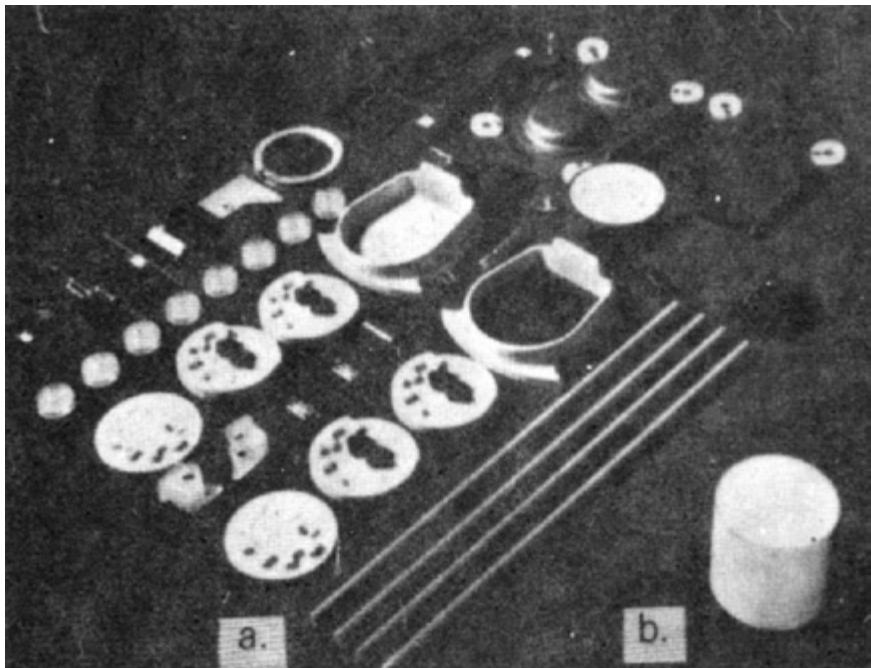


Figura 10 – Comparação entre duas secções de um para-raios convencional a carboneto de silício (SiC) – 6 kV (a) e de um para-raios a óxido metálico sem centelhadores (ZnO) – 6.6 kV – General Electric

Os resistores a óxido metálico são sistemas semicondutores multijunção, assim como todos estes sistemas possuem condutividade (resistência) fortemente determinada pelas condições de temperatura de operação, conforme mostrado na figura 11. No entanto, avaliação do comportamento dos resistores não lineares a óxido metálico com base na corrente de fuga, como a mostrada na figura 11, pode resultar em problemas, uma vez que existem duas polaridades em um ciclo da tensão aplicada e o comportamento da corrente de fuga varia em função de um fenômeno conhecido por polarização, induzido pelas descargas de corrente¹³. Inicialmente, quando do desenvolvimento desta tecnologia, as avaliações de desempenho dos resistores eram realizadas com base na média aritmética dos módulos dos valores de crista das correntes, compensando-se indiretamente os efeitos da polarização. No entanto, são obtidas maior consistência e representatividade quando se trabalha com os valores de potência consumida – dissipada pelos resistores, conforme mostra a figura 12.

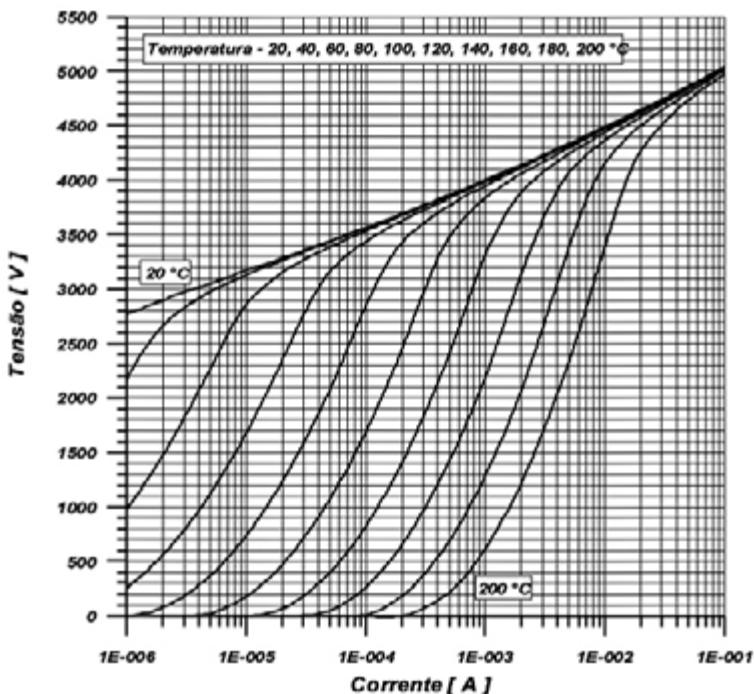


Figura 11 – Característica tensão aplicada versus corrente de um resistor a óxido metálico para temperaturas entre 30° C e 200° C

13 A polarização é um fenômeno relacionado com o envelhecimento frente a surtos e depende fundamentalmente da forma do impulso de corrente, densidade da corrente através do resistor a óxido metálico, temperatura de operação do resistor a óxido metálico, polaridade dos surtos e do número de descargas. Este processo impacta no equilíbrio térmico do conjunto formado pela parte ativa do para-raios (resistores a óxido metálico) e invólucro e, portanto, necessita de correta avaliação para que sejam garantidas vida útil e confiabilidade em operação.

A figura 12 relata, de forma mais adequada, os fenômenos que controlam os processos de equilíbrio térmico observados nos para-raios a óxido metálico, em específico sem centelhadores. Neste caso observa-se uma forte elevação no consumo de potência nos resistores para temperaturas ao redor de 200° C, valor compatível com a maioria dos polímeros utilizados na construção dos para-raios a óxido metálico sem centelhadores. A aplicação de tensões superiores à de operação contínua – U_{MCOV} resultam no deslocamento das características na direção de temperaturas de operação menores.

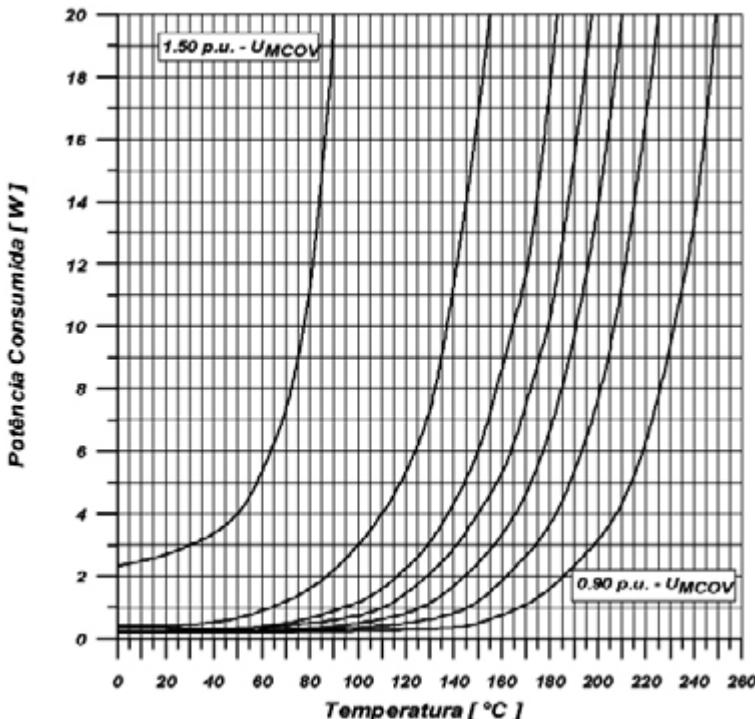


Figura 12 – Característica potência consumida versus temperatura de um resistor a óxido metálico típico para uma faixa de tensão aplicada entre 0,90 e 1,50 da tensão de operação

Deste modo, o comportamento térmico, do conjunto formado pela parte ativa (resistores) e pelo invólucro, que pode ser em porcelana ou polimérico¹⁴, é de fundamental importância para o correto desempenho dos para-raios. O comportamento conjunto entre potência consumida (gerada) pelos resistores e dissipada pelo invólucro é mostrado na figura 13.

14 Os para-raios a óxido metálico podem ter invólucros em polímero, aplicados diretamente aos resistores e seus elementos de suporte, bem como apresentarem construção em polímero aplicado sobre um tubo em fibra de vidro reforçado em resina, que por sua vez reproduz em grande parte as características mecânicas que se obtém com os invólucros em porcelana.

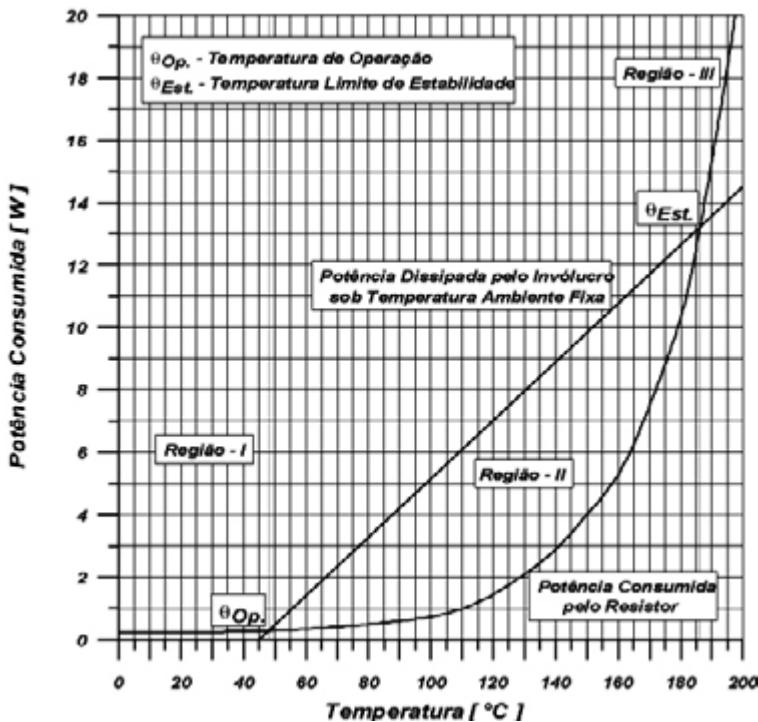


Figura 13 – Características potência consumida por um resistor a óxido metálico, potência dissipada por um invólucro *versus* temperatura

Durante a operação normal do sistema, os para-raios a óxido metálico sofrem um processo de aquecimento devido à potência consumida sob frequência nominal e à presença de radiação solar. Devido à característica semicondutora dos resistores a óxido metálico, qualquer elevação na temperatura de operação dos para-raios resulta em elevação na corrente de fuga e, por conseguinte, na potência consumida como mostram as figuras 11 e 12, fato que, a princípio, resulta em um fenômeno cíclico, com tendência à instabilidade.

Na figura 13, que define suas regiões operativas, o consumo e a dissipação de potência de um para-raios a óxido metálico, existem três regiões de operação distintas, delimitadas pelas duas interseções entre a característica potência consumida pelos resistores a óxido metálico, que define a capacidade de geração de calor do para-raios, e a característica potência dissipada pelo invólucro, que, por sua vez, define a capacidade de dissipação de calor do para-raios. Na «Região - II», a capacidade de dissipação é superior à capacidade de geração de calor do para-raios e, deste modo, este apresenta uma tendência intrínseca a reduzir sua temperatura de operação e, consequentemente, retornar a um ponto de equilíbrio estável. Já na «Região - III», a capacidade de dissipação de calor é inferior à capacidade de geração de calor do para-raios e, neste modo, devido à natureza semicondutora dos resistores a óxido metálico, apresenta uma tendência intrínseca a aumentar, rapidamente, sua temperatura de operação, fato que caracteriza um fenômeno denominado *Thermal Runaway*. Logo, a interseção entre a «Região - I» e a «Região - II» define um ponto denominado “Ponto de Operação”, e a interseção entre a «Região - II» e

a “Região - III” define um ponto denominado “Ponto Limite de Estabilidade Térmica”, a partir do qual o para-raios entra no regime de *Thermal Runaway*.

Os para-raios podem, teoricamente, tolerar variações de temperatura até o seu limite de estabilidade térmica, oriundas da descarga de surtos atmosféricos, de manobra ou mesmo de sobretensões em frequência nominal, pois, caso o ponto limite de estabilidade térmica não for ultrapassado, a temperatura sempre retorna para o valor de operação estável. Logo, de modo teórico, a diferença, ou seja, a margem de temperatura entre o “Ponto de Operação” e o “Ponto Limite de Estabilidade Térmica” define a “Máxima Capacidade Teórica de Absorção de Energia” de um para-raios a óxido metálico sem centelhadores ou com centelhadores paralelo.

A figura 13 também mostra como o “Ponto de Operação” e o “Ponto Limite de Estabilidade Térmica” são afetados pelas variações da temperatura e da tensão aplicada ao para-raios. O aumento na temperatura ambiente ou da tensão aplicada reduz a margem de elevação de temperatura e, por conseguinte, a capacidade de absorção de energia do para-raios. No caso extremo, mais usual, caso a tensão seja elevada o suficiente, as características de dissipação e geração de calor do para-raios se tornam assintóticas, ou seja, as duas características passam a apresentar um único ponto de interseção. A partir deste nível de tensão, devido à inexistência de um ponto de equilíbrio térmico, os para-raios apresentam um comportamento inherentemente instável, e este fato implica a necessidade de se impor um limite ao tempo de exposição destes frente a estas condições. Na prática, isto resulta na definição de uma característica que relaciona a suportabilidade frente a sobretensões em frequência nominal de um para-raios *versus* tempo.

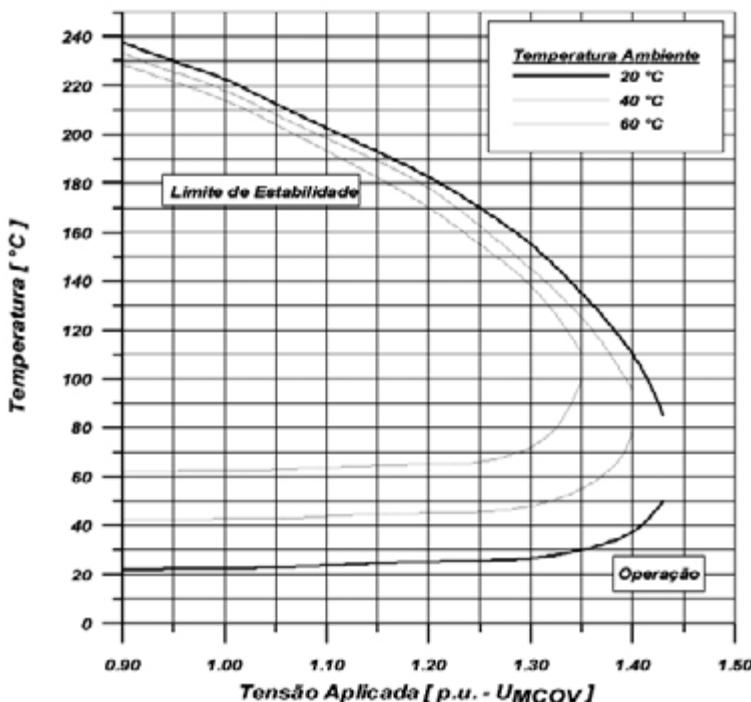


Figura 14 – Dependência da temperatura de operação e limite de estabilidade com tensão aplicada e a temperatura ambiente

A figura 14 mostra a variação das temperaturas definidas pelo “Ponto de Operação” e pelo “Ponto Limite de Estabilidade Térmica”, respectivamente, “Temperatura de Operação” e “Temperatura Limite de Estabilidade” *versus* tensão aplicada e temperatura ambiente. Neste caso é possível observar que, enquanto a “Temperatura Limite de Estabilidade” é, virtualmente, independente da temperatura ambiente, a «Temperatura de Operação» guarda certa proporcionalidade com a temperatura ambiente¹⁵.

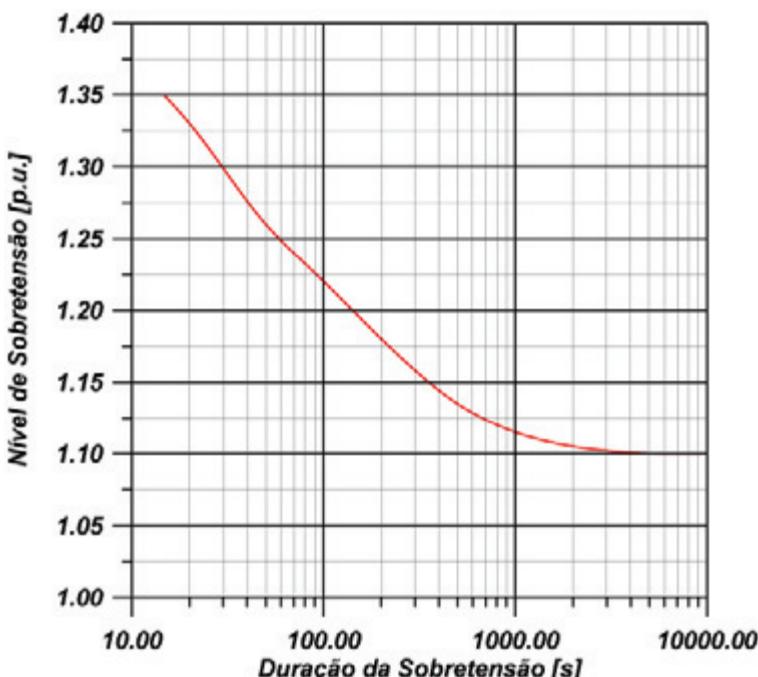


Figura 15 – Suportabilidade de um para-raios convencional a carboneto de silício tipo estação frente à sobretenção em frequência nominal – Ohio Brass

O problema de absorção de energia por um para-raios a óxido metálico mostra a existência de vários modos distintos de absorção de energia, alguns dos quais não retêm, pelo menos à primeira vista, nenhuma semelhança com os resultados, tradicionalmente obtidos quando da utilização de para-raios a carboneto de silício. Isto se deve, obviamente, à ausência, na maioria dos casos, de centelhadores de qualquer espécie neste para-raios, fato que permite com que estes façam parte ativa do processo de limitação das sobretenções.

15 Qualquer para-raios que possua centelhadores com dispositivos de equalização de potencial com componentes resistentes, estes normalmente para um melhor desempenho, não lineares a carboneto de silício, também possuem problemas de estabilidade térmica. No entanto, uma vez que a dependência com a temperatura deste tipo de resistores é bem menos pronunciada que a dos resistores a óxido metálico, este problema que existe passa despercebido pela maioria dos técnicos. A figura 15 mostra esta característica para um para-raios convencional a carboneto de silício com centelhadores.

A análise dos oscilogramas, “Energia Absorvida”¹⁶ por um para-raios a óxido metálico *versus* tempo, mostra a existência de vários modos distintos de absorção de energia, modos estes que podem ser agrupados em três grandes classes.

Classe ou Modo de Absorção de Energia Tipo I

No “Modo de Absorção de Energia Tipo I”, a energia absorvida pelo para-raios possui, praticamente, uma única taxa de crescimento e apresenta um valor bem definido, pois somente alguns impulsos de corrente de descarga circulam pelo para-raios. Este modo de absorção de energia pode ser atribuído a um surto de manobra como tradicionalmente concebido, não apresentando, a princípio, um problema de grandes proporções, haja vista que, em última análise, neste caso não existe uma dependência entre o valor de energia absorvida pelo para-raios e uma posterior operação da proteção do sistema.

Classe ou Modo de Absorção de Energia Tipo II

No “Modo de Absorção de Energia Tipo II”, a energia absorvida pelo para-raios apresenta duas taxas de crescimento distintas, a inicial, mais íngreme, devido a um ou mais impulsos de corrente de descarga, ou seja, em geral, a manobra propriamente dita e uma taxa de crescimento subsequente, menos íngreme que pode ser atribuída à existência de uma sobretensão em frequência nominal subsequente. Assim, o problema acima, a princípio, pode ser dividido em duas partes independentes:

- A aplicação do surto de manobra.
- A aplicação de uma sobretensão em frequência nominal com amplitude constante ou de um perfil de sobretensão em frequência nominal predeterminado.

O ponto importante no caso é quantificar e distinguir bem as partes acima em termos de tensão, corrente e tempo, bem como identificar qual a influência de uma posterior operação da proteção do sistema no valor da energia absorvida pelo para-raios, de modo a se obter uma melhor conceituação do problema.

¹⁶ Existem algumas controvérsias em termos da utilização da “Capacidade de Absorção de Energia” como um modo tecnicamente adequado para definir o desempenho frente a surtos dos para-raios a óxido metálico sem centelhadores. De fato é um parâmetro para comparação, desde que convenientemente entendido e aplicado. Isso se deve ao fato de que energia é um produto no tempo entre a corrente descarregada pelo para-raios *versus* tensão em seus terminais. Assim, valores de tensão residual elevados, para uma determinada corrente de descarga e forma, isto é, crítico para impulsos atmosféricos, resultam em maior energia, no entanto em menores margens de proteção aos equipamentos. Isto tem levado alguns técnicos e associações de normas a propor uma classificação alternativa em termos de “Capacidade de Carga Escoada”, esta em Coulomb.

Classe ou Modo de Absorção de Energia Tipo III

No “Modo de Absorção de Energia Tipo III”, a energia absorvida pelo para-raios possui uma única taxa de crescimento, oriunda de uma sequência de pulsos de corrente de descarga. A princípio, isto dificulta a interpretação clássica do fenômeno, pois, de um modo genérico, é possível afirmar que o para-raios está submetido, a cada semiciclo, à descarga de um impulso de corrente.

Com relação ao fenômeno acima, é possível considerar, sem muito erro, que este é oriundo da aplicação ao para-raios de uma sobretensão em frequência nominal com amplitude constante ou ainda de um perfil de sobretensão em frequência nominal predeterminado, sendo que uma boa indicação da severidade da solicitação imposta ao para-raios pode ser obtida a partir da taxa de crescimento da energia absorvida pelo para-raios.

Neste caso, é de suma importância identificar a influência de uma posterior operação da proteção do sistema, pois a eliminação de algumas condições específicas pode ser determinista quando da obtenção do valor final da energia absorvida pelo para-raios e, por conseguinte, de sua aplicabilidade.

De modo geral, devido à ausência de centelhadores de qualquer espécie, que impõem severas limitações nos valores de corrente de descarga¹⁷, os para-raios a óxido metálico possuem capacidade de absorção de energia superior a um para-raios a carboneto de silício.

Considerando que, nos projetos de para-raios a óxido metálico, os resistores são conectados em série, formando colunas, ou em casos especiais, quando é necessária uma elevada capacidade de absorção de energia, que estas colunas podem ser conectadas em paralelo, individualmente ou no interior de um invólucro único, a capacidade de absorção de energia de um para-raios pode ser determinada através da equação 1.

$$C_{AE} = C_{AER} N_{RS} N_{CP} F_{RC} \quad (1)$$

C_{AE} = Capacidade de absorção de energia de um para-raios [J].

C_{AER} = Capacidade de absorção de energia de um resistor [J].

N_{RS} = Número de resistores em série, formando uma coluna de resistores.

N_{CP} = Número de colunas de resistores em paralelo, formando o para-raios completo.

F_{RC} = Fator de redução da capacidade de absorção de energia devido à conexão de colunas em paralelo $0,80 < F < 0,90$.

Usualmente, os fabricantes indicam a capacidade de absorção de energia de um projeto de para-raios a óxido metálico através de um parâmetro denominado “Energia

¹⁷ A limitação da energia escondida nos para-raios convencionais com centelhadores série é praticamente determinada pelo processo de erosão dos eletrodos dos centelhadores. Esta erosão ocorre quando da descarga dos impulsos de corrente e da corrente subsequente. A literatura reporta que este problema se torna crítico quando de valores de carga ao redor de 1.1 Coulomb. Isto por sua vez impõe limites na capacidade de absorção de energia. A ausência de centelhadores nos para-raios a óxido metálico evita este problema. A construção de para-raios com centelhadores a óxido metálico também apresenta melhor desempenho que o observado nos para-raios convencionais com centelhadores a carboneto de silício pela quase inexistência das correntes subsequentes.

Específica” que relaciona a capacidade de absorção de energia do projeto com sua tensão nominal em kV, conforme mostra a tabela 1. Nestes casos, para calcular a capacidade de absorção de energia de um para-raios, é suficiente substituir na equação 1 o valor de C_{AER} pela correspondente “Energia Específica” e o valor de N_{RS} pela “Tensão Nominal” do para-raios.

Tabela 1 – Energia específica das diversas classes de para-raios

Classe do Para-raios	Energia Específica [kJ/kV] *
Distribuição	1,0 – 1,9
Alta Tensão	2,7 – 3,4
Extra Alta Tensão	5,0 – 15,0

* Valores, usualmente, extremamente conservativos, pois procuram contabilizar um conjunto de incertezas, tais como envelhecimento frente a surtos entre outros.

Em teoria, os limites impostos à capacidade de absorção de energia de um para-raios a óxido metálico são, praticamente, definidos por dois parâmetros relacionados com o desempenho térmico por unidade de volume de seus resistores, nominalmente:

$$E_{MLET} = \text{Energia máxima absorvida devido aos limites de estabilidade térmica [J/cm}^3\text{].}$$

$$E_{MCT} = \text{Energia máxima absorvida devido aos choques térmicos [J/cm}^3\text{].}$$

Deste modo, o valor preciso da capacidade de absorção de energia de um resistor a óxido metálico – C_{AER} pode ser determinado pelo produto entre seu volume e um de seus parâmetros, ou seja, E_{MLT} ou E_{MCT} , escolhidos conforme a seguir.

Capacidade de Absorção de Energia Devido ao Limite de Estabilidade Térmica

A capacidade de absorção de energia baseada na existência de um limite de estabilidade térmica é definida como a quantidade de calor necessária para elevar a temperatura de seu ponto de operação estável para seu ponto limite de operação. Este conceito deve ser aplicado, principalmente, onde a taxa de crescimento da energia absorvida pelo para-raios é suficientemente baixa, de modo a permitir a elevação uniforme de temperatura dos resistores, evitando, pois, a formação de gradientes térmicos no seu interior.

Considerando as características mostradas na figura 14, relativas a um resistor a óxido metálico utilizado na construção de um para-raios classe distribuição, para serviço pesado, é possível calcular a energia máxima absorvida devido à temperatura limite para a operação estável E_{MLET} em $[J/cm^3]$, conforme mostra a equação 2:

$$E_{MLET} = 2,59 (\theta_{LMT} - \theta_{OP}^2 - \theta_{OP}) \quad (2)$$

θ_{OP} = Temperatura de operação $[^{\circ}\text{C}]$.

θ_{LMT} = Temperatura limite de operação $[^{\circ}\text{C}]$.

É conveniente ressaltar que a expressão acima é válida somente para um determinado projeto de resistor a óxido metálico, no entanto, através desta é obtida a característica mostrada na figura 16, cujos resultados já foram discutidos em parte. Na figura 16 é extremamente fácil observar a dependência entre a capacidade de absorção de energia, as temperaturas limite de operação e ambiente e a tensão aplicada ao para-raios. Temperaturas e tensões de operação elevadas reduzem a capacidade de absorção de energia dos para-raios e devem ser objeto de observação quando de aplicações específicas.

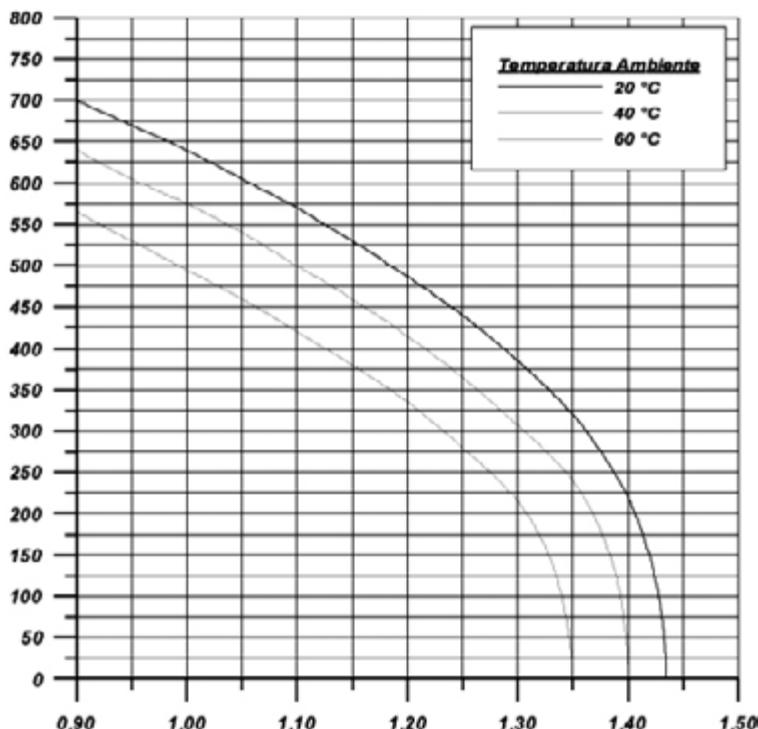


Figura 16 – Dependência entre capacidade de absorção de energia, temperatura ambiente e tensão aplicada para-raios

De modo complementar, a tabela 2 mostra valores típicos de capacidade de absorção de energia devido ao limite térmico, sob tensão de operação contínua, para outros tipos de projeto de para-raios.

Tabela 2 – Energia máxima absorvida devido aos limites de estabilidade para diversas classes de para-raios

Classe do para-raios	E_{MLET} [J/cm³]
Distribuição	600 – 700
Alta Tensão	500 – 600
Extra-Alta Tensão	400 – 500

Capacidade de Absorção de Energia Devido a Choque Térmico

Quando a taxa de crescimento da energia absorvida pelo para-raios começa a ser elevada, a distribuição de temperatura no interior dos resistores a óxido metálico passa a ser desuniforme, pois não existe tempo para que o fluxo de calor interno aos resistores promova o equilíbrio térmico. A distribuição não uniforme de temperatura é responsável pela existência de solicitações mecânicas originárias da expansão diferencial de partes do resistor, o que pode conduzir a um fenômeno denominado *Thermal Cracking*. Logo, a existência de pontos quentes, tecnicamente denominados de *Hot-spots*, é responsável pela redução da capacidade de absorção de energia dos resistores a óxido metálico.

A tabela 3 mostra valores típicos da capacidade de absorção de energia devido ao choque térmico, para vários resistores a óxido metálico.

Tabela 3 – Energia máxima absorvida devido ao choque térmico para resistores a óxido metálico

Fabricante do para-raios	E_{MCT} [J/cm ³]
I	300
II	225
III	205
IV	203
V	136

Conforme mostram as tabelas 2 e 3, os valores para a energia máxima absorvida, considerando o fenômeno de choque térmico, são em torno da metade dos valores para a energia máxima absorvida quando se considera a existência do limite de estabilidade térmica. Este fato implica que o limite de absorção de energia por parte de um para-raios a óxido metálico sem centelhador é praticamente determinado pela energia máxima absorvida sob choque térmico.

As solicitações impostas aos resistores a óxido metálico, devido ao fenômeno de choque térmico associadas com a formação de *Hot-spots*, resultam no fenômeno de *Thermal Cracking* e são reduzidas quando o intervalo entre as descargas de corrente é elevado. Este fato permite equalização da temperatura no interior dos resistores.

Alguns fabricantes indicam 60 segundos como sendo o intervalo ideal entre descargas de corrente, porém existem evidências experimentais de que o intervalo de um segundo é suficiente para promover uma boa equalização de temperatura no interior dos resistores, reduzindo, assim, os problemas devido ao fenômeno de *Thermal Cracking*.

Finalmente, em tese, com a melhoria dos processos de fabricação, são esperados maiores graus de uniformidade dos resistores a óxido metálico pela redução na formação de *Hot-spots*. Deste modo, é possível que – quando do alcance do limite tecnológico na manufatura dos resistores a óxido metálico – a capacidade de absorção de energia dos para-raios sem centelhadores, seja imposta somente pelas condições de limite de estabilidade térmica do conjunto resistores e invólucros.

A exemplo de todos os demais equipamentos elétricos, os para-raios podem falhar de modo catastrófico de maneira explosiva ou na forma de fragmentação. Assim, devem

ser previstos meios de se reduzir os impactos deste tipo de falha nos demais equipamentos que compõem as subestações e redes, reduzindo riscos à propriedade e equipes de operação, manutenção e transeuntes nas redes urbanas. O tipo de falha associada com o colapso interno de um para-raios depende do tipo e do material utilizado em seu invólucro.

Dentro deste contexto, os invólucros podem ou não conter ar ou nitrogênio seco em seu interior sendo ou não em porcelana ou em material polimérico, usualmente silicone. Nos para-raios construídos com invólucros contendo ar ou nitrogênio em seu interior, são previstos dispositivos de alívio de sobrepressão. Já os para-raios onde o invólucro em material polimérico é injetado diretamente sobre o conjunto formado pelos resistores não lineares, mantidos em posição rígida por meio de sistemas em fibra de vidro reforçada em epóxi, estes sistemas devem ser capazes de evitar a ejeção de partes internas com massa superior a 60 gramas, quando da ruptura de partes do seu invólucro.

Os invólucros poliméricos podem ser de material amorfos, a exemplo de silicone, ou seja, não possuir estrutura cristalina, ou de outro polímero este com características cristalinas, por exemplo, polietileno de alta densidade. Nestes casos, a diferença fica no modo de se induzir a falha durante o ensaio de suportabilidade dos para-raios frente a curtos-circuitos internos. Invólucros amorfos têm a falha iniciada por aplicação de sobretensões; já os invólucros cristalinos por meio de um elemento fusível interno ao invólucro do para-raios.

Finalmente, é conveniente atentar que níveis de curto-circuito de amplitude superior a 40 kA no local da instalação também podem exigir invólucros especiais quando da construção de para-raios.

Assim, o dispositivo de alívio de pressão que equipa todos os para-raios com invólucro em porcelana e alguns em materiais poliméricos tem por finalidade impedir que o para-raios seja danificado de forma explosiva pelo desenvolvimento de um arco de potência interno ao invólucro, quando houver uma solicitação superior àquela para a qual foi especificado, evitando a danificação de outros equipamentos e eliminando a possibilidade de risco para o pessoal, porventura situado nas suas proximidades na hora da ocorrência.

Ao atuar, o dispositivo de alívio de sobrepressão transfere para o exterior os gases quentes naturalmente pressurizados pelo desenvolvimento do arco de potência originado de uma falha devido a uma solicitação excessiva, bem como o próprio arco, evitando, com este último processo, a fragmentação térmica do invólucro. Nestes casos, o alinhamento dos pontos de exaustão e alívio de pressão, associado ou não a eletrodos metálicos, facilita a formação de um arco externo, ou a transferência do arco interno, em geral muito próximo à superfície do invólucro o que atua no sentido de fornecer integridade física ao invólucro evitando sua fragmentação ou ainda a ejeção de partes capazes de resultar em situações de risco, conforme indicado na figura 17. Finalmente, o invólucro dos para-raios pode se fragmentar, devido ao choque térmico, desde que suas partes fiquem confinadas a um círculo restrito calculado com base na altura do para-raios.

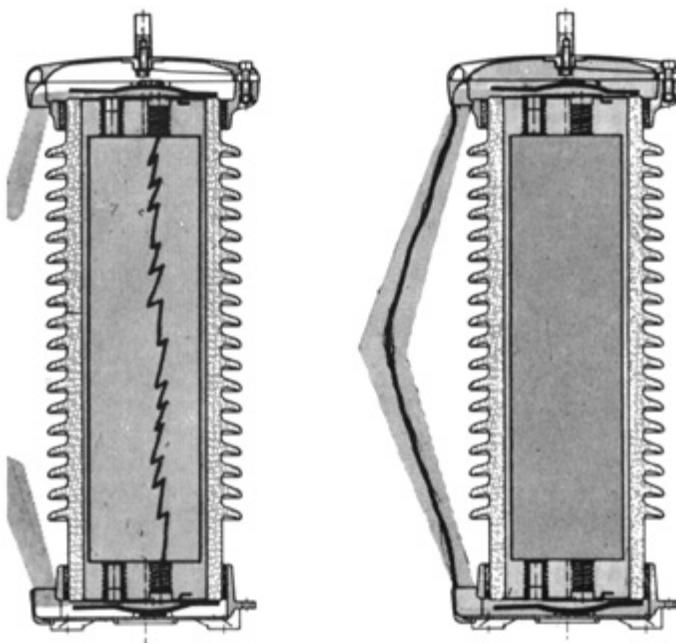


Figura 17 – Operação do dispositivo de alívio de sobrepressão – Brown Boveri – ABB

A figura 18 mostra em detalhe o sistema de alívio de pressão sendo indicados: (1) duto de exaustão, (2) placa de vedação, (3) junta de vedação, (4) porcelana e (5) flange.

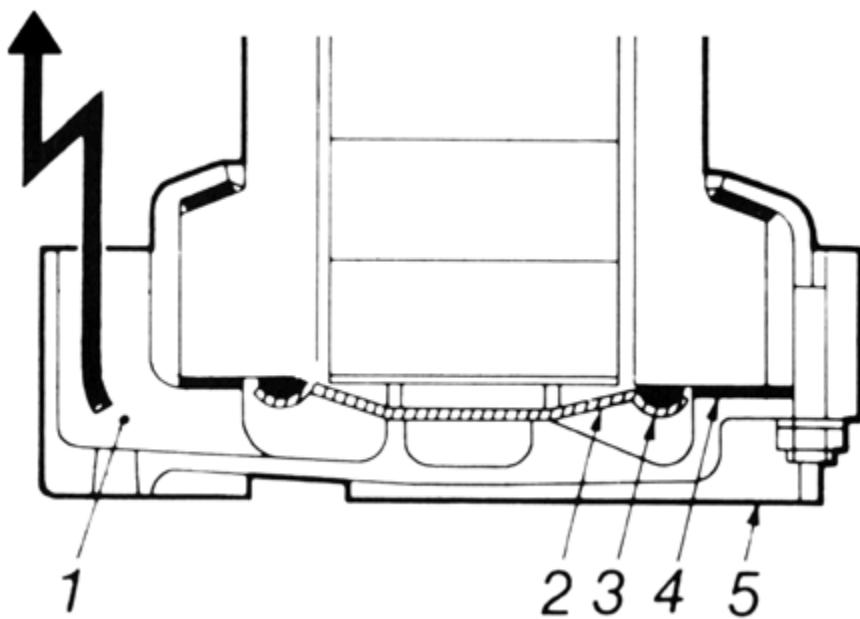


Figura 18 – Detalhes do dispositivo de alívio de sobrepressão – AESA – ABB

4. CARACTERÍSTICAS DE PROTEÇÃO DOS PARA-RAIOS

Sobretensões

Os sistemas elétricos estão sujeitos a sobretensões tanto de origem externa, como aquelas provocadas, por exemplo, por descargas atmosféricas, quanto de origem interna que são sobretensões ocasionadas por um evento dentro da própria rede elétrica, como manobra de disjuntores.

As sobretensões de origem atmosférica resultam da incidência de uma descarga atmosférica nas torres, nos condutores ou nos cabos guarda das linhas de transmissão¹⁸. Estas sobretensões se propagam pelas linhas e podem alcançar os equipamentos de uma subestação. Um aspecto marcante destas sobretensões é a sua duração (da ordem de microssegundos), a qual, associada a sua propagação, faz com que sobretensões de amplitudes diversas apareçam em diferentes pontos de uma subestação. A sobretensão máxima incidente na subestação é limitada pelo nível de isolamento da linha de transmissão¹⁹, uma vez que uma sobretensão de amplitude superior provoca uma ruptura da sua isolação.

$$I_D = I_C = \frac{2,4 U_{50\%} - U_R}{Z_0} \quad (3)$$

I_D = Corrente de descarga no para-raios (kA).

I_C = Corrente de coordenação do para-raios (kA).

$U_{50\%}$ = Tensão disruptiva crítica de polaridade negativa da linha (kV).

U_R = Tensão residual para-raios (kV) para valor estimado da corrente de coordenação.

Z_0 = Impedância de surto monofásica da linha de transmissão (Ohms).

A equação 3 considera que a tensão no ponto de aplicação do para-raios é totalmente refletida, ou seja, linha de transmissão em vazio. E que a máxima tensão suportável pelo isolamento de uma linha de transmissão é igual a 1,20 vezes a tensão disruptiva crítica das cadeias de isoladores $U_{50\%}$. O fator de 1,20 leva em conta o desvio padrão de 3%, valor assumido como representativo para impulsos atmosféricos e algum outro fator não determinado.

Todos os equipamentos necessitam de uma proteção eficiente contra as sobretensões de origem atmosférica, independentemente da classe de tensão do sistema elétrico. Considerando que os sistemas de tensões mais altas são projetados com níveis de isola-

18 As sobretensões induzidas por descargas laterais próximas às linhas não possuem amplitude suficiente para impactar o isolamento das linhas de alta e extra-alta tensão. No entanto, são de extrema importância para a avaliação do desempenho frente a impulsos das linhas de distribuição em média tensão.

19 A equação 3 mostra qual o nível máximo de corrente descarregada pelos para-raios em função da sua característica de proteção e do nível de isolamento das linhas de transmissão.

mento mais elevados²⁰, é de se esperar que os sistemas de tensões mais baixas apresentem maiores problemas relacionados com danificação de equipamentos devido a descargas atmosféricas.

As sobretensões de origem interna resultam de alguma alteração na condição operativa dos sistemas elétricos. Esta alteração pode envolver a abertura ou fechamento de algum disjuntor ou seccionador, ou então uma ocorrência no sistema, por exemplo, curto-círcuito seguido ou não de uma rejeição de carga. Estas sobretensões, transitórias, têm a sua importância acentuada na medida em que se eleva a tensão nominal dos sistemas. Comparadas com as sobretensões atmosféricas, as de manobra têm uma duração muito maior (centenas de microssegundos). Devido a sua longa duração, a amplitude de uma sobretensão dessa natureza pode ser considerada como a mesma em todos os pontos de uma subestação, mesmo para alguns trechos de linhas, como, por exemplo, quando da execução de ensaios de suportabilidade frente a correntes de longa duração em para-raios quer convencionais com centelhadores ou a óxido metálico sem centelhadores.

As sobretensões sustentadas na frequência industrial, também denominadas temporárias, no caso do Brasil em 60 Hz, são provenientes de faltas, rejeições de carga ou energizações de linhas, sendo definidas como a parte sustentada das sobretensões provocadas pelas ocorrências.

Níveis de Proteção

Os para-raios são dispositivos de proteção que têm por finalidade impedir que sobretensões acima de um determinado valor solicitem a isolação dos equipamentos dos sistemas elétricos, atuando de forma similar à apresentada na figura 19, onde estão indicados:

- A – para-raios.
- L – linha de transmissão.
- T – transformador.
- i_a – corrente de descarga.
- U_a – tensão que o para-raios inicia o seu processo de condução de surto – Nível de Proteção.
- U_p – tensão residual do para-raios – Nível de Proteção.
- t_1 – impulso de tensão incidente.
- t_2 – impulso modificado pelo para-raios.
- v – velocidade de propagação do surto – impulso.

Quando um impulso “ t_1 ” trafega na direção de um transformador “T”, tal como indicado na figura 19, caso acionado, ou seja, na sua condição de atuação, o para-raios descarrega um impulso de corrente “ i_a ”, o que faz com que a sua tensão terminal seja apenas o

20 A princípio, como discutido anteriormente, esta é uma real possibilidade que, no entanto, deve ser verificada com respeito à relação existente entre o nível básico de isolamento *versus* a tensão nominal de operação do sistema que, em valores por unidade, é inferior ao que se observa para os sistemas de média tensão. Também é fato que a presença de blindagens associada a níveis de suportabilidade elevada dificulta impactos diretos, bem como provê certa imunidade, por exemplo, contra surtos induzidos.

impulso “ t_2 ”. No caso de uma sobretensão de origem atmosférica, a amplitude de “ t_2 ” não danifica a isolação do transformador se a distância “ L_d ” for suficientemente adequada. A distância máxima permitida entre o para-raios e o transformador pode ser verificada através de simulações via programas digitais de transitórios eletromagnéticos, por exemplo, ATP®.

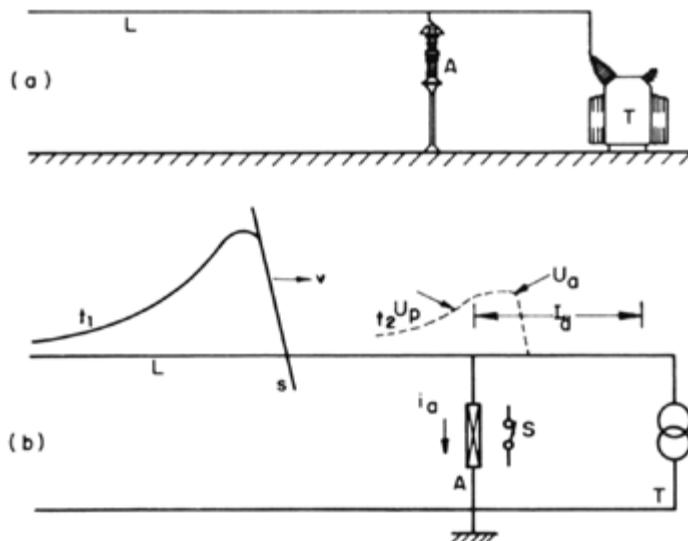


Figura 19 – Proteção de transformadores. (a) Representação gráfica. (b) Diagrama unifilar.

O nível de proteção de um para-raios é definido de acordo com o tipo de para-raios, com ou sem centelhadores, e do tipo de impulso incidente, da forma a seguir:

Nível de Proteção a Impulso Atmosférico

Para-raios convencionais a carboneto de silício com centelhadores

Os para-raios convencionais a carboneto de silício com centelhadores possuem dois níveis de proteção contra impulsos atmosféricos. Esta prática é normalmente determinada pela possibilidade de se utilizar métodos simplificados apresentados em tabelas onde consta o número de linhas incidentes à subestação e a razão entre a suportabilidade frente a impulsos cortados dos equipamentos protegidos e o nível de proteção oferecido pelo para-raios. Deste modo seja:

- **Nível de Proteção na Frente do Impulso:** valor máximo da tensão disruptiva para impulsos com frente íngreme normalizada.
- **Nível de Proteção de Impulso Atmosférico:** o maior valor entre a tensão disruptiva a impulso atmosférico com forma $1,2 \times 50 \mu s$ ou a tensão residual do para-raios sob impulso de corrente com forma $8 \times 20 \mu s$. Para efeito da definição da tensão residual, quando da determinação do nível de proteção de impulso atmosférico, a corrente de descarga é determinada pela tensão do sistema, ou seja, pelas características das linhas.

Com base nestas definições e equacionamento simplificado, é proposta a tabela 4 que fornece a para-raios convencionais com centelhadores a máxima distância de proteção oferecida.

Tabela 4 – Máxima distância separação para uma subestação e várias linhas

TSNIAC/NPROTFO*	Número de Linhas - [n]*			
	1	2	3	4
1,2	3	4,3	5,5	6,7
1,4	4,3	6,1	7,9	9,8
1,6	6,1	8,8	12	15
1,8	9,1	14	20	26
1,9	11,3	19	27	40
2,0	14,9	26	40	60
2,1	20,7	40	71	121

Fonte: ANSI, IEEE – C.62.2 – IEEE Guide for the Application of Gapped Silicon – Carbide Surge Arresters for Alternating Current Systems.

* Comprimento da conexão do para-raios – distância que é a soma do comprimento das conexões dos para-raios – L e o comprimento da conexão – S, ou seja, a distância entre o para-raios e o ponto onde ocorre a junção entre o para-raios, o transformador e a linha solicitada.

** NPROTFO (Nível de Proteção na Frente de Onda) – Para para-raios convencionais a carboneto de silício com centelhadores maior valor de tensão disruptiva na frente do impulso.

Nota: Essa tabela tem por base a utilização da relação Tensão Suportável sob Impulso Cortado na Frente = 1,15 x Tensão Suportável sob Impulso Atmosférico. Caso a frente do impulso seja reduzida pelo efeito das múltiplas linhas incidentes e a disruptão ocorra em tempos superiores a 3 µs, essa tabela não deve ser utilizada. As distâncias de separação calculadas nessa tabela assumem uma taxa de crescimento da tensão incidente de 8.33 kV/µs por kV da tensão nominal do para-raios.

Alternativamente, o nível de proteção contra impulsos atmosféricos pode ser considerado como o maior valor entre a tensão de impulso cortado na frente dividido por 1,15, a tensão disruptiva de impulso atmosférico, com forma 1,2 x 50 µs e a tensão residual para uma determinada corrente de descarga. A definição do fator 1,15 leva em conta os dados de suportabilidade padrão mostrados na tabela 5.

Tabela 5 – Fatores para estimativa das tensões suportáveis de equipamentos imersos em óleo mineral

Duração do impulso	Capacidade do Isolamento	Tipo de equipamento
Frente do Impulso (0,5 µs)	1,30 a 1,50 x TSNIA***	Transformadores e reatores
Impulso Cortado (2 µs)*	1,29 x TSNIA	Disjuntores 15,5 kV e acima
Impulso Cortado (3 µs)*	1,10 a 1,15 x TSNIA	Transformadores e reatores
Impulso Cortado (3 µs)*	1,15 x TSNIA	Disjuntores 15,5 kV e acima
Impulso Pleno (1,2/50 µs)	1,00 x TSNIA	Transformadores e enrolamentos de reatores
Impulso de manobra forma 250/2.500 µs	0,83 x TSNIA	Transformadores e enrolamentos de reatores
Impulso de manobra forma 250/2.500 µs	0,63 a 0,69 x TSNIA	Buchas terminais
Impulso de manobra forma 250/2.500 µs	0,63 a 0,69 x TSNIA	Disjuntores 362-500 kV**

Fonte: ANSI, IEEE C.62.2 – IEEE Guide for the Application of Gapped Silicon Carbide Surge Arresters for Alternating Current Systems.

* Tempo de corte.

** Inclui Ar Comprimido e SF₆.

*** TSNIA – Tensão Nominal Suportável sob Impulso Atmosférico – NBI ou BIL.

Para-raios a óxido metálico sem centelhadores

Os para-raios a óxido metálico sem centelhadores possuem dois níveis de proteção contra impulsos atmosféricos. Deste modo seja:²¹

- **Nível de Proteção na Frente do Impulso:** valor máximo de tensão residual para impulsos de corrente com frente íngreme normalizada 1 μ s²².
- **Nível de Proteção de Impulso Atmosférico:** valor máximo de tensão residual do para-raios sob impulso de corrente com forma 8 x 20 μ s. Novamente, para efeito da definição da tensão residual, quando da determinação do nível de proteção de impulso atmosférico, a corrente de descarga é definida pela tensão do sistema, ou seja, pelas características das linhas.

Nível de Proteção a Impulso de Manobra

Para-raios convencionais a carboneto de silício com centelhadores

Os para-raios convencionais a carboneto de silício com centelhadores, em geral, possuem um único nível de proteção contra impulsos de manobra que é determinado pelo valor máximo da tensão disruptiva a impulso de manobra, ensaio realizado no para-raios completo. No entanto, quando de projetos de para-raios que utilizam centelhadores ativos é conveniente verificar o nível de tensão residual obtido durante o ensaio de descarga de linhas de transmissão. Isto se faz necessário, pois a tensão residual, que é a soma da tensão desenvolvida nos centelhadores, caso não controlada de forma adequada, e a tensão nos resistores não lineares, pode ultrapassar o valor da tensão disruptiva de manobra.

Para-raios a óxido metálico sem centelhadores

Nos para-raios a óxido metálico sem centelhadores, o nível de proteção contra impulsos de manobra é definido pelo valor máximo de tensão residual sob um impulso de corrente com tempo de crista entre 45 μ s a 60 μ s. A corrente conduzida por um para-raios durante um surto de manobra é uma função complexa das características do para-raios e do sistema. A impedância efetiva vista pelo para-raios durante um surto de manobra pode variar desde algumas centenas de ohms para uma linha aérea, até dezenas de ohms para para-raios conectados próximos a cabos isolados e grandes bancos de capacitores. Nestes dois casos, a corrente do para-raios e a energia resultante variam significativamente para uma dada amplitude e duração de surto de manobra. Assim, no caso de para-raios a óxido metálico sem centelhadores conectados a linhas aéreas, as correntes de coordenação para surto de manobra recomendadas estão listadas na tabela 6.

21 Não são conhecidos métodos simplificados como os desenvolvidos para os para-raios convencionais, onde consta o número de linhas incidentes à subestação e a razão entre a suportabilidade frente a impulsos cortados dos equipamentos protegidos e o nível de proteção oferecido pelo para-raios.

22 Em alguns casos, a tensão residual é medida com impulsos de corrente com tempos de crescimento de 0,5 μ s. No entanto, este é um ensaio de difícil execução haja vista a necessidade de se obter circuitos com valores extremamente reduzidos de indutância.

Tabela 6 – Correntes de coordenação para surtos

Máxima Tensão do Sistema (kV)	Classe Estação (A Crista)
3 - 150	500
151-325	1.000
326-900	2.000

Fonte: ANSI, IEEE C.62.11 – IEEE Guide for the Application of Metal Oxide Surge Arresters for AC Power Circuits.

A figura 20 apresenta, graficamente, as grandezas envolvidas em um projeto de coordenação de isolamento com a aplicação de para-raios, onde as grandezas indicadas são as seguintes:

N_i – Níveis de isolamento do equipamento – Sistema protegido.

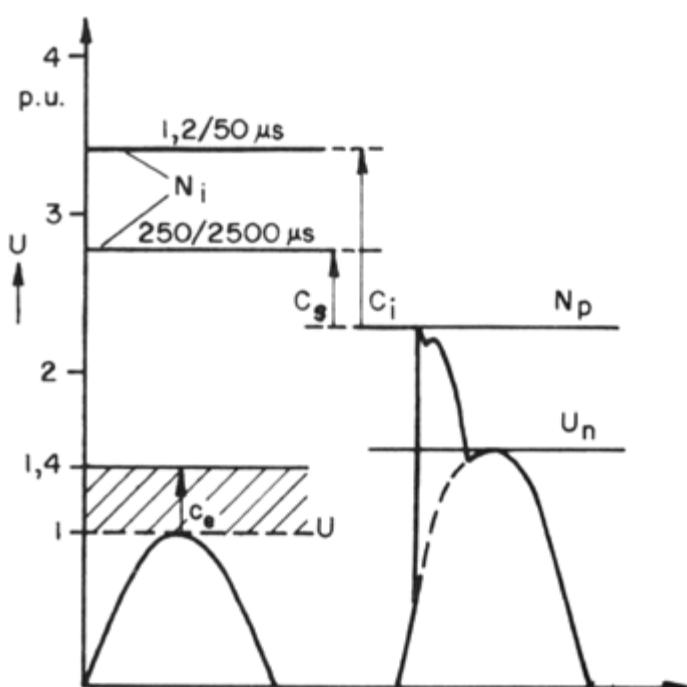
U – Tensão de operação do sistema – Fase Terra.

U_n – Tensão nominal do para-raios.

N_p – Nível de proteção do para-raios.

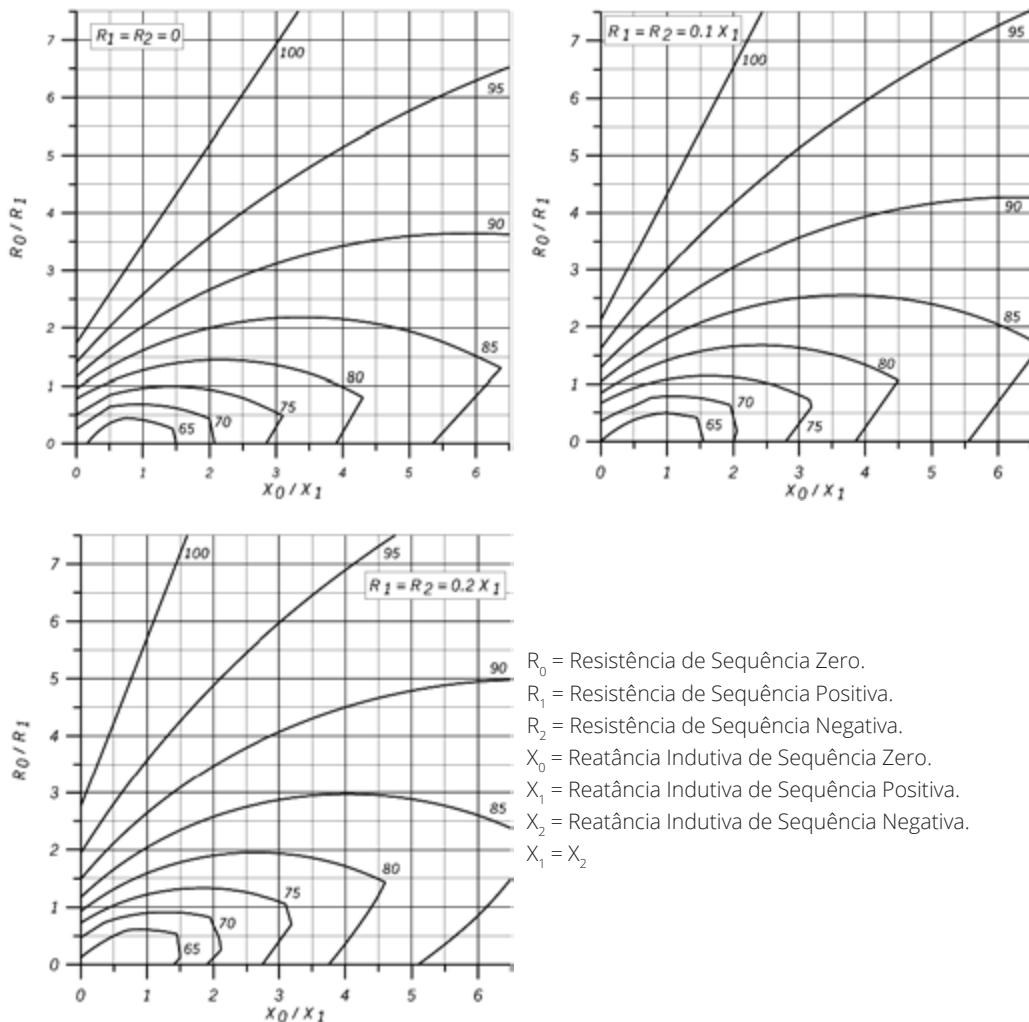
C_E – Fator de aterramento do sistema.

C_s, C_i – Margens de proteção.

**Figura 20 –** Coordenação de isolamentos com para-raios

Em sistemas de alta e extra-alta tensão de operação do sistema - U pode atingir 1,4 pu, por exemplo, quando de um curto-circuito fase-terra, valor este obtido aplicando-se o conceito de fator de aterramento C_E . O fator de aterramento depende das razões entre as impedâncias de sequência do sistema, conforme mostra a figura 21, que usualmen-

te é a característica utilizada para a determinação da maior tensão nas fases sãs de um sistema elétrico quando de um conjunto de faltas envolvendo contactos com a terra. A tensão nominal dos para-raios convencionais com centelhadores a carboneto de silício U_N deve ser superior a este valor para que este não seja danificado durante sua operação. Em contrapartida, dada as suas características específicas de construção e operação, os para-raios sem centelhadores a óxido metálico devem possuir capacidade para suportar estes níveis de sobretensões em frequência nominal – sobretensões sustentadas pelo seu período de aplicação.

**Notas:**

- Os números junto às curvas indicam a amplitude do coeficiente de aterramento para qualquer tipo de falta e para pontos nas curvas definidos pelos valores mostrados nos eixos coordenados. Os valores em p.u. para as impedâncias necessitam estar na mesma potência base ou quando fornecidos em ohms na mesma tensão base.
- Todos os valores das impedâncias componentes do sistema são relativos ao ponto de falta.
- O efeito da resistência de falta foi levado em consideração. A resistência que resulta no maior valor de tensão fase-terra foi o utilizado. Os pontos de descontinuidade nas características são resultantes do efeito da resistência de falta.
- Os coeficientes de aterramento para outros valores de $R_1 = R_2$, ou ainda, $Z_1 = Z_2$ podem ser calculados com o auxílio das equações mostradas neste anexo.

Figura 21 – Fator de aterramento

A figura 22 apresenta um exemplo de seleção dos níveis de isolamento, em função dos para-raios aplicáveis nos sistemas de 345 kV, sendo indicados os níveis de proteção específicos para os para-raios convencionais a carboneto de silício ALUGARD II (GE). Estão indicados três possíveis níveis de isolamento para um transformador de 345 kV (1.175 kV, 1.050 kV e 900 kV) e três curvas com as características de proteção dos para-raios fabricados pela GE (258 kV, 276 kV e 312 kV de tensão nominal). Para um determinado nível de isolamento, está indicada a curva de suportabilidade da isolação em função da frente de onda do impulso. Podem ser observadas as regiões correspondentes ao ensaio de impulso cortado, à tensão suportável nominal de impulso atmosférico e à tensão suportável nominal a impulso de manobra.

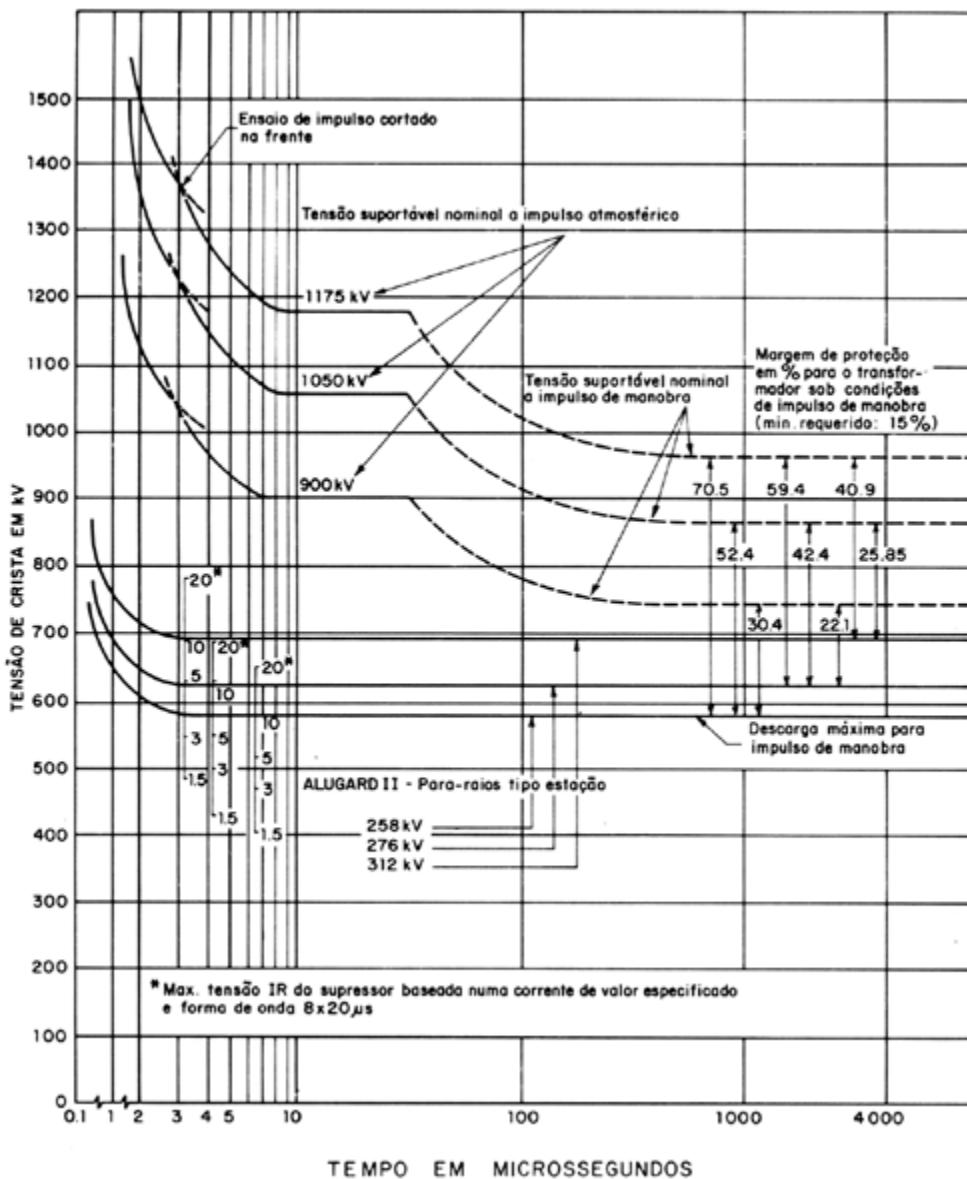


Figura 22 – Coordenação de isolamento para um transformador de 345 kV – General Electric

A relação entre a tensão suportável pelo transformador e os níveis de proteção do para-raios fornece as margens de proteção, que estão indicadas na figura, para cada forma de impulso e tensão nominal de para-raios. O método de coordenação de isolamento apresentado na figura 22 é conhecido como “Método Gráfico para Coordenação de Isolamentos”, e diferentemente dos métodos que trabalham com tabulação das margens ou níveis de proteção que levam em conta detalhes do sistema ou subestações, como, por exemplo, distâncias entre equipamentos, cálculo simplificado e capacidade dos elementos e barramentos quando de simulações, usualmente apresentam como resultados margens de proteção muito superiores aos tradicionais valores recomendados de 15%. Isto se torna necessário e é recomendado, pois em geral os métodos gráficos não levam em conta principalmente os efeitos das distâncias entre os para-raios e os equipamentos protegidos. Por certo, esta observação não se aplica quando os para-raios são instalados junto aos terminais dos equipamentos protegidos.

Apesar de ter sido computada com base nas características de um para-raios convencional com centelhadores a carboneto de silício, a figura 22 é válida, respeitando-se as definições apropriadas de níveis de proteção para os para-raios a óxido metálico sem centelhadores.

Na representação gráfica mostrada na figura 22, deve ser reconhecido que os dados dos quatro ensaios gerais de suportabilidade da isolação disponíveis – Frente do Impulso, Impulso Cortado, Impulso Pleno e Impulso de Manobra – foram utilizados de forma estilizada para desenvolver uma característica “Tensão Suportável x Tempo” aproximada para o equipamento protegido. Assim, essa é uma interpretação gráfica dos resultados dos ensaios, a qual é apresentada como um auxílio às técnicas de coordenação do isolamento, ou seja, não é uma curva “Tensão Suportável x Tempo” verdadeira para os transformadores. Similarmente, as características de proteção oferecidas pelo para-raios é uma representação simples dos três níveis de proteção anteriormente definidos – Impulsos Íngremes, Impulsos Atmosféricos e Impulsos de Manobra.

Características Elétricas dos Para-raios Convencionais

Tensão Nominal

A tensão nominal de um para-raios é a máxima tensão eficaz de frequência industrial (frequência do circuito para a qual o para-raios é projetado), aplicável continuamente entre os terminais do para-raios, para a qual ele é projetado para operar corretamente sem modificar suas características. Geralmente, a tensão nominal é o limite para as sobretensões dinâmicas no sistema, sendo permitido ultrapassar este valor somente nas condições estabelecidas, explicitamente, pelo fabricante do para-raios²³.

23 A capacidade de suportar sobretensões em frequência nominal dos para-raios com centelhadores depende fundamentalmente do modo de construção e das características dos centelhadores, do seu tipo – ativo ou passivo, da sua equalização – linear ou não linear, da sua capacidade de extinção de corrente subsequente, entre outros. Assim, não se espera nenhuma capacidade de suportar sobretensões em para-raios projetados com centelhadores simplificados, típicos para redes de média tensão e para redes de alta tensão até classe 72,5 kV. Para-raios para média tensão virtualmente entram em modo de falha, caso venham a atuar sob tensão entre seus terminais de 1,35 p.u. Assim, um critério de escolha da tensão nominal dos para-raios convencional com centelhadores a carboneto de silício é ter sua tensão nominal sempre superior à máxima tensão sustentada imposta ao sistema.

No entanto, esta regra não se aplica a para-raios para sistemas de extra-alta tensão. Um exemplo da capacidade adicional de suportar a tensão do sistema com valores superiores à tensão nominal do para-raios por períodos de curta-duração é fornecido pela General Electric. O para-raios ALUGARD II tem capacidade de suportar as seguintes envoltórias de tensões: (a) meio ciclo a 2 x tensão nominal do para-raios, seguido de 10 ciclos com 1,3 x tensão nominal, mais 10 ciclos com 1,2 x tensão nominal e 1,15 x tensão nominal nos próximos 40 ciclos, perfazendo uma duração total de 1 segundo (baseado em 60 Hz) e (b) um ciclo a 1,6 x tensão nominal, seguido de 10 ciclos com 1,25 x tensão nominal, mais 1,2 x tensão nominal por 10 ciclos e 1,15 x tensão nominal nos próximos 40 ciclos (total de 60 ciclos).

Tensão de Reselagem

A tensão de reselagem *Reseal Voltage* é a maior tensão para a qual o para-raios tem condições de interromper a corrente subsequente, isto é, submetido a uma ou mais operações devido a um ou mais impulsos de tensão, o para-raios deve interromper a corrente subsequente, e não conduzir novamente no primeiro meio ciclo subsequente de tensão. Este valor não é definido de forma explícita nas normas de para-raios, sendo que a própria definição para a tensão nominal lhe é abrangente, uma vez que é o valor utilizado nos ensaios de ciclo de operação. É uma característica específica dos para-raios com centelhadores ativos, a figura 23 fornece uma expectativa do comportamento de um para-raios da Ohio Brass.

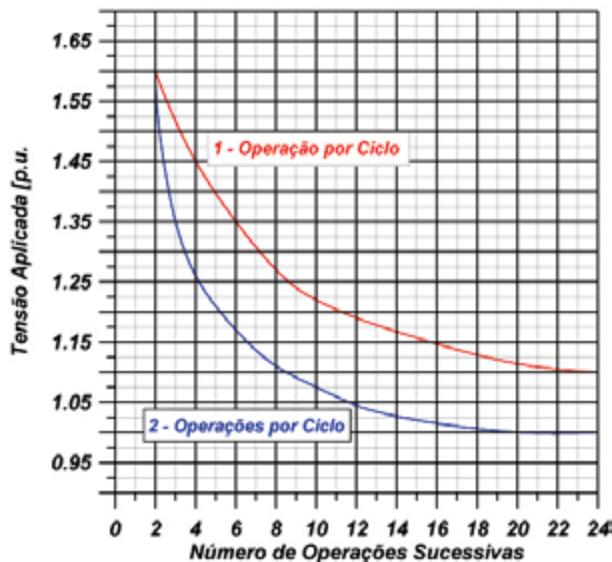


Figura 23 – Desempenho de um para-raio estação frente à operação sob sobretensões em frequência nominal, segundo Ohio Brass

Tensão Residual

A tensão residual é o valor de crista da tensão que aparece entre os terminais do para-raios, durante a passagem da corrente de descarga.

Tensão Disruptiva de Frequência Industrial

A tensão disruptiva de frequência industrial é o valor da tensão à frequência industrial, medida como valor de crista dividido por $\sqrt{2}$, que causa disrupção dos centelhadores série. Este é um valor característico do projeto do para-raios, em tese, quanto mais elevado melhor, desde que não interfira nos valores de tensões disruptiva a impulsos atmosféricos e de manobra. Seu monitoramento fornece um excelente indicador das condições de operação da unidade e não deve jamais ser utilizado para especificar a tensão nominal dos para-raios. O valor normalizado padrão para este parâmetro é 1,5 vezes a tensão nominal sendo, no entanto, usuais valores entre 1,7 e 2 vezes a tensão nominal, dependendo da classe e da aplicação do para-raios.

Tensão Disruptiva de Impulso

A tensão disruptiva de impulso é o maior valor da tensão de impulso atingido antes da disrupção, quando aos terminais do para-raios são aplicados impulsos com forma, amplitude e polaridade predefinidas.

Tensão Disruptiva de Impulso de Alta Probabilidade

A tensão disruptiva de impulso de alta probabilidade em relação a uma tensão de impulso de uma determinada forma é o menor valor de tensão que, aplicada 10 vezes consecutivas aos terminais do para-raios, produz no mínimo nove disrupções, em um tempo para disrupção não superior ao especificado.

Tensão Disruptiva de Impulso de Manobra na Sobretenção de 1,3

A tensão disruptiva de impulso de manobra na sobretenção de 1,3 em relação à tensão disruptiva de impulso de alta probabilidade é o maior valor da tensão disruptiva, para um tempo de frente maior ou igual a 30 μ s, que se obtém ao aplicar aos terminais do para-raios, de uma série de 10 impulsos de manobra com valor da tensão obtido pela elevação da tensão de carga do gerador a 1,3 vezes a tensão de carga que produziu a tensão disruptiva de impulso de alta probabilidade, para impulsos de mesma forma.

Tensão Disruptiva na Frente do Impulso

A tensão disruptiva na frente do impulso é o maior valor de crista da tensão de impulso atingido na frente, antes da disrupção, quando aos terminais do para-raios são aplicados impulsos de uma dada polaridade, cuja tensão cresce linearmente com o tempo, sob uma dada taxa de crescimento.

Tensão Disruptiva de Impulso Atmosférico Normalizado

A tensão disruptiva de impulso atmosférico normalizado é o menor valor de crista de impulso atmosférico que, aplicado aos terminais do para-raios, causa disruptão em todas as aplicações.

Tensão Disruptiva de Impulso de Manobra

A tensão disruptiva de impulso de manobra é o maior entre os valores para ambas as polaridades das tensões disruptivas de alta probabilidade e das tensões disruptivas de impulso de manobra na sobretensão de 1,3²⁴, para impulsos de manobra com três formas, com tempos de frente de 30 a 60 µs, 150 a 300 µs e 1.000 a 2.000 µs, e com tempo até o meio valor não menor do que 2,2 vezes os respectivos tempos de frente.

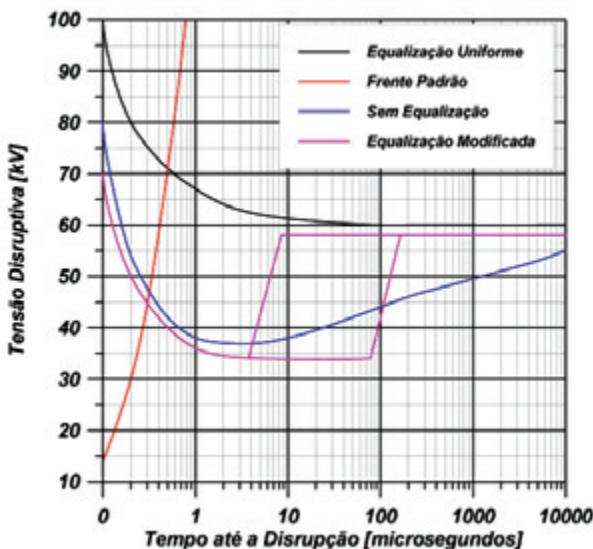


Figura 24 – Característica da tensão disruptiva de centelhadores com vários dispositivos de equalização de potencial

Capacidade de Absorção de Energia

A capacidade de absorção de energia dos para-raios é de grande importância para os sistemas de extra-alta e ultra-alta tensão (EAT & UAT), onde a energia disponível é muito elevada. Normalmente, a capacidade de absorção de energia dos para-raios providos de

²⁴ A princípio, a maior tensão disruptiva deve ocorrer para as maiores taxas de crescimento de tensão. Isto é verdade no que tange os impulsos atmosféricos. No entanto, não é uma verdade absoluta para os impulsos de manobra como mostra a figura 24 que ilustra o comportamento da tensão disruptiva para vários tipos de projetos de centelhadores série. Mesmo levando-se em conta a ausência de característica estatística que deve acompanhar todas as análises de tensões disruptivas, observa-se que em alguns casos aumentos na taxa de crescimento da tensão resultam em reduções no valor médio da tensão disruptiva.

centelhadores não consta dos catálogos, devendo ser obtida diretamente dos fabricantes. Este valor abrange a capacidade dos resistores não lineares e a dos centelhadores, esta limitada pelo início de erosão devido à passagem das correntes, principalmente as de longa duração²⁵, e, geralmente, é da ordem de 5 kW·s por kV de tensão nominal do para-raios.

Características Elétricas dos Para-raios a Óxido Metálico

Tensão Nominal

A tensão nominal de um para-raios é a máxima tensão eficaz, à frequência industrial, aplicável entre os terminais do para-raios, para a qual ele é projetado para operar corretamente sob as condições de sobretensões temporárias estabelecidas nos ensaios de ciclo de operação. O valor da tensão nominal é utilizado como um parâmetro de referência²⁶ para a especificação de suas características de operação. Não tem correspondência com a tensão nominal dos para-raios convencionais com centelhadores a carboneto de silício, pois, em alguns casos, a função do projeto não pode ser aplicada continuamente aos terminais dos para-raios.

Tensão de Operação Contínua

A tensão de operação contínua é a máxima tensão eficaz permitível à frequência nominal, que pode ser aplicada continuamente – por tempo indeterminado – aos terminais do para-raios²⁷.

Característica Tensão Suportável à Frequência Industrial Versus Tempo

Esta característica indica os máximos intervalos de tempo, sob condições específicas, inclusive após a absorção de surtos, para os quais as tensões à frequência industrial

25 Neste caso, uma alternativa plausível na ausência de informações dos fabricantes é utilizar o limite de carga escoada de 1,1 Coulomb.

26 Não confundir com “Tensão de Referência”.

27 O projeto dos para-raios a óxido metálico sem centelhadores é baseado em um parâmetro denominado “Tensão de Referência” que é a tensão em valor de crista que, aplicada aos terminais do para-raios, faz com que circule uma corrente com característica predominantemente resistiva, que começa a mascarar os efeitos da corrente capacitativa e que é denominada “Corrente de Referência”. A corrente de referência depende do projeto do para-raios e assume valores normalmente ao redor de 1 mA de crista – depende da área física dos resistores não lineares, no entanto este é um parâmetro típico. Os valores corretos devem ser obtidos junto aos fabricantes. Via de regra, o valor eficaz da tensão de referência é assumido como o valor da tensão nominal, e este é um artifício muito útil em simulações digitais onde o primeiro par tensão – corrente é “Valor de Crista da Tensão Nominal – 1 mA”. A partir da tensão de referência, é obtida a “Tensão de Operação Contínua”, inicialmente quando de resistores não lineares com dependência da corrente de fuga com a raiz quadrada do tempo de aplicação da tensão, através do “Modelo de Arrhenius – Dakin”. Em resistores não lineares mais modernos, a “Tensão de Operação Contínua” e a “Tensão de Referência” estão conectadas através dos modelos de envelhecimento contra surtos e capacidade de absorção de energia.

podem ser aplicadas aos para-raios sem causar danos ou instabilidade térmica²⁸. Esta característica é de importância na escolha da tensão nominal, e por sua vez da tensão de operação contínua de um para-raios a óxido metálico. Ela pode ser fornecida de duas maneiras distintas: tensão sobre o para-raios *versus* tempo ou tensão prospectiva (sem o para-raios) *versus* tempo. Neste último caso, deve ser fornecida a expectativa de corrente de curto-circuito no ponto de instalação dos para-raios²⁹.

-
- 28 A figura 25 mostra a gama de tensões de operação, aplicada a um para-raios a óxido metálico que, por sua vez, pode ser dividida em quatro possíveis regiões. A primeira área inclui todas as tensões de operação normais, sendo limitadas pela “Máxima Tensão de Operação Contínua – MCOV” do para-raios. Neste caso, para uma operação correta do para-raios, a “Máxima Tensão de Operação Contínua do Sistema”, normalmente definida, como a tensão de operação mais uma margem para contemplar o efeito da regulação de tensão, se encontra obrigatoriamente dentro desta região. Nos sistemas fracamente aterrados ou isolados, devido ao alto valor das sobretensões em frequência nominal, provenientes de faltas, em termos transitórios e de regime permanente, pode ser necessário adotar um para-raios com “Máxima Tensão de Operação Contínua – MCOV”, superior ao acima definido. Na maioria das vezes, o para-raios deve operar por mais de 99% de sua vida útil dentro desta região. Sendo que, devido à pequena corrente de fuga em frequência nominal, a potência consumida é virtualmente desprezível, o que implica um aquecimento mínimo. A temperatura dos resistores a óxido metálico deve sempre alcançar um ponto de operação estável, mesmo quando o para-raios for submetido a esforços que resultam na máxima absorção de energia permitida. A segunda região no espectro de tensões de operação, conforme mostra a figura 25, inclui as tensões de operação anormais, pois são em tese superiores à “Máxima Tensão de Operação Contínua do Sistema”, e se estende até o ponto onde a curva de consumo de potência dos resistores a óxido metálico passa a ser assintótica à curva de dissipação de potência do para-raios. Esta é uma região termicamente estável, porém a capacidade de absorção de energia do para-raios se encontra reduzida e, de fato, na condição limite de estabilidade, denominada “Tensão Limite de Estabilidade”, é virtualmente nula. Devido à capacidade de absorção de energia ser fortemente reduzida, a operação prolongada sob estas condições pode resultar no fenômeno de avalanche térmica *Thermal Runaway*. A única maneira de se evitar a destruição do para-raios por danos térmicos é limitar o tempo de aplicação de tensões superiores a “Região de Tensão de Operação Anormal”, de modo que o maior valor de temperatura atingido durante todo este período seja, no máximo, igual a “Temperatura Limite de Estabilidade”. As fronteiras destas regiões não se encontram formalmente definidas, mas resultam de limitações impostas pelas Normas Técnicas que regem o comportamento dos para-raios, em função das características dos invólucros e das características dos resistores a óxido metálico.
- 29 Quando um para-raios é submetido a uma sobretensão temporária, a corrente descarregada fortemente distorcida pela não linearidade do para-raios é limitada pela impedância do circuito e pela resistência do para-raios. Assim, existem duas maneiras de se medir a tensão. A mais usual é a entre os terminais do para-raios, conectado ao sistema que, por uma razão de coerência de resultados, deveria ser fornecida em valores de crista sob uma determinada distorção harmônica. A outra é de forma prospectiva, ou seja, a tensão que existiria no sistema quando da ausência do para-raios. Neste caso é importante fornecer a impedância do circuito de ensaio ou modelo de cálculo, pois ela atua no sentido de limitar a corrente. De um modo geral, entre um e outro método de medição, observam-se para um mesmo tempo de aplicação de tensão, por exemplo, um segundo, diferenças de amplitude de tensão de 0,1 p.u.

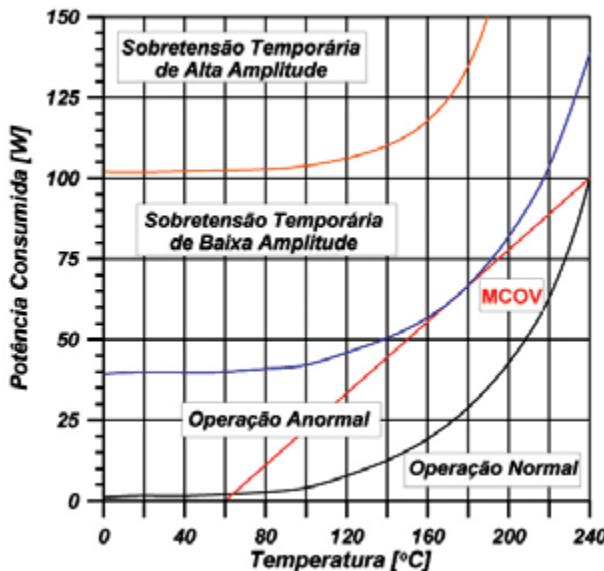


Figura 25 – Espectro de tensões de operação de um para-raios a óxido metálico sem centelhadores

Tensão Residual

A tensão residual é o valor de crista da tensão que surge entre os terminais do para-raios durante a passagem da corrente de descarga. Esta tensão é dependente da forma do impulso aplicado (impulso de corrente íngreme, impulso atmosférico e impulso de corrente de manobra).

Capacidade Máxima de Absorção de Energia

A capacidade máxima de absorção de energia em kJ (kWs) é o valor da maior quantidade de energia em condições preestabelecidas a que pode ser submetido um para-raios, sem que as suas características sofram alterações significativas, após o retorno às condições normais de operação.

Esta característica é de grande importância nos sistemas de extra-alta e ultra-alta tensão (EAT & UAT), onde a energia disponível é muito elevada e devido à possibilidade de repartição de energia entre para-raios de uma subestação, em função da construção, tensão nominal e da corrente de descarga dos para-raios. Estudos demonstram que a capacidade de absorção de energia praticamente independe da forma dos impulsos³⁰. No entan-

³⁰ Os poucos estudos existentes sobre a capacidade de absorção de energia dos para-raios a óxido metálico indicam que a amplitude da máxima corrente de descarga suportável pelos resistores a óxido metálico, de forma simplificada, é inversamente proporcional ao tempo de duração do impulso de corrente, conforme mostra a equação 4. Isso acaba por impor que para esta simplificação que a energia absorvida pelos resistores a óxido metálico, com uma boa aproximação, pode ser assumida como independente da forma do impulso de corrente descarregada.

to, a capacidade de absorção de energia varia com a amplitude das correntes de descarga, conforme mostra a figura 26. Assim, os para-raios a óxido metálico sem centelhadores podem absorver mais energia frente a surtos atmosféricos que frente a surtos de manobra³¹.

$$I_D \approx \frac{K_F}{T_D} \quad (4)$$

I_D = Corrente de descarga no para-raios.

T_D = Tempo de descarga do impulso.

K_F = Fator de forma do impulso.

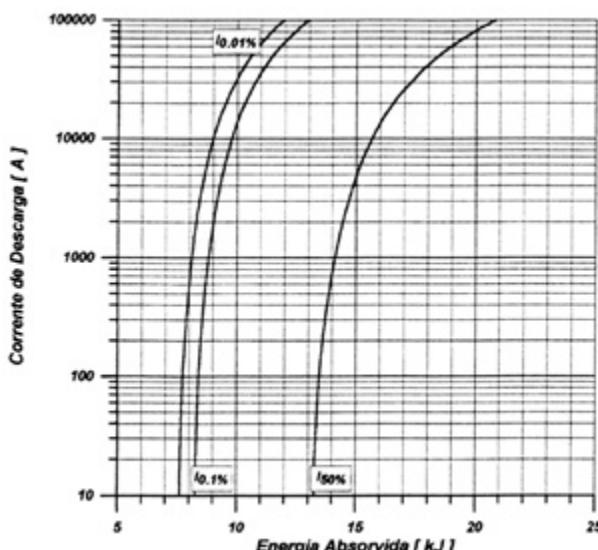


Figura 26 - Energia prospectiva absorvida por um resistor não linear a óxido metálico utilizado na construção de para-raios classe de descarga de linhas II

Geralmente, os para-raios utilizados nos sistemas de extra-alta tensão têm uma capacidade de absorção de energia na faixa de 7 a 8 kW·s por kV de tensão nominal. A classificação da capacidade de absorção de energia dos para-raios também é dada na forma de 5 “Classes de Descarga de Linhas de Transmissão”. Este é um ensaio padronizado nas Normas Brasileiras e Internacionais e tem como base a descarga de linhas artificiais monofásicas uniformemente carregadas, os parâmetros dos circuitos de ensaios podem ser os de sequência positiva, conforme padrão norte-americano ou parâmetros fictícios representando faixas de aplicação e níveis de tensão.

31 Nos casos acima, ou seja, quando se assume que a corrente de descarga é inversamente proporcional ao tempo de descarga, a energia absorvida passa a ser proporcional à tensão residual que, por sua vez, cresce com o aumento da corrente de descarga. Fisicamente, quando os resistores descarregam correntes de maior amplitude que possuem, nestes casos, tempo de descarga reduzido, não têm tempo para se concentrarem. Os fenômenos de concentração de corrente são responsáveis pela redução da capacidade de absorção de energia por meio de choques térmicos. Assim, sob correntes de amplitude elevada, os resistores a óxido metálico têm um comportamento mais uniforme do que frente a correntes de impulso de manobra e, portanto, são capazes de absorver uma maior quantidade de energia

5. ASPECTOS RELACIONADOS COM A SELEÇÃO DE PARA-RAIOS

A seleção de um para-raios para a correta proteção de um equipamento, ou de um grupo de equipamentos, deve levar em consideração uma série de fatores, tais como: tensão máxima de frequência industrial, sobretensões, efeito distância, características de proteção, isolamento dos equipamentos e margens de proteção. Normalmente, estes fatores envolvem aspectos conflitantes e um processo passo a passo é geralmente necessário para a seleção definitiva da tensão nominal de um para-raios.

Operação de um Para-raios

Um para-raios é composto por resistores não lineares, conectados em série com centelhadores (para-raios convencionais a carboneto de silício) ou sem centelhadores (para-raios a óxido metálico). Quando ocorre um surto de tensão, atinge o valor de corte, ou seja, atuação do para-raios (tensão disruptiva dos centelhadores, ou tensão de referência dos resistores a óxido metálico) passa a circular pelo para-raios uma corrente que pode ser aproximada pela equação 5.

$$I = kU^\alpha \quad (5)$$

I = Corrente de descarga no para-raios.

U = Tensão aplicada aos terminais do para-raios.

k = Constante que depende do projeto e da tensão nominal do para-raios.

A constante α está compreendida entre 4 e 6 quando dos resistores não lineares a carboneto de silício, e entre 25 e 30 quando dos resistores não lineares a óxido metálico. Assim, a corrente de descarga pode alcançar vários kA durante o processo de escoamento dos surtos e algumas centenas de ampères após a sua dissipação, devendo o para-raios ser capaz de interromper a corrente subsequente e permanecer sem conduzir, mesmo que submetido a alguma sobretensão temporária, no caso de um para-raios convencional e dissipar a energia absorvida sem entrar em avalanche térmica no caso de um para-raios a óxido metálico sem centelhadores. Geralmente, exceto em casos extremamente especiais, não é permitida mais do que uma operação de escoamento de surtos para os para-raios convencionais. Nos para-raios a óxido metálico, a condução de corrente é permanente, sendo que a amplitude da corrente depende da tensão aplicada a seus terminais. Assim, caso o para-raios seja submetido à sobretensão temporária, a corrente pós-descarga alcança centenas de ampères, havendo condução por vários ciclos. Em operação normal, a corrente é de apenas alguns miliampères³².

32 A equação 6 é um modelo matemático em geral mais consistente para a relação entre tensão e corrente de um resistor não linear a óxido metálico.

$$U = \frac{k_1}{k_2 + \ln(I)} + k_3 I \quad (6)$$

I = Corrente de descarga no para-raios.

U = Tensão aplicada aos terminais do para-raios.

k_1, k_2, k_3 = Constantes que dependem do projeto e da tensão nominal do para-raios.

Máxima Tensão sob Frequência Industrial – TOV

Os para-raios devem ser capazes de suportar a Máxima Sobretenção Temporária – TOV prevista. Existem diversas fontes de TOV que afetam a operação do para-raios. No caso de para-raios com centelhadores, estes devem ser capazes de extinguir a corrente subsequente (Reselar) nas condições de máxima TOV prevista. Para para-raios a óxido metálico sem centelhadores, devem ser considerados tanto os valores da amplitude quanto a duração das sobretenções temporárias. A combinação desses dados deve ser igual ou inferior à capacidade do para-raios definida nas curvas correspondentes à “Capacidade de TOV” fornecidas pelos fabricantes.

A fonte mais comum da TOV é a elevação da tensão nas fases sãs durante uma falta fase-terra. As curvas da figura 21 podem ser usadas de forma a determinar rapidamente as sobretenções temporárias durante condições de falta em aplicações envolvendo linhas curtas operando em tensões de até 242 kV.

Os números adjacentes para cada uma das curvas da figura 21 são os fatores de aterramento em valor percentual. A partir dos valores conhecidos de R_0/X_1 e X_0/X_1 , determina-se o fator de aterramento correspondente interpolando entre as curvas, se necessário. Multiplica-se o fator de aterramento pela máxima tensão fase-fase de operação do sistema, de forma a determinar a sobretenção temporária para a terra no ponto de falta. Alternativamente, a tensão pode ser calculada através das equações a seguir (I a VII), utilizando-se impedâncias equivalentes do sistema vistas do ponto da falta. Os efeitos dos reatores em derivação, capacitores série e em derivação e capacitâncias distribuídas de linhas devem ser incluídos ou levados em consideração nos cálculos, caso sejam significativos. Isto é particularmente utilizado para aplicações envolvendo linhas longas e linhas de extra-alta tensão. Caso as linhas possuam capacitância em derivação elevada, pode haver um aumento adicional significativo da tensão devido à corrente de carga capacitativa, aos harmônicos devido à saturação de transformadores e, com menor frequência, aos efeitos de ressonância.

Essas equações podem ser utilizadas para o cálculo dos Coeficientes de Aterramento – CAT. As equações são aplicáveis para $Z_1 = Z_2$ e não incluem o efeito da resistência de falta.

Falta Fase – Terra – Fase A.

$$CAT_{Fase-B} = \frac{1}{2} \left[\frac{\sqrt{3}k}{2+k} + j1 \right] \quad (I)$$

$$CAT_{Fase-C} = \frac{1}{2} \left[\frac{\sqrt{3}k}{2+k} - j1 \right] \quad (II)$$

Falta Fase – Fase – Terra – Fases B e C.

$$CAT_{Fase-A} = \frac{\sqrt{3}k}{1+2k} \quad (III)$$

$$k = \frac{Z_0}{Z_1} = \frac{R_0 + jX_0}{R_1 + jX_1} \quad (IV)$$

De modo geral, a resistência de falta tende a reduzir o Coeficiente de Aterramento – CAT, exceto nos sistemas que apresentam resistência reduzida. De modo a incluir a resistência de falta – RF, a definição da constante k deve ser modificada segundo as equações a seguir:

Falta Fase – Terra.

$$k = \frac{R_0 + R_F + jX_0}{R_1 + R_F + jX_1} \quad (V)$$

Falta Fase – Fase – Terra.

$$k = \frac{R_0 + 2R_F + jX_0}{R_1 + 2R_F + jX_1} \quad (VI)$$

R_F = Resistência de Falta

As sobretensões nas fases sãs, devido à ocorrência de faltas, podem ser determinadas por:

$$TOV = CAT U_{FT} \quad (VII)$$

TOV = Sobretensão nas fases sãs.

CAT = Coeficiente de aterrramento.

U_{FT} = Tensão fase-terra do sistema antes da falta.

Seleção da Tensão Nominal do Para-raios por Tentativa

No caso de para-raios com centelhadores, a escolha por tentativa da tensão nominal é baseada na máxima TOV fase-terra. Esta tensão nominal tem que ser pelo menos igual ao valor da máxima sobretensão temporária fase-terra, de modo que o para-raios interrompa a corrente subsequente do sistema³³. No caso de para-raios para subestação, recomenda-se, quando possível, que a tensão nominal tenha um valor pelo menos 25% superior à máxima tensão fase-terra. O uso de para-raios com baixa tensão nominal pode resultar em excessivas taxas de falha dos para-raios em operação.

A tensão nominal do para-raios a óxido metálico sem centelhadores pode ser selecionada por tentativa baseando-se nos valores de TOV, MCOV, e duração do surto de manobra.

A seleção das tensões nominais dos para-raios baseadas na máxima tensão do sistema assume que, em serviço, a tensão máxima do sistema é excedida apenas em condições anormais de operação, e por períodos de acordo com a capacidade TOV do para-raios. Entretanto, se a tensão máxima do sistema utilizada na determinação das sobretensões temporárias é frequentemente excedida, aumentando a probabilidade de operação do para-raios durante tais condições, pode ser necessária a utilização de um para-raios com tensão nominal superior. Outras causas de TOV³⁴ requerem considerações específicas. Desta forma, as regras não são aplicáveis ou válidas.

Se algum ponto de aterramento pode ser desconectado por seccionalização, o efeito do fator de aterrramento e a característica nominal do para-raios devem ser verificados.

Um sistema com frequência nominal inferior a 48 Hz ou superior a 62 Hz pode requerer consideração especial no projeto ou aplicação de para-raios e deve ser objeto de discussão entre o fabricante e o comprador.

Um resumo dos passos, fluxograma, necessários para selecionar para-raios, é fornecido nos quadros 1 e 2, quando de para-raios com centelhadores e para-raios a óxido metálico sem centelhadores, respectivamente.

- Selecionar um para-raios e determinar suas características de proteção.
- Selecionar (ou determinar) a suportabilidade do isolamento.
- Calcular a coordenação de isolamento.

³³ Este critério é, usualmente, considerado, com exceção de algumas aplicações em sistemas de extra-alta tensão (EAT), quando determinados fabricantes asseguram que os seus para-raios têm capacidade de suportar sobretensões temporárias acima da tensão nominal, para a qual foram projetados.

³⁴ Em geral, embora não limitadas a estas, devem ser investigadas as seguintes condições de sobretensões: Perda de aterrramento do neutro em um sistema normalmente aterrado; Perda súbita de carga ou sobrevelocidade do gerador ou ambos; Efeitos ressonantes e indução de circuitos paralelos; Contatos accidentais com condutores de sistemas de tensão superior.

Outras sequências e procedimentos podem ser igualmente aceitáveis. O objetivo é a avaliação da coordenação de isolamento. Tensões suportáveis podem ser selecionadas por comparação de características de certos para-raios, ou em função da isolação existente.

Seleção da Classe do Para-raios – Classificação

A classe do para-raios deve ser selecionada com base no nível de proteção requerido (ver tabelas 7 e 8) e os demais dados descritos abaixo:

- Tensões nominais disponíveis.
- Limite da corrente de alívio de sobrepressão, ou de suportabilidade a faltas, o qual não pode ser excedido pela amplitude e duração das correntes de curtos-circuitos existentes no ponto de localização do para-raios.
- Características de durabilidade (ver tabelas 7 e 8) que são adequadas aos requisitos de sistema.

A classe do para-raios selecionada pode ser influenciada pela importância da subestação ou do equipamento a ser protegido. Por exemplo, para-raios classe estação devem ser utilizados em grandes subestações; para-raios classe intermediária de absorção de energia podem ser utilizados em subestações menores, em linhas e em postes terminais de subtransmissão de 138 kV e abaixo; para-raios classe distribuição devem ser utilizados em subestações de distribuição pequenas para proteção de seus barramentos.

Deste modo, os para-raios são classificados pela sua corrente de descarga nominal, capacidade de descarga de linhas de transmissão e suportabilidade a corrente de faltas (Alívio de sobrepressão, ou Capacidade de curto-círcito). Com relação ao primeiro parâmetro, os para-raios classificam-se como:

a) Para-raios convencionais a carboneto de silício com centelhadores:

- classe estação: 20 kA, 15 kA e 10 kA (serviço pesado e serviço leve).
- classe distribuição: 5 kA.
- classe secundária: 1,5 kA.

b) Para-raios a óxido metálico sem centelhadores:

- classe estação: 20 kA e 10 kA.
- classe distribuição: 10 kA e 5 kA.

Quadro 1 – Resumo dos Procedimentos para a Seleção e Coordenação de Isolamento com a Utilização de Para-raios com Centelhadores

I – SELEÇÃO DO PARA-RAIOS POR TENTATIVA

- 1) Determinar a Máxima Sobretenção Temporária – TOV:
 - a) Calcular a TOV com o auxílio das curvas de relação R0/X1 e X0/X1, como mostrado na figura 21, ou através de expressões simplificadas, ou ainda estudos de sistemas.
 - b) Avaliar o efeito de rejeições de carga, manobras, ressonância, saturação e possibilidade de perda de referência de terra.
 - c) Verificar a probabilidade de o sistema operar frequentemente sem níveis de tensão superiores ao seu máximo nível de tensão de operação, frequência anormal ou desconexão da referência de terra.

Regra: A tensão nominal do para-raios é usualmente maior ou igual à "Máxima Sobretenção Temporária – TOV".

2) Selecionar a Classe do Para-raios

Considerar:

- a) Capacidade do dispositivo de alívio de pressão maior ou igual à corrente de falta do sistema.
- b) Solicitações de Impulso Atmosférico.
- c) Solicitações de Impulso de Manobra (apenas para Para-raios de Estação e Intermediários).
- d) Requisitos de Confiabilidade.

Regra: Deve ser selecionada uma classe de para-raios que tenha a faixa de tensão desejada e que preencha os requisitos de durabilidade e confiabilidade do sistema.

II – DETERMINAÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DE PROTEÇÃO DO PARA-RAIOS SELECIONADO

Regra: Quando disponível utilize os dados do Fabricante do Para-raios selecionado.

- 1) Utilizar os dados da tabela 7 para estudos genéricos. Para a seleção da amplitude das correntes de descarga.
- 2) Definir os três níveis de proteção padrão do para-raios.
 - a) Tensão Disruptiva de Frente de Onda (TDO).
 - b) O maior valor entre a Tensão Disruptiva para onda 1,2/50 μ s e a Tensão Residual para Impulso Atmosférico sob corrente de descarga nominal (URA).
 - c) O maior valor entre o Tensão Disruptiva para Impulso de Manobra e a Tensão Residual para este tipo de impulso (URM).
- 3) Utilizar os valores acima determinados nos itens VI.1 e VI.2, dependendo da aplicação.

III – LOCALIZAÇÃO DOS PARA-RAIOS EM RELAÇÃO AO EQUIPAMENTO PROTEGIDO

- 1) Entrada de Linhas Não blindadas: posicionar os Para-raios tão próximo quanto possível dos transformadores; considerar a utilização de centelhadores de entrada de linha ou para-raios.
- 2) Entrada de Linhas Blindadas: posicionar os Para-raios de forma a otimizar a proteção para todos equipamentos.

IV – DETERMINAÇÃO DA TENSÃO NO EQUIPAMENTO PROTEGIDO

A tensão imposta ao equipamento protegido será maior que a do para-raios, devido ao efeito distância.

- 1) Se a soma do comprimento do cabo de conexão do para-raios (L) com o cabo de conexão do transformador (S) não for maior que os valores da tabela 5, o efeito distância pode ser ignorado.
- 2) Quando não for este o caso, a tensão imposta ao equipamento poderá ser avaliada por meio de estudos transitórios ou modelos simplificados.

V – DETERMINAÇÃO SUPORTABILIDADE ISOLAMENTO

- 1) A maioria dos equipamentos tem sua Tensão Suportável Nominal a Impulso Atmosférico (TSNIA) estabelecida por meio de níveis de tensão normalizados ou por ensaios especiais.
- 2) A Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico Cortado (TSNIAC) para transformadores imersos em óleo é 1,1 a 1,15 vezes TSNIA. ATENÇÃO: Transformadores isolados a seco podem apresentar relações inferiores entre TSNIAC e TSNIA;
- 3) A Tensão Suportável Nominal a Impulso de Manobra (TSNIM) é de 0,75 a 0,90 vezes TSNIA para transformadores e de 0,63 a 0,69 vezes TSNIA para disjuntores 362-765 kV.

VI – ANÁLISE DE COORDENAÇÃO

- 1) Quando o efeito de separação (ver item IV) pode ser desconsiderado, cada um dos seguintes critérios deve ser atendido:
 - PR (1): $TSNIAC/TDFO \geq 1,2$
 - PR (2): $TSNIA/NPROTIA \geq 1,2$
 - PR (3): $TSNIM/NPROTIM \geq 1,15$

Como alternativa, pode-se ainda utilizar curvas de coordenação.

- 2) Caso o efeito de separação não possa ser desconsiderado:
 - a) Encontrar a tensão UT no equipamento, utilizando estudos de transitórios, ou métodos simplificados. No caso da frente ser tal que a disruptão ocorra em até 3 μ s, calcular UT baseado na TDFO e usar a fórmula PR (1S) do subitem (b) apresentado abaixo. Caso contrário, calcular UT baseado na URA, de acordo com o item II - subitem (2b), e usar a fórmula PR (2S) do subitem (b) a seguir.
 - b) Atender aos seguintes critérios:
 - PR (1S): $TSNIAC/Ut \geq 1,15$
 - PR (2S): $TSNIA/Ut \geq 1,15$ ou
 - PR (3S): $TSNIM/NPROTIM \geq 1,15$
- 3) Se o critério de VI(1) ou VI(2b), conforme a aplicação, não puder ser atendido:
 - a) Utilizar para-raios com Níveis de Proteção a Impulso Atmosférico (NPROTIA) ou de Manobra (NPROTIM) inferiores.
 - b) Modificar a localização do para-raios para reduzir a distância de separação.
 - c) Usar tensão de suportabilidade maior.
 - d) Melhorar a blindagem.
 - e) Acrescentar para-raios.

Fonte: ANSI, IEEE C.62.2 – IEEE Guide for the Application of Gapped Silicon – Carbide Surge Arresters for Alternating Current Systems.

Tabela 7 - Características de Proteção e Durabilidade dos Para-raios com Centelhadores – Classe Estação

Para-raios Classe Estação	Tensão Nominal (kV _{EF})	Nível de Proteção*			Características de Durabilidade**			
		Faixa de Aplicação	Tensão Disruptiva na Frente do Impulso	Tensão Disruptiva sob Impulso Normalizado	Tensão Residual sob Impulso de Manobra	Corrente de Descarga Nominal	Ensaios de Descarga de Linhas	Corrente de Amplitude Elevada
Valor por Unidade da Tensão de Pico da Tensão Nominal do Para-raios								
3 - 9	2,2 - 12,47	2,24 - 4,24	1,89 - 3,30	Ensaios não Requerido	1,57 - 1,77 1,57 - 1,70	10 10	240	65
12 - 15	13,2 - 18	2,12 - 2,83	1,89 - 2,42				240	65
21 - 48	18 - 46	2,09 - 2,56	1,80 - 2,29				240	65
60 - 120	69 - 138	1,99 - 2,24	1,60 - 1,94	1,60 - 1,80	1,56 - 1,69 1,56 - 1,69	10 10	240	65
144 - 240	161 - 287	1,83 - 2,22	1,57 - 1,70	1,57 - 1,61	1,56 - 1,79 1,56 - 1,79	10 10	280	65
258 - 312	345	2,06 - 2,17	1,56 - 1,70	1,57 - 1,61	1,56 - 1,58 1,56 - 1,58	10 10	320	65
372 ou superior	500 ou superior	1,94 - 2,10	1,65 - 1,70	1,44 - 1,58	1,54 - 1,60 1,54 - 1,60	10 10	320	65
km ^[2]								
kA ^[3]								
kA ^[4]								

* Valores por unidade são retirados de valores específicos retirados da literatura dos fabricantes. Nível de proteção (kV) = Valor por Unidade x Tensão Nominal x √2. Por exemplo, a Tensão Disruptiva na Frente do Impulso para um para-raios de 258 kV é (2,06 à 2,17) x 258 x √2 = 752 a 792 kV.

** Estas características se referem à capacidade do para-raios em se proteger dos seguintes eventos:

[1] Corrente Subsequente.

[2] O comprimento de linha que um para-raios pode descarregar é a medida de sua capacidade de suportar impulsos de manobra. A seguinte relação é aplicável a linhas aéreas de transmissão:

$$D = D_L \frac{Z}{Z_L} \left(\frac{E_L}{S} \right)^2$$

Onde:

D = Comprimento da linha [km]

Z = Impedância de Surto da Linha

S = Sobretensão de Manobra em p.u. da tensão fase-terra em valor de crista.

E_L , Z_L e D_L = Valores obtidos da ANSI IEEE C.62.1 - IEEE Standard for Gapped Silicon - Carbide Surge Arresters for AC Power Circuits. A equação acima é válida para valores dos parâmetros em torno de 25% dos publicados. Sistemas subterrâneos podem requerer atenção especial devido aos baixos valores de impedância de surto.

[3] Impulsos Atmosféricos Severos. A referência Brasileira para esse valor é 100 kA.

[4] Máxima corrente de fártia na barra.

*** Para aplicações em sistemas onde os níveis de fártia são superiores a 40 kA, valores de 45 kA, 50 kA, 50 ka ou 60 ka devem ser utilizados.

Quadro 2 – Resumo dos Procedimentos para a Seleção e Coordenação de Isolamento com a Utilização de Para-raios sem Centelhadores

I – SELEÇÃO DO PARA-RAIOS POR TENTATIVA

- 1) Determinar a Máxima Tensão Fase Terra do Sistema.
 - 2) Calcular a TOV com o auxílio das curvas de relação R_0/X_1 e X_0/X_1 , como mostrado na figura 21, ou através de expressões simplificadas, ou ainda estudos de sistemas.
- Nota:**
- a) Avaliar o efeito de rejeições de carga, manobras, ressonância, saturação e possibilidade de perda de referência de terra.
 - b) Verificar a probabilidade de o sistema operar frequentemente sob níveis de tensão superiores ao máximo nível de tensão de operação do sistema, frequência anormal ou desconexão da referência de terra.
- 3) Determinar a Solicitação de Energia imposta ao para-raios, detalhadamente através de estudos específicos de Transítórios Eletromagnéticos.

Regras:

- A Máxima tensão de operação contínua do para-raios deve ser no mínimo igual à máxima tensão fase terra do sistema.
 - A máxima suportabilidade do para-raios frente a sobre-tensões sustentadas deve ser no mínimo igual à máxima tov do sistema.
 - A capacidade de absorção de energia do para-raios deve ser no mínimo igual à energia imposta pelo sistema.
- 2) Selecionar a Classe do Para-raios. Considerar:
 - a) Capacidade do dispositivo de alívio de pressão ou a suportabilidade a correntes de falta maior ou igual à corrente de falta do sistema.
 - b) Solicitações de Impulso Atmosférico.
 - c) Solicitações de Impulso de Manobra (apenas para Para-raios de Estação e Intermediários).
 - d) Requisitos de Confiabilidade.

Regra: Deve ser selecionada uma classe de para-raios que tenha a faixa de tensão desejada, e que preencha os requisitos de durabilidade e confiabilidade do sistema.

II – DETERMINAÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DE PROTEÇÃO DO PARA-RAIOS SELECIONADO

Regra: Quando disponível utilize os dados do Fabricante do Para-raios selecionado.

- 1) Utilizar os dados da tabela 8 para estudos genéricos. Para a seleção da amplitude das correntes de descarga veja a equação 3.
- 2) Definir os três níveis de proteção padrão do para-raios
 - a) Tensão Residual para Impulsos com frente íngreme,
 - b) Tensão Residual para Impulso Atmosférico sob corrente nominal (URA).
 - c) Tensão Residual para Impulso de Manobra (URS).
- 3) Utilizar os valores acima determinados nos itens VI.1 e VI.2, dependendo da aplicação.

III – LOCALIZAÇÃO DOS PARA-RAIOS EM RELAÇÃO AO EQUIPAMENTO PROTEGIDO

- 1) Entrada de Linhas Não blindadas: posicionar os para-raios tão próximo quanto possível dos transformadores; considerar a utilização de centelhadores de entrada de linha ou para-raios.
- 2) Entrada de Linhas Blindadas: posicionar os para-raios de forma a otimizar a proteção para todos equipamentos.

IV – DETERMINAÇÃO DA SUPORTABILIDADE DO ISOLAMENTO

- 1) A maioria dos equipamentos tem sua Tensão Suportável Nominal a Impulso Atmosférico (TSNIA) estabelecida por meio de níveis de tensão normalizados ou por ensaios especiais.
- 2) A Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico Cortado (TSNIAC) para transformadores imersos em óleo é 1,1 a 1,15 vezes TSNIA; ATENÇÃO: Transformadores isolados a seco podem apresentar relações inferiores entre TSNIAC e TSNIA.
- 3) A Tensão Suportável Nominal a Impulso de Manobra (TSNIM) é de 0,75 a 0,90 vezes TSNIA para transformadores e de 0,63 a 0,69 vezes TSNIA para disjuntores 362-765 kV.

V – DETERMINAÇÃO DA TENSÃO NO EQUIPAMENTO PROTEGIDO

A tensão imposta ao equipamento protegido será maior que a do para-raios, devido ao efeito distância.

- 1) Se a soma do comprimento do cabo de conexão do para-raios (L) com o cabo de conexão do transformador (S) não for maior que os valores da tabela 9, o efeito distância pode ser ignorado.
- 2) Quando não for este o caso, a tensão imposta ao equipamento poderá ser avaliada por meio de estudos transitórios ou modelos simplificados.

VI – ANÁLISE DE COORDENAÇÃO

- 1) Quando o efeito de separação (ver item V) pode ser desconsiderado, cada um dos seguintes critérios deve ser atendido:
 - PR (1): $TSNIAC/TDO \geq 1,2$
 - PR (2): $TSNIA/NPROTIA \geq 1,2$
 - PR (3): $TSNIM/NPROTIM \geq 1,15$

Como alternativa, pode-se ainda utilizar curvas de coordenação.

- 2) Caso o efeito de separação não possa ser desconsiderado, encontrar a tensão UT no equipamento, utilizando estudos transitórios ou modelos simplificados.
 - a) Nos casos onde o tempo de frente da tensão entre os terminais do para-raios for igual ou inferior à $3\mu s$:
PR (S1): $TSNIAC/UT \geq 1,15$

Quando da inexistência de um valor para a suportabilidade na frente do impulso – TSNIAC – para o equipamento estudado, proceder conforme a seguir:

- b) Nos casos onde o tempo de frente da tensão entre os terminais do para-raios for superior à $3\mu s$:
PR (S2): $TSNIA/UT \geq 1,15$ ou
PR (S3): $TSNIM/NPROTIM \geq 1,15$
- 3) Se o critério de VI (1) ou VI (2b), conforme a aplicação, não puder ser atendido.
 - a) Utilizar para-raios com Níveis de Proteção a Impulso Atmosférico (NPROTIA) ou de Manobra (NPROTIM) inferiores.
 - b) Modificar a localização do para-raios para reduzir a distância de separação.
 - c) Usar tensão de suportabilidade maior.
 - d) Melhorar a blindagem.
 - e) Acrescentar para-raios.

Tabela 8 – Características de Proteção e Durabilidade dos Para-raios sem Centelhadores – Classe Estação

Para-raios Classe Estação	Operação em Regime Permanente			Nível de Proteção*			Características de Durabilidade**		
	Tensão Máxima do Sistema [Fase - Fase] (kV _{EF})	Tensão Máxima do Sistema [Fase - Terra] (kV _{EF})	Mínimo Valor da Máxima Tensão de Operação Contínua (kV _{EF})	Tensão Nom. de Ciclo de Operação (kV _{EF})	Tensão Residual l.íngreme 0,5μs ^[1]	Tensão Residual 10kA 8 x 20μs ^[1]	Tensão Residual sob Impulso de Manobra ^[2]	Ensaios de Descarga de Linhas (km)	Corrente de Amplitude Elevada (kA) ^[3]
Valor em por Unidade da Tensão de Pico da Máxima Tensão de Operação Contínua do Para-raios – MC0V									
4,37	2,52	2,55	3 –	2,32 – 2,48	2,10 – 2,20	1,70 – 1,85	240	65	40 – 65
8,73	5,04	5,1	6 – 9	2,33 – 2,48	1,97 – 2,23	1,70 – 1,85	240	65	40 – 65
13,1	7,56	7,65	9 – 12	2,33 – 2,48	1,97 – 2,23	1,70 – 1,85	240	65	40 – 65
13,9	8,00	7,65	9 – 15	2,33 – 2,48	1,97 – 2,23	1,70 – 1,85	240	65	40 – 65
14,5	8,37	8,4	10 – 15	2,33 – 2,48	1,97 – 2,23	1,70 – 1,85	240	65	40 – 65
26,2	15,12	15,3	18 – 27	2,33 – 2,48	1,97 – 2,23	1,70 – 1,85	240	65	40 – 65
36,2	20,92	22	27 – 36	2,43 – 2,48	1,97 – 2,23	1,70 – 1,85	240	65	40 – 65
48,3	27,89	29	36 – 48	2,43 – 2,48	1,97 – 2,23	1,70 – 1,85	240	65	40 – 65
72,5	41,86	42	54 – 72	2,19 – 2,40	1,97 – 2,18	1,64 – 1,84	240	65	40 – 65
121	69,86	70	90 – 120	2,19 – 2,40	1,97 – 2,18	1,64 – 1,84	240	65	40 – 65
145	83,72	84	108 – 144	2,19 – 2,39	1,97 – 2,17	1,64 – 1,84	240	65	40 – 65
169	97,57	98	120 – 172	2,19 – 2,39	1,97 – 2,17	1,64 – 1,84	280	65	40 – 65
242	139,72	140	172 – 240	2,19 – 2,36	1,97 – 2,15	1,64 – 1,84	280	65	40 – 65
362	209,00	209	258 – 312	2,19 – 2,36	1,97 – 2,15	1,71 – 1,85	320	65	40 – 65
550	317,54	318	396 – 564	2,01 – 2,25	2,01 – 2,25	1,71 – 1,85	320	65	40 – 65
800	461,88	462	576 – 612	2,01 – 2,25	2,01 – 2,25	1,71 – 1,85	320	65	40 – 65

Fonte: ANSI, IEEE C.62.22 – IEEE Guide for the Application of Metal Oxide Surge Arresters for Alternating Current Systems

[1] Frente equivalente de um impulso de tensão com frente de 0,5 μs. O nível de proteção é a máxima tensão residual para uma corrente de descarga de 10 kA nos para-raios com tensão de ciclo de serviço entre 396 e 564 kV e 20 kA nos para-raios com tensão de ciclo de serviço entre 576 e 612 kV, conforme ANSI, IEEE C.62.11 – IEEE Guide for the Application of Metal Oxide Surge Arresters for AC Power Circuits.

[2] As características de proteção frente a impulsos de manobras são baseadas em correntes de classificação de 500 A e frente de 45 μs a 60 μs quando de para-raios com tensão nominal entre 3 e 108 kV, 1000 A nos para-raios com tensão nominal entre 120 e 240 kV e 2.000 A nos para-raios com tensão superior a 240 kV - ANSI, IEEE C.62.11 – IEEE Guide for the Application of Metal Oxide Surge Arresters for AC Power Circuits.

[3] Impulsos Atmosféricos Severos. A referência Brasileira para esse valor é 100 kA.

[4] Valores nos para-raios em porcelana e fechamento somente no flange inferior não são padronizados.

Tabela 9 – Máxima Distância de Separação para uma Subestação com 1 Linha e 1 Transformador^{[1],[2]}

TSNIA (kV)	42 - 48 - 57	70 - 76 - 84	98 - 106 - 115	131 - 140 - 144	152 - 181 - 190	209 - 212 - 220	230 - 235 - 245	318 - 335 - 353	372 - 462 - 470 - 485
MCOV (kV)									
250	15 - 8 - 3								
350	55 - 32 - 17	7 - 4							
450		20 - 14 - 9	4 - 2						
550	44 - 31 - 21	12 - 8 - 5							
650		41	22 - 16 - 12	6 - 4					
750			39 - 29 - 21	12 - 9 - 8	6				
825			14 - 12	10 - 4 - 2					
900			20 - 18	14 - 7 - 5	3				
1.050					8 - 7 - 6	5 - 4 - 3			
1.175					14 - 12 - 11	9 - 8 - 7	2 - 1		
1.300							6 - 4 - 2		
1.475									
1.550								11 - 8 - 6	4
1.675								16 - 13 - 11	8
1.800								22 - 19 - 16	13 - 2
1.925									6 - 5 - 3
2.050									10 - 9 - 4

[1] Esta tabela tem por base as seguintes considerações:

- Uso de para-raios Classe 1 estação.
- Uso de 0,5 μs como tempo para a crista da corrente quando da definição NPROTFO.
- Uso de condutores de conexão dos para-raios com 7,6 metros.

[2] Diferentemente do que se verifica para os para-raios convencionais a carboneto de silício com centelhadores, a tabela 9 foi desenvolvida para a conexão de um para-raios a óxido metálico sem centelhadores a um transformador. Neste caso, é perdido o efeito que existe da atenuação da frente dos impulsos associada com a conexão de várias linhas a um barramento. No entanto, esta tabela é recomendada para uma primeira análise da coordenadação de isolamentos com para-raios a óxido metálico. Modelos e resultados mais detalhados devem ser desenvolvidos caso necessário.

Características de Proteção

Nos para-raios com centelhadores, os níveis de proteção são determinados pelas tensões disruptivas ou residuais³⁵; já nos para-raios a óxido metálico sem centelhadores, somente pelas tensões residuais. Segundo a Normalização Brasileira, os seguintes níveis de proteção devem ser considerados:

- **Nível de Proteção na Frente de Onda (NPROTFO)** – O maior valor de tensão disruptiva na frente do impulso ou de tensão residual para impulsos com frente íngreme, sob a corrente de descarga nominal da classe definida.
- **Nível de Proteção de Impulso Atmosférico (NPROTIA)** – O maior valor de tensão disruptiva a impulso atmosférico com forma $1,2 \times 50 \mu s$ ou a tensão residual do para-raios que resulta numa onda de corrente com forma $8 \times 20 \mu s$.
- **Nível de Proteção de Impulso de Manobra (NPROTIM)** – O maior valor de tensão disruptiva a impulso de manobra ou a tensão residual do para-raios que resulta de uma onda de corrente com tempo de crista entre $45 \mu s$ a $60 \mu s$.

Os fatores que afetam a seleção das correntes de descarga para a determinação das tensões residuais incluem:

- A importância e o grau de proteção desejado: A confiabilidade da proteção é elevada quando são utilizados níveis de proteção baseados em amplitudes de corrente e taxas de crescimento mais elevadas.
- O nível de isolamento da linha: O nível de corrente de descarga atmosférica aumenta com a elevação do isolamento das linhas (por exemplo, isolação plena em estrutura de madeira³⁶), a menos que a descarga ocorra tão próxima do para-raios que a impedância e o nível de isolamento da linha não possam influenciar no surto.
- A probabilidade de ocorrência de correntes de descarga mais elevadas: A amplitude das correntes de descargas atmosféricas varia sobre uma ampla faixa de valores. Linhas em áreas de alto nível ceráunico tem uma alta probabilidade de serem atingidas por descargas atmosféricas de valores elevados.
- O desempenho da linha em regiões com descargas atmosféricas: As correntes de coordenação e taxas de crescimento são funções das descargas de retorno e falhas de blindagem das linhas (ou taxas de descarga direta de linhas não blindadas) que ocorrem até uma distância limitada da subestação. A amplitude da corrente de coordenação, bem como a taxa de crescimento cresce (decresce) para altas (baixas) taxas de falha.

35 Para-raios convencionais com centelhadores a carboneto de silício possuem tensões disruptivas e residuais. Em geral, para a avaliação dos níveis de proteção somente são consideradas as tensões residuais contra impulsos atmosféricos. No entanto, no caso de para-raios com centelhadores ativos para sistemas de extra-alta e ultra-alta tensão é conveniente verificar as tensões residuais quando das descargas de linha. Para-raios sem centelhadores a óxido metálico só possuem tensões residuais.

36 Na maioria dos casos, a suportabilidade frente a impulsos atmosféricos oferecida pela madeira é tabulada na literatura na condição seca. Ensaios em laboratório têm demonstrado que este valor depende fortemente das condições da superfície da madeira e do grau de umidade. Sob condições de chuva, o valor também é reduzido. Deste modo, na ausência de ensaios específicos, é conveniente considerar os valores relatados como otimista.

Além dos itens acima descritos, deve se levar em consideração: a corrente de descarga atmosférica, a resistência de aterramento ao ponto de impacto, distância do para-raios ao ponto de incidência, impedância de surto da linha, número e localização das descargas disruptivas na linha, características da descarga disruptiva na isolação da linha e tensão residual no para-raios.

Correntes Recomendadas de Coordenação para Surtos Atmosféricos

As correntes de coordenação apropriadas para surtos atmosféricos dependem fortemente da eficiência da blindagem da linha.

Correntes Recomendadas para Subestações Blindadas com Linhas Blindadas em Toda a sua Extensão

O desempenho de linhas blindadas frente a descargas atmosféricas é definido pelas suas taxas de falhas de blindagem e de descarga de retorno. Se a posição do(s) cabo(s) para-raios em relação aos condutores fase é tal que a linha possa ser considerada como efetivamente blindada (protegida por descargas diretas), então o número de falhas da linha devido às descargas diretas aos condutores de fase é desprezível, sendo então as descargas de retorno o mecanismo predominante sobre a isolação da linha.

A tabela 10 contém correntes de coordenação consideradas satisfatórias para maioria das condições de sistemas, em função da classe de tensão.

Tabela 10 – Correntes recomendadas para determinação da tensão residual em subestações blindadas com chegadas de linhas blindadas

Tensão Máxima do Sistema (kV)	Corrente de Coordenação (kA)
15,0 - 14,6 padrão NBR	*
36,2	*
72,5	5
145	5
242	10
362	10
550	15
800	20

* Geralmente linhas não blindadas

Correntes de Descargas para Linhas Blindadas Apenas em um Trecho a Partir da Subestação

Quando a blindagem não abrange toda a extensão da linha, torna-se provável uma maior corrente de descarga nos para-raios. Na estimativa da probabilidade da corrente de descarga do para-raios é necessário considerar:

- A densidade de descargas para a terra.
- A probabilidade de descargas na linha que excedem um valor determinado.
- O percentual da corrente de descarga total que flui através do para-raios.

A densidade de descargas para terra e a probabilidade de descargas na linha podem ser definidas utilizando-se os métodos probabilísticos. As descargas para a terra podem também ser obtidas através de mapas de densidade de descargas, se disponível para a região desejada.

Encontram-se na tabela 11 orientações conservativas para o percentual da corrente de descarga total que flui através do para-raios:

Tabela 11 – Percentagem das correntes descarregadas pelos para-raios

Extensão da blindagem da linha a partir da subestação [km]	Percentual da corrente de descarga atmosférica que flui através do para-raios
0,8	50
1,6	35
2,4	25

Correntes de Descarga em Subestações Onde as Linhas Não São Blindadas

Linhas sem qualquer blindagem são geralmente limitadas a:

- Linhas de tensão mais baixas (34,5 kV e abaixo).
- Linhas localizadas em áreas de baixa densidade de descarga atmosférica a terra.

A probabilidade de os para-raios instalados em estações de baixa tensão serem submetidos a altas correntes e taxas de crescimento pode ser elevada em áreas de alta densidade de descarga atmosférica a terra. Nestes casos, a corrente de coordenação não deve ser inferior a 20 kA. Em regiões com condições ainda mais severas (por exemplo, nível ceráunico 40) devem ser considerados valores ainda maiores para a corrente de coordenação.

Para linhas localizadas em áreas de baixa densidade de descarga atmosférica a terra, as correntes de coordenação podem ser similares àquelas para linhas completamente blindadas em áreas de alta densidade de descargas para terra. Neste caso, não há guia específico recomendado, sendo necessários estudos especiais.

Finalmente, a característica de proteção dos para-raios é, usualmente, apresentada como uma curva tensão *versus* tempo para ocorrer a disruptão dos centelhadores e, geralmente, pode ser obtida junto aos fabricantes. As informações, como anteriormente discutido, são as seguintes: tensão disruptiva para frente do impulso, tensão disruptiva para impulsos com forma $1,2 \times 50 \mu\text{s}$, tensão disruptiva para impulsos de manobra e tensão residual para impulsos de corrente com forma $8 \times 20 \mu\text{s}$, as quais são lançadas em um mesmo gráfico, conforme mostrado na figura 22. Já os para-raios a óxido metálico sem centelhadores têm as suas características de proteção definidas de forma similar às dos para-raios convencionais a carboneto de silício com centelhadores, de forma, principalmente, a facilitar o processo de comparação entre as características de proteção oferecida pelos dois tipos e tecnologias de para-raios. Geralmente são fornecidos valores de tensão residual para correntes de impulso íngreme, impulsos de corrente de descarga atmosférica e de manobra, além de informações sobre a variação da tensão residual em função da frente do impulso de corrente, de modo a prover dados capazes de definir valores de indutâncias próprias das partes internas ativas dos para-raios³⁷.

Níveis de Isolamento dos Equipamentos

O nível de isolamento de um equipamento é o conjunto de valores de tensões suportáveis aplicadas ao equipamento durante os ensaios e definidas em normas específicas para esta finalidade, que caracteriza a suportabilidade dielétrica da isolação.

A norma NBR 6939 estabelece que, para equipamentos com tensão máxima igual ou inferior a 245 kV, o nível de isolamento é definido pelas tensões suportáveis normalizadas de impulso atmosférico e de frequência industrial. Para equipamentos com tensões superiores a 245 kV, consideram-se as tensões suportáveis normalizadas de impulsos de manobra e atmosférico.

Para estudos indicativos, é possível trabalhar com os valores de suportabilidade dos equipamentos lançados na tabela 5, uma vez que estes assumem práticas padrão de manufatura. Para estudos específicos, é recomendável obter valores corretos junto aos fabricantes.

Localização dos Para-raios

A blindagem das linhas e da subestação é um fator determinante para a definição do ponto de instalação dos para-raios. Ainda que as linhas não sejam blindadas, é prática

³⁷ A rigor, a tensão residual dos para-raios – resistores a óxido metálico é praticamente em fase com a corrente de descarga. Existem algumas discussões a este respeito, principalmente para surtos muito íngremes. No entanto, a nível geral e para as correntes de descarga normalizadas, esta é uma aproximação que pode ser levada em conta. O efeito indutivo, ou seja, a elevação de tensão para impulsos com frentes rápidas, no entanto, inferiores a $1 \mu\text{s}$, pode assim ser atribuída à indução existente entre o para-raio ensaiado e o divisor de tensão utilizado. Existem métodos capazes de compensar este fenômeno. Por outro lado, elimina-se um fenômeno físico que atua no sentido de reduzir as margens de proteção e que deve a rigor ser compensado de forma adequada durante os estudos de transitórios. Deste modo, é possível trabalhar com os valores não corrigidos de ensaio sem se ater, na maioria das vezes, às variações da tensão residual com a taxa de crescimento da corrente de descarga.

comum prover blindagem para as subestações. A blindagem da subestação reduz a probabilidade de tensões elevadas e de impulsos com frentes íngremes trafegando ao longo dos barramentos e cabos da subestação, como resultado da ocorrência de correntes de descargas atmosféricas de amplitude elevada. Entretanto, deve-se reconhecer que a maioria das descargas ocorre sobre as linhas, criando surtos que se propagam ao longo da linha na direção da subestação. Se as linhas são blindadas, os surtos que incidem na subestação são menos severos que os oriundos de linhas não blindadas. Consequentemente, a amplitude da corrente do para-raios é menor, resultando em menores níveis de proteção, ou seja, maior margem de proteção e segurança para os equipamentos.

Como regra geral, a tensão no equipamento protegido é maior que a tensão residual nos terminais do para-raios, pois existem reflexões e outros fenômenos associados aos processos de propagação dos surtos. Por conseguinte, é sempre recomendável a redução ao mínimo da distância de separação entre o para-raios e o equipamento principal.

Entretanto, em algumas situações é possível se prover a proteção de mais de um equipamento pela instalação de um único conjunto de para-raios, desde que as taxas de crescimento possam ser restritas como no caso onde tanto a subestação quanto as linhas são blindadas.

Localização do Para-raios em Instalações Não Blindadas

Estas instalações estão sujeitas às mais elevadas correntes de descarga atmosférica e taxas de crescimento da tensão, sendo então recomendada a menor distância de separação possível.

No caso de haver uma única linha aérea de chegada não blindada, o para-raios deve ser localizado tão próximo quanto possível aos terminais do equipamento a ser protegido, geralmente um transformador. Para subestações com diversas linhas aéreas não blindadas, as ondas de sobretensões incidentes são reduzidas por refração. Entretanto, deve-se considerar o caso de uma ou mais linhas estarem fora de operação.

Quando um ou mais disjuntores ou equipamentos de desconexão encontram-se abertos em uma subestação não blindada, as entradas de linhas correspondentes ou certas partes da estação podem deixar de serem protegidas pelos para-raios dos transformadores. A falha da isolamento de uma linha desenergizada provavelmente não traz problema, entretanto a isolamento de outros equipamentos, tais como disjuntores, transformadores de potencial e de corrente conectados à linha pode ser danificado. A proteção de tais casos pode ser provida com a instalação de para-raios ou centelhadores nas entradas de linha. No caso da aplicação de centelhadores, estudos específicos devem ser realizados.

Localização do Para-raios em Instalações Blindadas

Tensões incidentes provenientes de linhas blindadas têm menor amplitude e taxa de inclinação de frente que tensões provenientes de linhas não blindadas. Em muitos casos, isso permite alguma separação entre o para-raios e a isolamento a ser protegida. Assim,

no caso de haver uma única linha aérea blindada, um conjunto de para-raios pode ser localizado em um ponto para prover proteção a todos os equipamentos, mas que dê preferência ao transformador. Em subestações com múltiplas linhas aéreas blindadas (associadas com amplas instalações com transformadores, equipamentos de desconexão e medição), para-raios são sempre localizados nos terminais de todos os transformadores. Os métodos simplificados ou tabelas como as 4 e 9 podem ser utilizados para determinar a máxima distância de separação para os para-raios usados para a proteção de mais de um transformador. Instalações mais importantes justificam um estudo mais detalhado de transitórios. Tais estudos e interpretação dos resultados estão fora do escopo deste texto.

Deve-se levar em consideração a possibilidade de que a subestação possa ser secionada, ou que suas linhas possam ser desconectadas durante a sua operação. Sob tais circunstâncias, deve ser possível manter níveis de proteção apropriados para surtos de manobra ou decorrente de descargas atmosféricas.

Efeito Distância

Quando o para-raios não se encontra conectado diretamente aos terminais do equipamento a ser protegido, é possível que oscilações provoquem tensões superiores ao nível de proteção do para-raios, que se encontram associadas com a separação entre o equipamento e o para-raios e, por conseguinte, aos fenômenos de ondas viajantes.

A avaliação da elevação da tensão nos terminais dos equipamentos pode ser efetuada por meio de tabelas e métodos simplificados, estes existentes nos “Guias de Aplicação de Para-raios”, ou, de forma mais comum, através da utilização de programas digitais para simulações de transitórios. A elevação de tensão e sua característica oscilatória é função da taxa de crescimento da onda de tensão, do comprimento dos barramentos, das conexões existentes entre o para-raios e os equipamentos e das suas capacidades.

Margens de Proteção

Os processos para coordenação de isolamento, gráficos como mostra a figura 22, são baseados nas relações entre o nível de isolamento dos equipamentos e o nível de proteção dos para-raios. A prática usual recomenda uma margem de 15% na região de impulsos de manobra e de 20% na região de impulsos atmosféricos. A finalidade principal da adoção destas margens está relacionada com possíveis deteriorações das características de proteção dos para-raios, devido à poluição e ao envelhecimento, além da amplificação da tensão, devido à impossibilidade de se conectar o para-raios exatamente nos terminais do equipamento a ser protegido.^{38,39}

38 Nestes casos, conforme comentado anteriormente, é usual considerar e obter margens de proteção muito superiores aos valores acima recomendados.

39 Quando estudos específicos são realizados e as sobretensões nos terminais dos equipamentos são calculadas, esta elevação de tensão já está incluída nas sobretensões resultantes, havendo, portanto, a possibilidade de se reduzir as margens de proteção para a região de impulsos atmosféricos.

As técnicas de coordenação de isolamento, que por sua vez são baseadas, bem como definem as margens de proteção, trabalham com o processo de correlação da suportabilidade dielétrica dos equipamentos elétricos com as sobretensões esperadas e as características dos equipamentos para proteção contra surtos.

O grau de coordenação de isolamento é avaliado pela relação de proteção que é definida pela equação 7.

$$RP = \frac{NSI}{TEP} \quad (7)$$

R = Relação de Proteção.

NSI = Nível de Suportabilidade do Isolamento.

TEP = Tensão nos Terminais do Equipamento Protegido.

Quando significativo, a tensão no equipamento protegido deve incluir o efeito da distância de separação. Caso contrário, é igual ao nível de proteção do para-raios acrescido da queda de tensão nos seus cabos de conexão.

De modo simplificado, quando os efeitos da separação entre o para-raios e o equipamento protegido ou das conexões de ligação do para-raios são insignificantes, existem três relações de proteção que comparam os níveis de proteção com os níveis de suportabilidade correspondentes, conforme mostram as equações 8, 9 e 10. Estas relações são utilizadas de modo alternativo aos métodos gráficos como mostrado na figura 22.

$$RP_1 = \frac{TSNIAC}{NPROFTO} \quad (8)$$

$$RP_2 = \frac{TSNIA}{NPROTIA} \quad (9)$$

$$RP_3 = \frac{TSNIM}{NPROTIM} \quad (10)$$

TSNIAC = Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico Cortado.

NPROFTO = Nível de Proteção na Frente de Onda.

TSNIA = Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico.

NPROTIA = Nível de Proteção de Impulso Atmosférico.

TSNIM = Tensão Suportável Nominal de Impulso de Manobra.

NPROTIM = Nível de Proteção de Impulso de Manobra.

A margem de proteção percentual é definida pela equação 11.

$$MP \% = (RP - 1) 100 \quad (11)$$

MP % = Margem de Proteção Porcentual

Estas margens são então calculadas e comparadas com os valores mínimos recomendados.

6. NORMAS

As principais normas aplicáveis a para-raios para sistemas de potência são as seguintes:

- ABNT NBR 6936 – Técnicas de ensaios elétricos de alta tensão.
- ABNT NBR 8186 – Guia de aplicação de coordenação de isolamentos.
- ABNT NBR 5287 – Para-raios de resistor não linear a carboneto de silício para circuitos de potência de corrente alternada - Especificação.
- ABNT NBR 5424 – Guia para Aplicação de para-raios de resistor não linear para circuitos de potência - Procedimento.
- ABNT NBR 16050 – Para-raios de resistor não linear a óxido metálico sem cintelhadores, para circuitos de potência de corrente alternada.
- ANSI, IEEE C 92.1 – American National Standard Voltage Values for Preferred transient Insulation levies.
- ANSI, IEEE C.62.1 – IEEE Standard for Gapped Silicon – Carbide Surge Arresters for A. C. Power Circuits.
- ANSI, IEEE C.62.11 – IEEE Guide of Gapped Silicon – Carbide Surge Arresters for Alternating Current Systems.
- ANSI, IEEE C.62.2 – IEEE Guide for the Application of Gapped Silicon – Carbide Surge Arresters for A. C. Systems.
- ANSI, IEEE C.62.22 – IEEE Guide for the Application of Metal Oxide Surge Arresters for Alternating Current Systems.
- ANSI, IEEE C 57.12 – 00 – IEEE Standard General Requirements for Liquid Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers.
- IEC 60099-1 – Surge arresters - Part 1: Non-linear resistor type gapped surge arresters for A. C. systems.
- IEC 60099-3 – Surge arresters - Part 3: Artificial pollution testing of surge arresters.
- IEC 60099-4 – Surge arresters - Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for A. C. systems.
- IEC 60099-5 - Surge arresters - Part 5: Selection and application recommendations.
- IEC 60099-6 – Surge arresters - Part 6: Surge arresters containing both series and parallel gapped structures - Rated 52 kV and less.
- IEC 60099-8 – Surge arresters - Part 8: Metal-oxide surge arresters with external series gap (EGLA) for overhead transmission and distribution lines of A. C. systems above 1 kV.
- IEC 61643-1 Surge Protective Devices Connected to Low-Voltage power distribution Systems – Part 1: Performance Requirements and Testing Methods.

Normas Brasileiras Complementares

- ABNT NBR 5119 – Reatores para Sistemas de Potência – Especificação.
- ABNT NBR 5356 – Transformadores de Potência – Especificação.
- ABNT NBR 6855 – Transformadores de Potencial Indutivo.
- ABNT NBR 6856 – Transformador de Corrente – Especificação.
- ABNT NBR 7118 – Disjuntores de Alta Tensão – Especificação.
- ABNT NBR 10295 – Transformadores de Potência Secos – Especificação.

7. REFERÊNCIAS

A seguir, é apresentada a literatura básica recomendada para um melhor entendimento dos princípios discutidos ao longo deste capítulo. Esta lista tem por objetivo atuar como referência e servir de guia ao leitor para que ele possa melhor entender e discutir o tema.

Para-raios Convencionais a Carboneto de Silício com Centelhadores

- [1] BROW, G. W.; THUNANDER, S. *Frequency of Distribution Arrester Discharge Currents Due to Direct Strokes*, IEEE Transactions, v. PAS-95, p. 1571-1578, 1976.
- [2] SCHEI, A.; HUSE, J. *Currents Through Surge Arresters Due to lightning With Main Reference to Distribution Systems*, Electra, v. 58 p. 41-78, May 1978.
- [3] EPRI, EL-4729. *Lightning Flash Characteristic*, Interim Report, Aug. 1986 (RP 2431-01).
- [4] OWEN, R. E.; CLINKENBEARD, C. R. *Surge Protection of UD Cable Systems – Part 1: Cable Attenuation and Protective Constraints*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-97, n. 4, p. 1319-1327, July, Aug. 1978.
- [5] WITZKE, R. L.; BLISS, T. J. *Surge Protection of Cable-Connected Equipment*, AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. 69, p. 527-542, 1950.
- [6] POWELL, R. W. *Lightning Protection of Underground Residential Distribution Circuits*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-86, p. 1052-1056, 1967.
- [7] ERICKSON A. J.; STRINGFELLOW, M. F.; MEAL, D. V. *Lightning-Induced Overvoltages on Overhead Distribution*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. 101, p. 960-968, Apr. 1982, 002E.
- [8] GOLDENHUYSEN, H. F.; STRINGFELLOW, M. F.; MEAL, D. V. *Measure Lightning Discharge Duty of Distribution Arresters*, Electric Supply Commission, RSA.
- [9] LINCK, H. *Surge Arrester Discharges on 27-kV Essex Area Feeders*, Ontario Hydro Research Division Report, May 1977.
- [10] MCCARTHY, D. D.; STANN, D. A.; EDGE, D. R.; MCKINLEY, W. C. *Lightning Investigation on a Rural Distribution System*, AIEE Transactions, v. 68, p. 428-438, 1949.
- [11] MCEACHRON, K. B.; NCMORRIS, W. A. *Discharge Currents in Distribution Arresters – II* AIEE Transactions, v. 57, p. 307-314, June 1938.
- [12] *Application Guide for Surge Arresters on Distribution Systems. Report for the Canadian Electrical Association, Contract nº 077-D-184A*, prepared by Ontario Hydro, Toronto, Ontario, Canada. Sept. 1987.
- [13] IEEE Tutorial Course – *Surge Protection in Power Systems*, 79EH0144-6PWR, Chapter 2.
- [14] *Task Force Report, Investigation and Evaluation of Lightning Protective Methods for Distribution Circuits, Part I: Model Study and Analyses*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-88, p. 1232-1238, Aug. 1969.
- [15] AUER, G. G.; SCHULTZ, A. J. *An Analysis of 14.4/24.9 kV Grounded-Wye Distribution Systems Overvoltages*, AIEE Transactions, v. PAS-73, p. 1027-1032, Aug. 1954.
- [16] CRANN, L. B.; FLICKINGER, R. B. *Overvoltages of 14.4/24.9 kV Rural Distribution Systems*, AIEE Transactions, v. PAS-73, p. 1208-1212, Oct. 1954.

- [17] HOPKINSON, R. H. *Ferro resonance During Single-Phase Switching of 3-Phase Distribution Transformer Banks*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-84, p. 289-293, Apr. 1965.
- [18] IEEE Working Group Report, *Surge Protection of Cable-Connected Equipment on Higher Voltage Distribution Systems*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-100, n. 1, p. 154-157, Jan. 1981.
- [19] EPRI PROJECT 1209-1. *Distribution Fault Current Analysis*, EL-3085, May 1983.
- [20] IEEE Working Group Report, *Voltage Rating Investigation for Application of Lightning Arrester on Distribution Systems*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-99, p. 1067-1074, 1972.
- [21] EPRI EL-1140. *Study of Lightning Current Magnitude Through Distribution Arresters*, Project p. 1141, Sept. 1979.
- [22] SAKSHAUG, E. C. *Influence of Rate-of-Rise on Distribution Arrester Protective Characteristics*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-98, p. 519-526, Mar., Apr. 1979.
- [23] DUGAN, R. C.; SMITH, S. D. *Low-Voltage-Side Current-Surge Phenomena in Single-Phase Distribution Transformer Systems*, IEEE Transactions on Power Delivery, v. 3, p. 637-647, Apr. 1988.
- [24] IEEE Committee Report, *Surge Protection of Cable-Connection Distribution Equipment on Underground Systems*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-89, p. 263-267, Feb. 1970.
- [25] KERSHAW, S. S.; JR. CLINKENBEARD, C. R. *Discharge Voltage of Arrester Connecting Lead Wires*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-93, p. 226-232, Jan. 1974.
- [26] GAIBROIS, G. L.; HUBER, W. J.; STOELTING, H. O. *Blowing of Distribution Transformer Fuse by Lightning*, IEEE C-73 421-5.
- [27] Task Force Report, *Investigation and Evaluation of Lightning Protective Methods for Distribution Circuits, Part II: Application and Evaluation*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-88, p. 1239-1247, Aug. 1969.
- [28] MILLER, D. D.; WESTROM, A. C. *Traveling Wave Tests Yield New Protections Alternatives for Underground Distribution*, presented at EEI T&D Committee, Tulsa, OK, p. 7-8, Oct. 1976.
- [29] VALENTINE, W. W.; DILLARD, J. K., CLAYTON, J. M. *Surge Attenuation in Power Cables*, AIEE Transactions, v. PAS-74, p. 1115-1122, Dec. 1955.
- [30] ALUGARD II Station Arresters – Catalogue GEA 9139C - General Electric Co.

Para-raios a Óxido Metálico sem Centelhadores

- [31] LAT, M. V. *Application Guide for Surge Arresters on Distribution Systems*, CSA - Canadian Electrical Association, Ontario, Canada, 1988.
- [32] LAT, M. V. *Thermal Properties of Metal Oxide Surge Arresters*, Institute Of Electrical And Electronics Engineers, IEEE – PAS-102, p. 2194-2202, 1983.
- [33] ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. *Fundamental Research on Metal Oxide Varistors Technology*; Electric Power Research Institute, Final Report EPRI EL-2667, 1990.
- [34] NEUGEBAUER, W. *Application of Arresters Near Shunt Capacitor Banks*, General Electric, Transmission Round Table; Schenectady, New York, 1983.
- [35] MARTINEZ, M. L. B.; ZANETTA JR., L. C. *A Absorção de Energia por Para-raios a Óxido Metálico, A Correlação entre as Considerações Teóricas e as Evidências de Ensaio*, VI Erlac - Encontro Regional Latino Americano da Cigré, Foz do Iguaçu, PR, 1995.
- [36] MARTINEZ, M. L. B.; ZANETTA JR., L. C. *Considerations on Metal Oxide Arresters Switching Surges Energy Absorption Capacity*, IX International Seminar On High Voltage Technique, Graz, 1995.
- [37] MARTINEZ, M. L. B.; ZANETTA JR., L. C. *An Approach to Metal Oxide Arresters Switching Surges Energy Absorption Capacity Evaluation*, IPST'95 - International Conference On Power Systems Transients, Lisboa, 1995.
- [38] MARTINEZ, M. L. B.; ZANETTA JR., L. C. *Carga Escoada – Uma Alternativa para a Verificação da Capacidade de Absorção de Energia de um Para-raios a Óxido Metálico*, VII Erlac – Encontro Regional Latino Americano da Cigré, Puerto Iguazú, 1997.
- [39] MARTINEZ, M. L. B.; ZANETTA JR., L. C. *Considerations on Using the Discharge Current Charge to the Evaluation of a S. Surge Performance of Metal Oxide Surge Arresters*, IPST'97 – International Conference On Power Systems Transients, Seattle, 1997.

- [40] MARTINEZ, M. L. B.; ZANETTA JR., L. C. *A New Approach to Metal Oxide Arresters Energy Absorption Capacity Testing*, IX International Seminar On High Voltage Techniques, Graz, 1995.
- [41] MARTINEZ, M. L. B.; ZANETTA JR., L. C. *Comments on Metal Oxide Surge Arresters Surges Energy Absorption Capacity*, IEEE - 1996 International Symposium On Electrical Insulation, Montreal, 1996.
- [42] JOÃO, A. P.; MARTINEZ, M. L. B. et al. *Aplicação de Métodos Estatísticos aos Ensaios de Tensão Disruptiva Frente a Impulsos Atmosféricos*, V Semel, Seminário de Materiais no Setor Elétrico, Curitiba, PR, 1996.
- [43] SCHUMANN, A. L.; MARTINEZ, M. L. B. et al. *Searching for The Standard Deviation of The Lightning Impulse Critical Flashover*, X International Seminar On High Voltage Techniques, Montreal, 1997.
- [44] WATKINS JR., I. P.; MARTINEZ, M. L. B. et al. *Are Similar the Results of the Most Common Lightning Impulse Testing Methods*; X International Seminar On High Voltage Techniques, Montreal, 1997.
- [45] WATKINS JR., I. P.; MARTINEZ, M. L. B. et al. *São Confiáveis e Semelhantes os Resultados Obtidos com os Vários Métodos de Ensaio para a Determinação da Suportabilidade Frente a Impulsos Atmosféricos*, III Jornada Latino Americanas En Alta Tensión Y Aislamiento Eléctrico - ALTAE'97, Caracas, 1997.
- [46] SCHUMANN, A. L.; MARTINEZ, M. L. B. et al. *Determinação do Desvio Padrão das Tensões Disruptivas Frente a Impulsos Atmosféricos*, III Jornada Latino Americanas En Alta Tensión Y Aislamiento Eléctrico - ALTAE'97, Caracas, 1997.
- [47] SCHUMANN, A. L.; MARTINEZ, M. L. B. et al. *Diretivas para a Obtenção dos Parâmetros de Isolamento em Ensaios de Impulsos*, II Encontro Nacional de Engenharia de Alta Tensão - ENEAT'97, Belo Horizonte, MG, 1997.
- [48] KIRKBY, P. et al. *The Energy Absorption Capability and Time to Failure of Varistors used in Station Class Metal Oxide Surge Arresters*, 95-SM 364-0 PWRD.
- [49] MARTINEZ, M. L. B.; ZANETTA JR., L. C. *New Approach to Metal Oxide Arresters Energy Absorption Capacity Testing*, IX International Seminar On High Voltage Techniques, Graz, 1995.
- [50] MARTINEZ, M. L. B.; ZANETTA JR., L. C.; ESMERALDO, P.C.V. *Metal Oxide Resistors Current Withstand Capacity - An Universal Testing Approach*, 1995 High Voltage Workshop Secretariat, Salt Lake City, 1995.
- [51] MARTINEZ, M. L. B.; ZANETTA JR., L. C. *A Simplified Method to Verify the Energy Withstanding Capacity of Surge Arresters Metal Oxide Resistors*, X International Seminar On High Voltage Techniques, Montreal, 1997.
- [52]- MARTINEZ, M. L. B.; ZANETTA JR., L. C. *High Energy Metal Oxide Arresters Testing*, Cigré SS33.95 Colloquium, Harare, 1995.
- [53] MARTINEZ, M. L. B.; ZANETTA JR., L. C. *Comments on the Energy Withstanding Capacity of Metal Oxide Resistors for Surge Arresters*, Cigré SC - 33.97 Colloquium, Toronto, 1997.
- [54] MARTINEZ, M. L. B.; ZANETTA JR., L. C. *A Testing Method to Evaluate the Energy Withstanding Capacity of Metal Oxide Resistors for Surge Arresters*, Cigré SS33.97 Colloquium, Toronto, 1997.

Aplicação de Para-raios e Coordenação de Isolamentos

- [55] HILEMAN, A. R.; ROGUIN, J.; WECK, K. H. *Metal-Oxide Surge Arrester in A.C. Systems. Part 5: Protection Performance of Metal-Oxide Surge Arresters*, Electra 133 (1990) p. 132-144.
- [56] ELOVAARA, K.; FOREMANN, A.; SCHEI, O.; VÖLCKER. *Metal-Oxide Surge Arresters in A.C. Systems. Part 3: Temporary Overvoltages and Their Stresses on Metal-Oxide Surges Arresters*, Electra 128 (1989), p. 114-125.
- [57] STENSTRÖM, L. *Metal-Oxide Surge Arrester in A. C. Systems. Part 6: Selection of Metal-Oxide Surge Arresters from the Standards*, Electra 133 (1990), p. 146-165.
- [58] SCHEI, A. EKSTRÖM, A. *Stresses on Metal-Oxide Surges Arresters in HVAC and HVDC Systems by Temporary and Transient Overvoltages and Related Tests*, Cigré 1986, Rapport 33-13.
- [59] BROW, G. W.; THUNANDER, S. *Frequency of Distribution Arrester Discharge Currents Due to Direct Strokes*, IEEE Transactions, v. PAS-95, p. 1571-1578, 1976.
- [60] SCHEI, A.; HUSE, J. *Currents Through Surge Arresters Due to Lightning with Main Reference to Distribution Systems*, Electra, v. 58, p. 41-78, May 1978.
- [61] EPRI – EL – 4729. *Lightning Flash Characteristic, Interim Report*, Aug. 1986 (RP 2431-01).

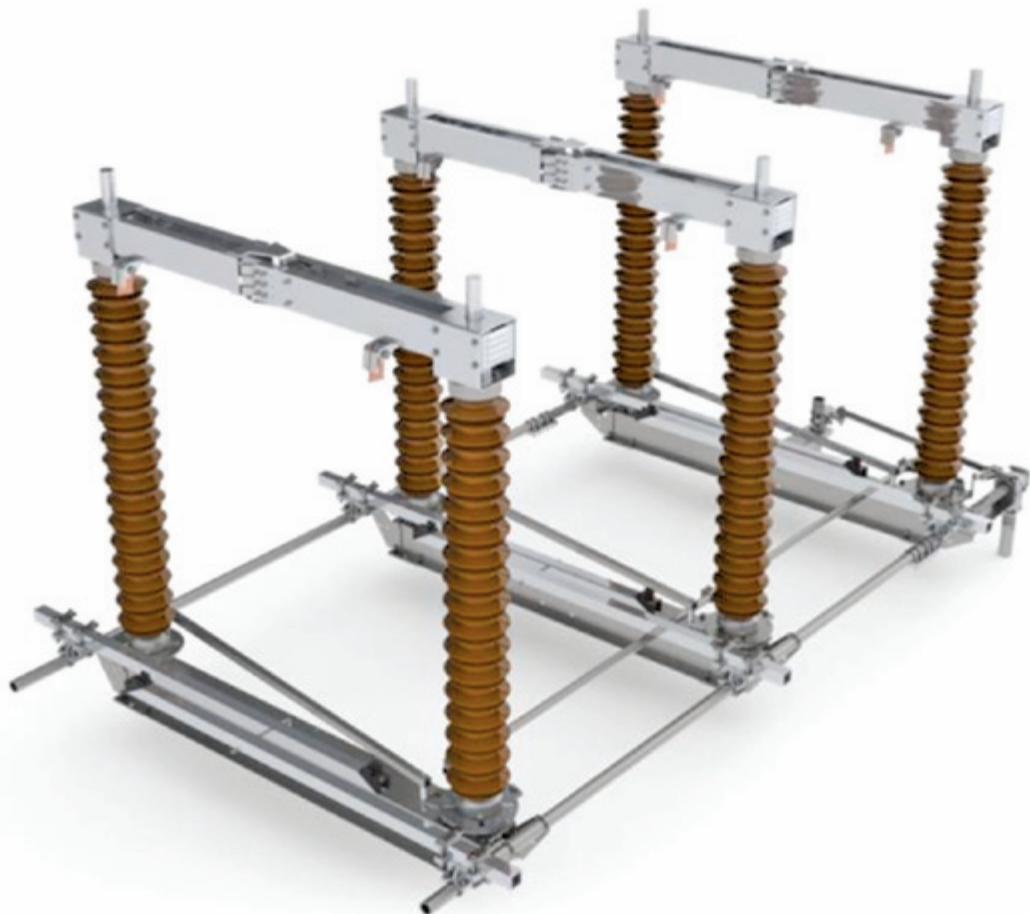
- [62] OWEN, R. E.; CLINKENBEARD, C. R. *Surge Protection of UD Cable Systems – Part 1: Cable Attenuation and Protective Constraints*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-97, n. 4, p. 1319-1327, July, Aug. 1978.
- [63] WITZKE, R. L.; BLISS, T. J. *Surge Protection of Cable-Connected Equipment*, AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. 69, p. 527-542, 1950.
- [64] POWELL, R. W. *Lightning Protection of Underground Residential Distribution Circuits*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-86, p. 1052-1056, 1967.
- [65] ERICKSON A. J.; STRINGFELLOW, M. F; MEAL, D.V. *Lightning-Induced Overvoltages on Overhead Distribution*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. 101, p. 960-968, Apr. 1982.
- [66] GOLDENHUYSEN, H. F.; STRINGFELLOW, M. F; MEAL, D. V. *Measure Lightning Discharge Duty of Distribution Arresters*, Electric Supply Commission, RSA.
- [67] LINCK, H. *Surge Arrester Discharges on 27 kV Essex Area Feeders*, Ontario Hydro Research Division Report, May 1977.
- [68] MCCARTHY, D. D.; STANN, D. A.; EDGE, D. R.; MCKINLEY, W. C. *Lightning Investigation on a Rural Distribution System*, AIEE Transactions, v. 68, p. 428-438, 1949.
- [69] MCEACHRON, K. B.; NCMORRIS, W. A. *Discharge Currents in Distribution Arresters – II*, AIEE Transactions, v. 57, p. 307-314, June 1938.
- [70] LAT, M.V. *Determining Temporary Overvoltage Levels for Application of Metal Oxide Surge Arresters on Multigrounded Distribution Systems*, IEEE Transactions on Power Delivery, v. 5, p. 936-946, Apr. 1990.
- [71] KERSHAW, S. S.; GAIBROIS, G. L.; STUMP, K. B. *Applying Metal-Oxide Surge Arresters on Distribution Systems*, IEEE Transactions on Power Delivery, v. 4, p. 301-307, 1989.
- [72] *Application Guide for Surge Arresters on Distribution Systems, Report for the Canadian Electrical Association, Contract nº 077-D-184A*, prepared by Ontario Hydro, Toronto, Ontario, Canada, Sept. 1987.
- [73] IEEE Tutorial Course – *Surge Protection in Power Systems*, 79EH0144-6PWR.
- [74] Task Force Report, *Investigation and Evaluation of Lightning Protective Methods for Distribution Circuits, Part I: Model Study and Analyses*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-88, p. 1232-1238, Aug. 1969.
- [75] AUER, G. G.; SCHULTZ, A. J. *An Analysis of 14.4/24.9 kV Grounded - Wye Distribution Systems Overvoltages*, AIEE Transactions, v. PAS-73, p. 1027-1032, Aug. 1954.
- [76] CRANN, L. B. FLICKINGER, R. B. *Overvoltages of 14.4/24.9 kV Rural Distribution Systems*, AIEE Transactions, v. PAS-73, p. 1208-1212, Oct. 1954.
- [77] HOPKINSON, R. H. *Ferro resonance During Single-Phase Switching of 3-Phase Distribution Transformer Banks*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-84, p. 289-293, Apr. 1965.
- [78] IEEE Working Group Report, *Surge Protection of Cable-Connected Equipment on Higher Voltage Distribution Systems*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-100, n. 1, p. 154-157, Jan. 1981.
- [79] EPRI Project 1209-1. *Distribution Fault Current Analysis*, EL-3085, May 1983.
- [80] IEEE Working Group Report, *Voltage Rating Investigation for Application of Lightning Arrester on Distribution Systems*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-99, p. 1067-1074, 1972.
- [81] EPRI EL-1140. *Study of Lightning Current Magnitude Through Distribution Arresters*, Project 1141, Sept. 1979.
- [82] SAKSHAUG, E. C. *Influence of Rate-of-Rise on Distribution Arrester Protective Characteristics*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-98, p. 519-526, Mar. Apr. 1979.
- [83] DUGAN, R. C.; SMITH, S. D. *Low-Voltage-Side Current-Surge Phenomena in Single-Phase Distribution Transformer Systems*, IEEE Transactions on Power Delivery, v. 3, p. 637-647, Apr. 1988.
- [84] IEEE Committee Report, *Surge Protection of Cable-Connection Distribution Equipment on Underground Systems*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-89, p. 263-267, Feb. 1970.
- [85] KERSHAW, S. S.; CLINKENBEARD JR., C. R. *Discharge Voltage of Arrester Connecting Lead Wires*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-93, p. 226-232, Jan. 1974.
- [86] GAIBROIS, G. L.; HUBER, W. J.; STOELTING, H. O. *Blowing of Distribution Transformer Fuse by Lightning*, IEEE C-73 421-5.
- [87] Task Force Report, *Investigation and Evaluation of Lightning Protective Methods for Distribution Circuits, Part II: Application and Evaluation*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-88, p. 1239-1247, Aug. 1969.

- [88] MILLER, D. D.; WESTROM, A. C. *Traveling Wave Tests Yield New Protections Alternatives for Underground Distribution*, presented at EEI T&D Committee, Tulsa, OK, p. 7-8, Oct. 1976.
- [89] VALENTINE, W. W.; DILLARD, J. K.; CLAYTON, J. M. *Surge Attenuation in Power Cables*, AIEE Transactions, v. PAS-74, p. 1115-1122, Dec. 1955.
- [90] SMITH, S. L.; BURKE, J. J.; SAKSHAUG, E. C. *The Application of Gapless Arresters on Underground Distribution Systems*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. 100, p. 1234-1243, Mar. 1981.
- [91] LAT, M. V. *A Simplified Method for Surge Protection of Underground Distribution Systems with Metal-Oxide Arresters*, IEEE Transactions on Power Delivery, v. PWRD-2, n. 4, p. 1110-1116, Oct. 1987.
- [92] *IEEE Switchgear Committee and Surge Protective Devices Committee Working Group, Coordination of Lightning Arresters and Current-Limiting Fuses*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-91, p. 1075-1078, 1972.
- [93] KERSHAW, S. S.; JR., HUBER, W. J.; HASSSLER, S. P. *Effect of Current-Limiting Fuse Operation on Arrester Performance*, presented at the IEEE Underground T&D Conference, Atlantic City, NJ, 1976.
- [94] OLIVE, W. W.; JR. WESTROM, A. C. *Current Limiting Fuses with Tapered Wire Elements Provide Peak Arc Voltage Control*, presented at the IEEE Underground Conference, Dallas, TX, 1974.
- [95] ROCHA, A. C. O. et al. *Aplicação de Para-raios ZnO em Linhas de Transmissão*, Ground 98, Belo Horizonte, MG, Brasil.
- [96] *Report of CIGRÉ WG 33.11 – Task Force 3 – Application of Metal Oxide Surge Arresters to Overhead Lines*.
- [97] DUGAN, R. C.; ON SMITH, S. D. *low-Voltage-Side Current-Surge Phenomena in Single-Phase Distribution Transformer Systems*, IEEE Transactions on Power Delivery, v. 3, n. 2, p. 637-647, Apr. 1988.
- [98] *IEE Transformer Task Report, Secondary (Low Side) Surges in Distribution Transformer*, IEEE Transactions on Power Delivery, v.7, n. 2, p. 746-756, Apr. 1992.
- [99] DUGAN, R. C.; KERSHAW, S. S.; SMITH, S. D. *Protecting Distribution Transformer from Low-Side Current Surges*, Transaction on Power Delivery, v. 5, p. 1892-1901, Oct. 1990.
- [100] ME MILLEN, C. J.; SCHOENDUBE, C. W.; KAYJMANN, G. H. *EL – 3385, 1532-1, Surge Characteristic and Protection of Distribution Transformer, Final Report*.
- [101] *Zinc Oxide Surge Arrester – Selection Guide for ABB HV Surge Arresters – Technical Information SESWG/A 2300 E. 2nd Edition*, 1991.
- [102] LAT, M. V.; KORTSCHINSKI, J. *Distribution Arrester Research*, IEEE Winter Meeting, Paper 81 WM 199-9, 1981.

CAPÍTULO 11

Seccionadores

Caio Fernandes Lopes
Oscar Kastrup Filho



Os autores agradecem a participação no capítulo dos Srs:
Luiz Pierry Barreiros, Manoel Cavalcante Filho, Cauê Pessotta, Paulo Paiva Júnior e Alexandre Cardoso.

1. OBJETIVO

Apresentar as características básicas dos seccionadores indicando principalmente as normas técnicas, definições, classificações, tipos construtivos, ensaios e especificação.

Palavras-chave: seccionadores, seccionadores de aterramento, seccionadores de operação em carga, abertura pantográfica, comissionamento, manutenção, segurança operacional.

2. INTRODUÇÃO

Uma das principais funções do seccionador de alta tensão é garantir uma distância segura de isolamento após a abertura do equipamento de bloqueio da corrente principal, geralmente um disjuntor, propiciando que equipamentos ou linhas de transmissão, por exemplo, possam ser seguramente isolados. Os disjuntores, por si só, não são capazes de oferecer esta garantia, devido à pequena distância de isolamento entre os contatos após a abertura. Do ponto de vista ainda dielétrico, o seccionador deve ainda garantir a perfeita coordenação de isolamento para terra e entre contatos abertos (*open-gap*). Dessa forma, ainda que em condições extremas, se uma disruptão for inevitável, esta deverá ocorrer para terra, e nunca no *gap*. Além das solicitações dielétricas, como tensão suportável à frequência industrial (no caso do Brasil, 60Hz), impulsos atmosféricos e de manobra, o equipamento também deverá ser capaz de operar normalmente sob corrente nominal e suportar os esforços dinâmicos e térmicos de curto-círcuito do sistema. Outros fatores que devem ser levados em conta são esforços de vento, de terminais e, em determinadas áreas, esforços sísmicos e capacidade de operação sob acumulação de neve ou gelo nas áreas de condução de corrente elétrica. Este capítulo destaca os seccionadores mais utilizados nas redes elétricas de alta tensão: seccionadores (manobra em vazio) e chaves de aterramento.

3. NORMAS TÉCNICAS

Antes de elencarmos as principais normas técnicas que regem o projeto, aplicação, ensaios e demais parâmetros eletromecânicos aplicáveis aos seccionadores, faz-se necessário abordarmos a importância dos trabalhos de normalização técnica para a padronização dos equipamentos elétricos, facilitando a relação entre clientes, consumidores e laboratórios de ensaios. Além disso, as normas permitem otimizar a compatibilidade e interoperabilidade dos diversos equipamentos e dispositivos envolvidos na cadeia produtiva dos seccionadores. As diversas áreas da atividade humana são permeadas por mais de 11 mil normas internacionais que, de algum modo, colaboram para o seu bom desenvolvimento, estabelecendo especificações técnicas para os setores indus-

triais, orientação aos consumidores, padrões para os serviços prestados, características dos produtos comercializados, ou seja, contribuindo para a melhor qualidade dos bens e para a segurança de nossas vidas e do meio ambiente. Conforme apresentado na revista da ABNT - *Conheça a ABNT*, de 1998, os objetivos da normalização são:

- Simplificação – Redução da crescente variedade de procedimentos e tipos de produtos.
- Comunicação – Proporciona meios mais eficientes para a troca de informação entre o fabricante e o cliente, melhorando a confiabilidade das relações comerciais e de serviços.
- Economia – Visa à economia global, tanto do lado do produtor quanto do consumidor.
- Segurança – A proteção da vida humana e da saúde é considerada um dos principais objetivos da normalização.
- Proteção ao consumidor – A norma traz à comunidade a possibilidade de afe-
rir a qualidade dos produtos.
- Eliminação das barreiras comerciais – A normalização evita a existência de re-
gulamentos conflitantes sobre produtos e serviços em diferentes países, facili-
tando assim o intercâmbio comercial.

Os benefícios da normalização podem ser divididos em qualitativos e quantitati-
vos, como seguem:

Qualitativos

- Utiliza adequadamente os recursos (equipamentos, materiais e mão de obra).
- Disciplina a produção e as atividades, uniformizando o trabalho.
- Facilita o treinamento e melhora o nível técnico da mão de obra.
- Registra o conhecimento tecnológico.
- Facilita a contratação ou venda de tecnologia.

Quantitativos

- Reduz o consumo e o desperdício (gestão de materiais).
- Especifica matérias-primas.
- Padroniza componentes e equipamentos.
- Reduz as variedades de produtos.
- Fornece procedimentos para cálculos e projetos.
- Aumenta a produtividade.
- Melhora a qualidade de produtos e serviços.
- Controla produtos e processos.

A seguir, estão relacionadas algumas das principais normas técnicas sobre sec-
cionadores:

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

ABNT NBR IEC 62271-102:2006

Seccionadores e chaves de aterramento.

ABNT NBR 7571:2011

Seccionadores – Características técnicas e dimensionais.

IEC – International Electrotechnical Commission

IEC 62271-102: 2001

High-voltage switchgear and controlgear – Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches.

IEC 62271-1: 2007

High-voltage switchgear and controlgear – Part 1: Common specifications.

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers

C37.30.1-2011

IEEE standard requirements for AC high-voltage air switches rated above 1.000 V.

C37.34-1994

IEEE standard test code for high-voltage air switches.

C37.35-1995

IEEE guide for the application, installation, operation, and maintenance of high-voltage air disconnecting and interrupter switches.

4. FUNÇÕES DESEMPENHADAS PELOS SECCIONADORES

Podemos, grosso modo, considerar os seccionadores como barramentos móveis. Na seleção e adequada utilização dos seccionadores em sistemas de alta tensão, devem ser observadas as características do sistema onde elas serão aplicadas e a função que devem desempenhar. Os seccionadores podem desempenhar nas subestações diversas funções, sendo a mais comum a de seccionamento de circuitos por necessidade operativa, ou por necessidade de isolar componentes do sistema (equipamentos ou linhas de transmissão) para a realização de manutenção destes. Neste último caso, as chaves abertas que isolam o(s) componente(s) em manutenção devem ter uma suportabilidade en-

tre terminais às solicitações dielétricas, de forma que o pessoal de campo possa executar o serviço de manutenção em condições adequadas de segurança. O seccionador não é um equipamento para interrupção de correntes (exceção feita aos modelos apropriados para manobra sob carga, os quais veremos adiante). Os seccionadores somente podem operar quando houver uma variação insignificante de tensão entre seus terminais, ou nos casos de restabelecimento ou interrupção de correntes insignificantes.

Seccionadores

Os seccionadores podem ser utilizados em muitas funções dentro de uma subestação de energia, algumas delas são:

Contornar (Bypass) Equipamentos como Disjuntores e Capacitores Série

Voltado à execução de manutenção ou operação. Para este tipo de aplicação normalmente lança-se mão de seccionadores de abertura (*gap*) vertical para tensões iguais ou maiores a 145 kV. Com a tendência de compactação das subestações, em sistemas de 72,5 kV costuma-se, em grande parte dos casos, aplicar seccionadores com *gap* horizontal montados na posição vertical, ou na posição horizontal, instalados sobre pórtico de metal ou concreto, em altura. Apesar de os fabricantes procurarem evitar alterações na geometria dos equipamentos a serem instalados em altura (horas de engenharia, criação de códigos de partes e peças etc.), este tipo de arranjo resulta em uma série de adaptações no equipamento original. Na maioria dos casos, é necessário preparar o seccionador para o funcionamento em altura, o que pode resultar em adaptação do acionamento para acoplar a geometria original, adaptação para fixar o seccionador na estrutura, adaptação para posicionar o mecanismo de acionamento (motorizado ou manual), uso de árvores de manobra adequadas para altura, preparação de mancais guias para aliviar o peso e centralizar a árvore de acionamento. A instalação de mancais, além de servir de guia para centralização, serve também para aliviar o peso dos segmentos das árvores de manobra. A árvore de manobra ficará submetida a esforços de torção, de qualquer forma, em menor ou maior grau, e tornando-se mais crítica quanto mais alta for a instalação. Dependendo do caso e do tipo de abertura do seccionador, para alturas superiores a 12 metros, é necessário trocar a árvore de manobra por um tubo mecânico especial preparado para este fim (grande resistência à torção). Estes tubos mecânicos especiais possuem custo elevado e devem ser contemplados pela equipe comercial dos fabricantes. Os seccionadores para sistemas de 72,5 kV comportam-se bem com acionamento por alavanca (manual) até uma certa altura, mas, a partir de seis metros de altura, dependendo do caso, deve-se aplicar o comando motorizado, ou ainda, como alternativa, um comando manual dotado de sistema de redução para evitar o desgaste excessivo do operador.



Figura 1 – Seccionadores bypass abertura central, montagem horizontal em altura – 145 kV



Figura 2 – Seccionadores bypass abertura vertical, montagem vertical em altura – 145 kV

Isolar Equipamentos (Disjuntores, Barramentos, Transformadores etc.) para Manutenção

Dependendo do esquema de manobra aplicado, faz-se necessário isolar componentes do sistema, seja para manutenção preventiva, seja para uma intervenção emergencial corretiva. Nestes casos, há possibilidade de isolamento através da abertura dos seccionadores a montante e a jusante dos disjuntores, por exemplo. O projeto de comando e controle dos disjuntores e seccionadores deve prever o intertravamento elétrico entre esses equipamentos. Os seccionadores só terão permissão de abertura quando os contatos auxiliares de posicionamento do disjuntor indicarem estado “aberto”.

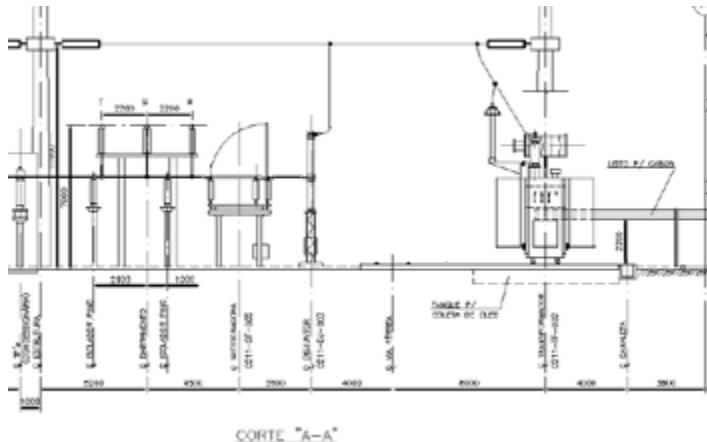


Figura 3 – Seccionador isolando transformador de potência

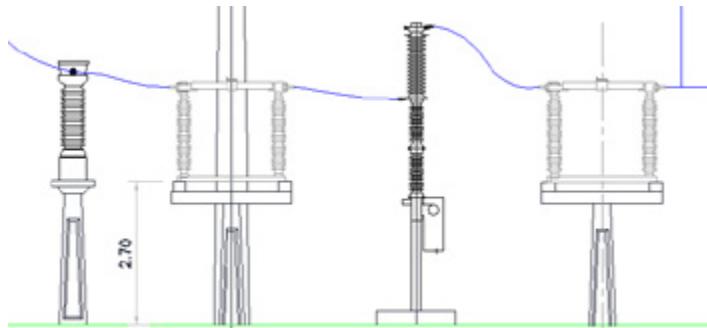


Figura 4 – Seccionadores isolando disjuntor

No exemplo da figura 6, os seccionadores S1, S2 e S3 são utilizados como *bypass* dos disjuntores DJ1, DJ2 e DJ3 respectivamente, enquanto os seccionadores SX-A e SX-B garantem o correto isolamento dos equipamentos sob manutenção. Importante notar que, durante o período em que o equipamento estiver sob *bypass*, o circuito estará desprovido da proteção oferecida pelo disjuntor em caso de falhas, e medidas de contenção deverão ser tomadas durante a manutenção do equipamento.



Figura 5 – Seccionadores 72,5 kV isolando barramento

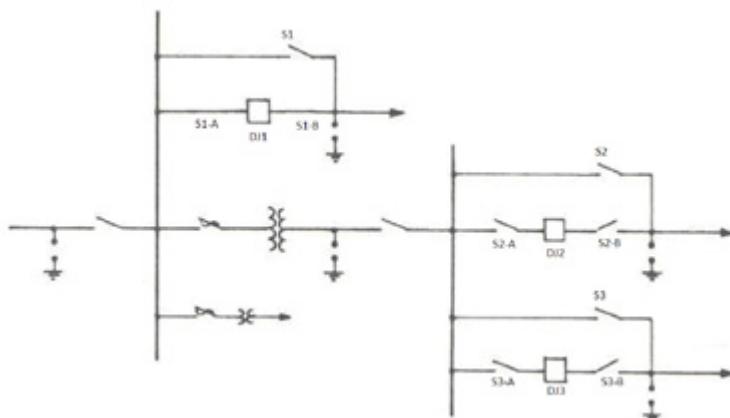


Figura 6 – Sistema barra simples com *bypass*



Figura 7 – Seccionadores *bypass* abertura vertical reversa – 145 kV (S1)

Transferência de Barras Dentro de uma Subestação

Em sistemas com barra dupla como, por exemplo, o BD4 (barra dupla quatro chaves), existem dois barramentos com fontes diferentes. Um deles é normalmente interligado às cargas (barra principal) e o outro é o barramento de contingência, ou secundário. Como são barramentos de fontes diferentes, por maior que seja o sincronismo entre as barras, sempre existirá um pequeno desvio angular ou fasorial entre eles. Esta pequena diferença exige que os seccionadores sejam apropriados para interromper estas correntes durante suas manobras, principalmente na abertura, onde temos a geração de arcos voltaicos significativos capazes de danificar os contatos principais do seccionador. Restritores de arco, como são chamados, são acessórios que devem ser acoplados aos seccio-

nadores, permitindo que sejam capazes de manobrar sob estas condições. Os restritores de arco com finalidade de transferência de barras são conhecidos por IEC 1128, devido à antiga norma que regia a aplicação destes componentes, hoje qualificados na ABNT NBR IEC 62271-102, anexo B (nome pelo qual são também conhecidos estes dispositivos). Estes componentes, durante a operação de fechamento, são os primeiros a realizar contato e, durante a abertura, são os últimos a abrirem, absorvendo o arco e evitando danos aos contatos principais do seccionador. O valor de corrente que devem ser capazes de manobrar estão descritos no anexo B da ABNT NBR IEC 62271-102, e é limitado a 80% do valor de corrente nominal do seccionador, não devendo ultrapassar 1.600 A. Mais à frente, abordaremos alguns detalhes construtivos destes importantes dispositivos.

Na figura 8 abaixo, os seccionadores 11-13, 21-23, 31-33 e 41-43 devem ser providos de restritores de arco especiais, já as chaves 17, 27, 37 e 47 podem ser consideradas como *bypass*, dispensando o uso de restritores especiais, dependendo da filosofia do operador da subestação.

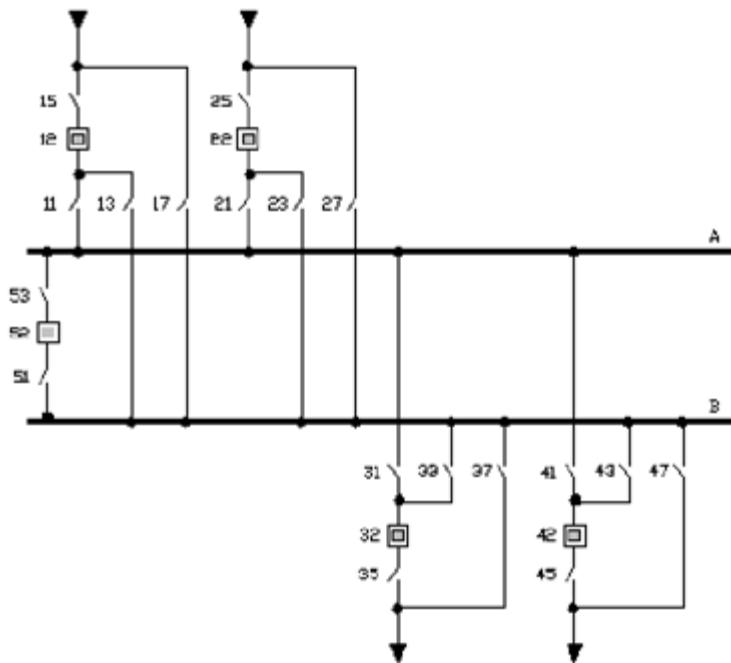


Figura 8 – Manobra de transferência de barras

Seccionadores de Aterramento

Em muitas aplicações desejamos efetuar a abertura do seccionador e, logo após, o aterrramento do circuito associado. Para esta função utilizamos as lâminas de aterramento. Este acessório consiste de lâminas com capacidade de curto-círcuito no mínimo igual ao da lâmina principal. As lâminas de aterramento normalmente acompanham o conjunto composto pela lâmina principal. Entretanto, em alguns casos, podem ser instaladas isoladamente, como na figura 9.



Figura 9 – Seccionadores de aterramento de barras na posição aberta



Figura 10 – Conjunto lâmina principal e lâmina de aterramento em um seccionador SSP-V

Ao aterrarr componentes do sistema em manutenção (barramentos, linhas de transmissão etc.) para garantir a segurança e saúde dos operadores de campo, pode-se acionar o conjunto das lâminas de aterramento através de comando motorizado remoto ou local ou, ainda, na falta de tensão auxiliar para alimentação dos motores, pode-se lançar mão do acionamento manual local, através de manivela. Algumas empresas optam, por questões de segurança operacional, por realizar a manobra de aterramento localmente, através do acionamento motorizado. Dependendo da experiência e memória técnica, algumas empresas optam por não utilizar seccionadores de aterramento, aplicando o método do aterramento em linha viva para a execução da manutenção.

Importante observar que os seccionadores providos de lâminas de aterramento são dotados de sistema de intertravamento elétrico (através de sinalização via contatos auxiliares) e mecânico (através de discos conjugados ou hastes de conexão) do conjunto lâmina principal e lâmina de aterramento, para evitar que se opere (feche) as duas lâminas simultaneamente, colocando o seccionador em curto-círcuito.



Figura 11 – Sistema de intertravamento mecânico lâminas principais/lâminas de aterramento

Quando a lâmina de terra está associada a uma linha de transmissão, geralmente há também a necessidade de se utilizar restritores de arco especiais para suportar os efeitos do acoplamento eletrostático e eletromagnético das linhas em paralelo à linha que se está operando. Este acessório da lâmina de terra é conhecido como IEC 1129, devido à antiga norma que regia a aplicação destes componentes, hoje qualificados na ABNT NBR IEC 62271-102 em seu anexo C (nome pelo qual são também conhecidos estes dispositivos).

Existem ainda classes de durabilidade elétricas para lâminas de terra, sendo:

- E0 – A lâmina de terra não têm capacidade de estabelecimento em curto-círcuito.
- E1 – Lâminas com capacidade de operar duas vezes em condição de curto-círcuito.
- E2 – Lâminas que possuem capacidade de estabelecimento em regime de curto-círcuito.

Estas classes são definidas na ABNT NBR IEC 62271-102, item 4.107.

Seccionadores de Operação em Carga (*Circuit Switchers*)

Os seccionadores para operação em carga são utilizados muitas vezes em substituição ao disjuntor em operações de interrupção ou de reestabelecimento de correntes significativas como, por exemplo, nos chaveamentos de grandes bancos de capacitores, de reatores ou de filtro de harmônicos em subestações conversoras CA-CC. Este equipamento é muito utilizado no mercado norte-americano. A decisão de utilização dos seccionadores sob carga deve ser balizada em considerações técnicas e econômicas:

- Avaliação da capacidade de interrupção do seccionador para a corrente nominal capacitiva ou indutiva correspondente à potência do banco, ou de limitação da corrente de *inrush* durante a energização do banco. Estes seccionadores não são utilizados para a interrupção das correntes de falta nos bancos.
- Comparação do custo do seccionador com o disjuntor para o mesmo nível de tensão. Nesta comparação, é importante incluir o custo dos seccionadores associados ao disjuntor.



Figura 12 – Seccionador para operação sob carga

5. COMPONENTES PRINCIPAIS

Os seccionadores são constituídos por diversos subconjuntos, cada qual com sua função, seja ela estrutural mecânica ou elétrica. A seguir, veremos os principais subconjuntos de um seccionador de alta tensão.

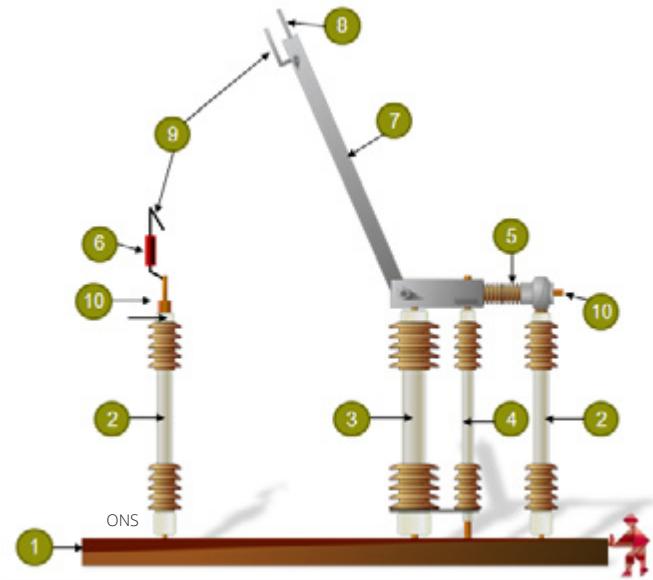


Figura 13 - Seccionador para operação sob carga – Componentes principais

1	Base
2	Coluna de porcelana fixa
3	Coluna de porcelana rotativa para acionamento da lâmina principal
4	Coluna de porcelana rotativa para acionamento da unidade de interrupção
5	Unidade de interrupção
6	Resistor de pré-inscrição
7	Lâmina principal
8	Contato principal
9	Contato auxiliar para pré-inscrição do resistor durante o fechamento da chave
10	Terminal de conexão

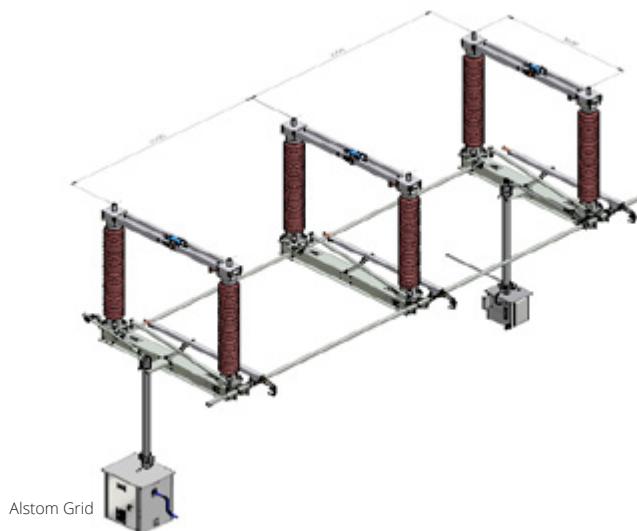


Figura 14 - Seccionador completo

Parte Ativa

Também conhecida por lâmina principal. Confeccionada em tubo ou barra de material altamente condutor normalmente em alumínio. Entretanto, alguns clientes, devido às condições agressivas do ambiente (excessiva poluição etc.), solicitam que a parte ativa seja fabricada em cobre. Em locais com presença de gás sulfídrico (H_2S), como na indústria petroquímica, deve-se proteger a parte ativa com uma camada de tinta e base, sendo um processo industrial específico para este caso. Algumas empresas solicitam aos fabricantes a aplicação de pintura na parte ativa, ainda que em ambiente livre de ataques químicos, com finalidade de sinalização. Este procedimento não é recomendado, pois eleva a resistência deste componente. Quando na posição fechada, o seccionador conduz a corrente elétrica de um terminal a outro e, na posição aberta, assegura a distância de isolamento. É um dos componentes mais desafiadores do projeto, pois além de reunir alta condutividade e boa rigidez mecânica, a lâmina deve ser, sobretudo, leve o suficiente para permitir a operação de seccionador sem esforço demais. Dependendo da forma construtiva deste, a lâmina influí consideravelmente na vida útil do equipamento.



Figura 15 – Parte ativa seccionador DAL (dupla abertura lateral)

Parte Baixa

Responsável pela sustentação mecânica do conjunto. A esta estrutura são fixados os isoladores. Fabricada em aço galvanizado a quente, com perfis “U”, “I”, “U dupla” ou tubos de aço de parede reforçada. Não confundir com estrutura suporte. Os fornecimentos de seccionadores, salvo exceções, não contemplam as estruturas suporte. Uma alternativa para evitar surpresas desagradáveis na montagem em campo e no gerenciamento do contrato, é antecipar junto ao cliente final o desenho dimensional da estrutura suporte para que o fabricante projete uma sub-base de adaptação do seccionador à estrutura suporte existente, se necessário. Caso seja uma subestação ou *bay* novos, o fabricante poderá enviar o dimensional de seu equipamento para que o cliente projete suas estruturas suporte a partir do projeto padrão do fabricante, otimizando os custos da obra.

Alstom Grid



Figura 16 – Parte baixa seccionador

Isoladores

Parte integrante dos seccionadores, os isoladores cumprem duas funções básicas no funcionamento dos seccionadores: um do ponto de vista mecânico, onde todos os esforços provenientes de curto-circuito, vento, terminais e do próprio acionamento do equipamento devem ser suportados; o outro, e não menos importante, do ponto de vista dielétrico, onde todas as sobretensões, transitórios provenientes de impulsos atmosféricos e de manobra devem ser perfeitamente suportados. A escolha correta dos isoladores deve satisfazer estas condições acima e, ainda, manter o mais baixo possível os custos de aquisição, além da cor do isolador (cinza ou marrom), características de interface com o equipamento (flanges e círculo de furações), intercambialidade dentro do mesmo fornecimento, posição de montagem (horizontal, vertical ou invertida), desenho de contorno do isolador (perfis cônicos abaixo de 145 kV devem ser evitados). A padronização de alguns fatores pode levar aos fabricantes alguma economia em escala, como, por exemplo, flanges e distância de escoamento, algumas outras características dependem de informação dos clientes, como NBI (nível básico de isolamento), NBM (nível básico de manobra), RIV (tensão de radiointerferência), cor, tensões suportáveis etc.

Serão analisados apenas os isoladores manufaturados em porcelana, dado que os de vidro encontram-se em desuso no mercado, e os poliméricos ainda constituem reduzida demanda. Dentre os modelos de isoladores de porcelana, o mais aplicado são os do tipo núcleo sólido (*station post*). Há também os modelos multicorpo e pedestal.

De forma geral, devem-se especificar os isoladores, seja para orçamento, seja para projetos, de forma completa. Assim teremos, por exemplo:

C6-650-2900-1500-127/127

Referindo-se a um isolador classe 6 kN de flexão, 650 kV de NBI, distância de escoamento de 2.900mm (equivale a 20mm/kV, pois $2.900\text{mm}/145\text{kV} = 20$), altura total de 1.500 mm e flanges superior e inferior com círculos de furação com diâmetro de 127 mm, de maneira análoga poderemos ter:

C8-950-6125-2100-127/225

Especificando um isolador classe de flexão 8 kN, 950 kV de NBI, distância total de escoamento de 6.125 mm (equivale a 25 mm/kV, pois $6.125\text{mm}/245\text{kV} = 25$), altura total de 2.100 mm e flange de fixação superior de 127mm e flange de fixação inferior de 225 mm, portanto, trata-se de um isolador suporte para 245 kV, outro exemplo:

C7-1050-7595-2300-225/127

Especificando um isolador classe de flexão 7 kN, 1.050 kV de NBI, distância total de escoamento de 7.595 mm (equivale a 31 mm/kV, pois $7.595\text{mm}/245\text{kV} = 31$), altura total de 2.300 mm e flange de fixação superior de 225 mm e flange de fixação inferior de 127 mm, portanto, trata-se de um isolador suporte invertido para 245 kV, para finalizar:

T4,5-1800-13750-4000-127/127

(PFWLW = 730 kV, PFWLD = 800 kV, SIL = 1.175 kV, RIV < 300 μV)

Referindo-se a um isolador rotativo classe 4,5 kN.m para 550 kV, NBI 1.800 kV, distância de escoamento de 13.750 mm (equivale a 25 mm/kV, pois $13.750\text{mm}/550\text{kV} = 25$), altura total de 4.000 mm, flanges superior e inferior com círculos de furação de 127 mm. Notar que foram acrescentados alguns dados a esta solicitação, são eles:

- PFWLW (*Power frequency withstand voltage level – wet*) ou nível suportável a 60 HZ sob chuva.
- PFWLD (*Power frequency withstand voltage level – dry*) ou nível suportável a 60 HZ a seco.
- SIL (*Switch impulse withstand level – wet*) ou impulso de manobra suportável.
- RIV (*Radio interference voltage*) ou nível de radiointerferência.

Outros dados podem ser acrescidos se forem solicitados pelos clientes, como esforços de torção especiais, esforços de compressão e de tensão etc. O fabricante dos isoladores deverá então retornar um desenho único com as características desejadas para aprovação. Após a conferência dos valores, os isoladores poderão ser adquiridos. Outro detalhe importante é a cor do isolador, conforme já mencionado.

Existem classes de escoamento padronizadas, estas classes hoje são 16, 20, 25 e $> 31\text{mm/kV}$, classes I, II, III e IV de poluição. Existe também uma relação mínima entre a distância de escoamento e a distância de arco a seco. Esta relação visa a proximidades entre saias, aumentando ou diminuindo o *stress* do campo elétrico, de tal forma a verificar se o isolador está com o espaçamento mínimo entre saias para se evitar um *flash-over*, por exemplo. Se as saias foram muito próximas, poderá existir um gradiente de potencial alto, o que certamente culminará em um *flash-over*, caso o nível de poluição e umidade aumentem.

Os seguintes ensaios são comumente feitos em isoladores núcleo sólidos:

Ensaios de Rotina

- Visual.
- Mecânico – (Aplicação de força em três direções por cinco segundos).

Ensaios de Aceitação

- Dimensional.
- Ciclo térmico.
- Teste mecânico e de ruptura.
- Porosidade.
- Galvanização dos flanges.

Ensaios de Tipo

- Dielétricos, mecânicos e especiais, como paralelismo e excentricidade.

Mecanismo de Açãoamento

O mecanismo de operação dos seccionadores pode ser manual ou motorizado. Em casos específicos, aplica-se um comando híbrido, ou seja, manual com redutor, para redução dos esforços mecânicos nos casos de instalação do seccionador em altura. A operação manual pode ser feita através de uma alavanca acoplada à arvore de manobra. Já a operação motorizada pode ser feita por um único mecanismo que, através de hastas (tirantes), comanda a operação conjunta dos três polos (comando tripolar), ou por mecanismos independentes para cada polo do seccionador (comando monopolar). Os comandos monopolares são utilizados com mais frequência em níveis de tensão a partir de 362kV. Os comandos motorizados são dotados de mecanismo de operação manual usados em caso de falta de tensão em campo e ajuste local das lâminas.



Figura 17 – Mecanismos de acionamento (armário de comando e conjunto motor-redutor)

Os armários de comando, além do motor, abrigam os dispositivos de comando e controle (contatores, relés auxiliares, resistência de aquecimento etc.). Estes armários podem ser confeccionados em aço inox ou aço pintado.

Árvore de Manobra

Elemento fundamental da cadeia cinemática. Transmite a rotação do motor ou alavanca manual para os tirantes com consequente acionamento das lâminas (principais e de aterrramento). Acopla-se diretamente à arvore de manobra a caixa de contatos auxiliares para indicação de posição (aberto, fechado etc.).



Figura 18 –
Árvore de manobra

6. ACESSÓRIOS

Restritor de Arco

Utilizado como contato de sacrifício, preservando as lâminas principais.



Figura 19 –
Restritor de arco

Terminais de Linha

Responsável pela conexão do seccionador com a rede elétrica. Pode ser apropriado para conexão de cabos ou tubos de alumínio. Cuidado especial deve-se tomar com a corrosão galvânica (ex: cabos de cobre acoplados a conectores não estanhados).

Conectores de Linha

Quando os cabos e ou barramentos possuem terminação incompatível com a do seccionador, utilizamos os conectores de linha para realizar a interface cabo/ barramento – terminal de linha. Cuidado especial deve-se tomar com a corrosão galvânica (ex: cabos de cobre acoplados a conectores não estanhados).

Dispositivos para Manobras de Transferência de Barras

Restritores de arco (contatos de sacrifício) especiais, confeccionados em atendimento ao anexo B da ABNT NBR IEC 62271-102, o qual indica que a corrente nominal na transferência de barras deverá ser de 80% do valor da corrente nominal limitada a 1.600A. O princípio de funcionamento é o mesmo para todos os tipos de abertura de seccionadores, entretanto detalhes construtivos, como seu posicionamento, variam caso a caso.



Figura 20 – Anexo B (seccionadores DAL e AC)

Dispositivos Especiais

Dispositivos especiais (contatos de sacrifício), confeccionados em atendimento ao anexo C da ABNT NBR IEC 62271-102. A função destes dispositivos é similar ao descrito para transferência de barras, porém seus valores de tensão e corrente são bastante diferentes. Aplicados para minimizar os efeitos das correntes induzidas por linhas energizadas adjacentes nas lâminas de aterrramento.

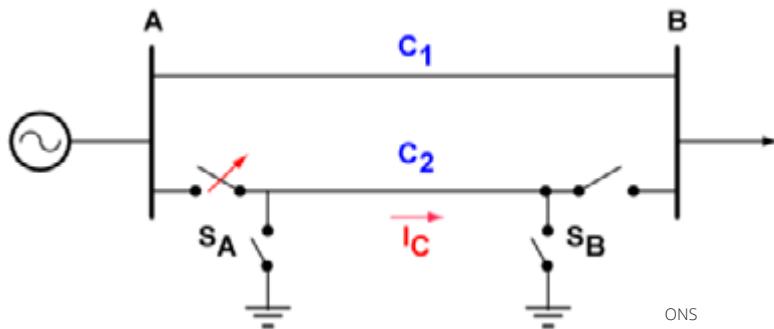


Figura 21 – Circuito predominantemente capacitivo (disjuntores dos terminais A e B abertos)

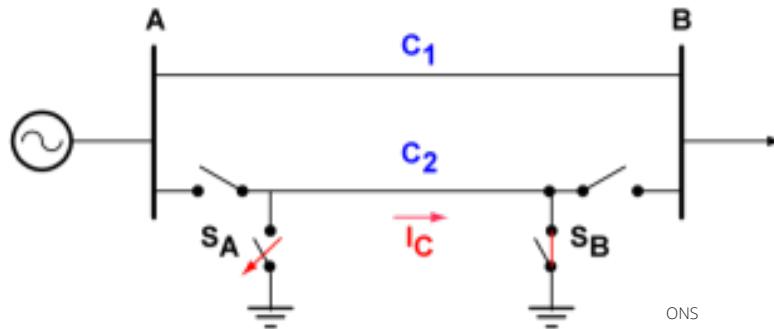
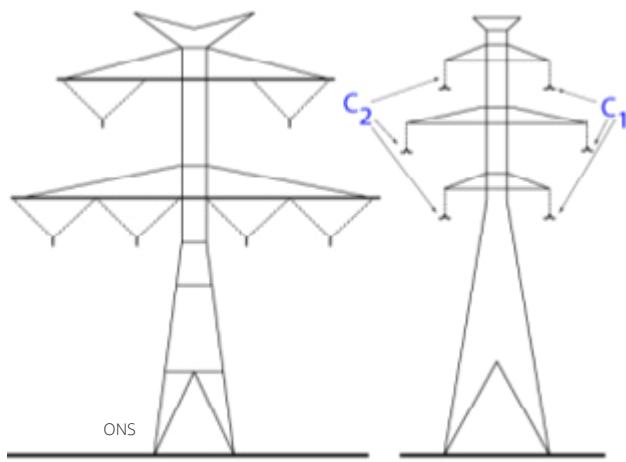
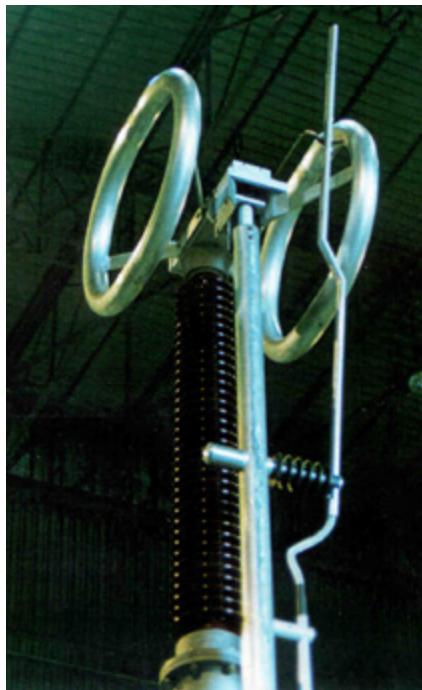


Figura 22 – Circuito predominantemente indutivo

Em muitos casos, o seccionador ou lâmina principal é operado remotamente; enquanto a lâmina de terra, não. Um operador deve se dirigir ao equipamento, confirmar a condição da lâmina principal e operar, fechar ou abrir, dependendo da situação, a lâmina de terra. Nestes casos, o restritor conta ainda com o recurso adicional de arco invisível. Para isso é utilizado uma câmara especial, a óleo, vácuo ou mesmo SF₆ onde efetivamente ocorre a disruptão do arco.



Lâmina auxiliar

Câmara SF₆ – Pn = 3,2 bar**Figura 23 – Dispositivos especiais**

Instantes antes do restritor de arco se desconectar do contato fixo da lâmina de terra (os contatos principais já foram desconectados), há a separação dos contatos na câmara de disrupção, interrompendo o arco dentro da câmara e equalizando potencial do restritor de arco com o contato fixo. Dessa forma, não há arco visível ao operador do equipamento.

Algumas concessionárias do sistema de transmissão de energia elétrica indicam que a motivação para aplicar o dispositivo de arco não visível seria a segurança do operador durante manobra local de abertura das chaves de aterramento. Além do *flash* gerado pela manobra (risco de danos à córnea humana), haveria a possibilidade de o operador ser atingido pelo arco.

Bloqueio Kirk

Dispositivo para bloqueio mecânico (travamento da cadeia cinemática) e elétrico (desenergiza o motor de acionamento), permitindo maior segurança durante a manutenção.

Desacoplamento Mecânico

Aplicado com o objetivo de testar o motor em campo sem desajustar o encaixe das lâminas.

7. TIPOS CONSTRUTIVOS

Existem diversos tipos de seccionadores com várias modalidades de aberturas e infundáveis maneiras e modos de instalações. Sem dúvida que, devido a essa quantidade de variações, os seccionadores são um dos equipamentos mais complexos em termos de gestão e projetos de aplicação. Os seccionadores específicos para cada aplicação são escolhidos, geralmente, em função do tipo de abertura, resultado na maioria das vezes do espaçamento disponível no local da instalação. Por exemplo, se existe espaço disponível horizontalmente, os tipos com abertura (*gap*) horizontal são os preferidos, pois suas lâminas operam no plano horizontal, já se o espaço disponível é vertical, lâminas com abertura neste plano são as escolhidas. Os principais pontos que influenciam a escolha do tipo construtivo dos seccionadores são:

- Nível de tensão.
- Esquema de manobra.
- Limitação de área ou de afastamento elétrico.
- Tradição (tipo padrão utilizado pela empresa).

Os modelos de abertura descritos abaixo podem ser providos de lâminas de aterramento.

Objetivando modelar didaticamente a classificação dos seccionadores quanto ao tipo construtivo, consideram-se dois grupos: seccionadores com *gap* horizontal e com *gap* vertical.

Seccionadores com *Gap* Horizontal

Abertura Lateral



Figura 24 – Seccionador abertura lateral (AL)

AL – Abertura lateral – Na figura abaixo, vemos um dos tipos mais simples de seccionador, geralmente com tensão de trabalho até 145 kV, devido ao desbalanço provocado pelo peso da lâmina no mancal do isolador de acionamento. Um dos isoladores, no caso abaixo o da esquerda, faz o acionamento da lâmina. Por sua própria geometria, este modelo não é recomendado para níveis de curto-círcito acima de 25 kA.



Figura 25 – Seccionador abertura central (AC)

Abertura Central

AC – Abertura central – Na figura 25, temos a representação do seccionador com abertura central. Ambos os isoladores são montados sobre mancais rotativos, cada um é responsável por acionar uma metade da lâmina principal, sendo um contato chamado de “macho” e seu complemento de “fêmea”. Seccionadores de abertura central acarretam espaçamentos entre eixo de fases maiores para manter o espaçamento fase-fase especificado.

Este tipo de seccionador é tipicamente configurado em montagens com polos paralelos, podendo ainda ser montado em linha para aplicações que requeiram otimização de espaço físico em esquema barra principal-transferência.

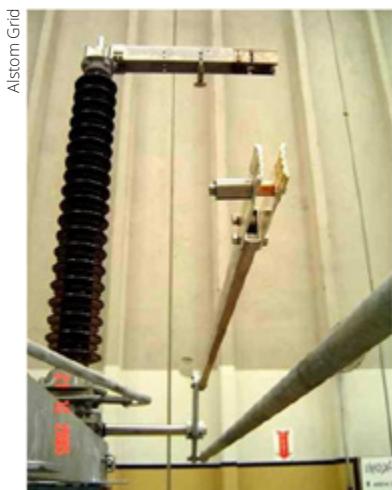


Figura 26 – Seccionador AC – Detalhe lâmina de aterramento



Figura 27 –
Seccionador AC –
Polos paralelos



Figura 28 –
Seccionador AC –
Polos alinhados

Um dos pontos críticos a ser avaliado em um seccionador AC é o percurso da corrente elétrica através dos terminais de linha. A transmissão da corrente é otimizada através da inserção de conexões flexíveis, constituídas por fitas aluminizadas e com suas extremidades soldadas. Os flexíveis são acoplados aos terminais do tipo pino liso, constituindo um circuito sem pontos de interrupção além do próprio *open-gap*.



Figura 29 – Conjunto flexível-terminal pino liso

Tecnicamente, o sistema de flexíveis possui algumas vantagens sobre o tradicional sistema de contatos deslizantes (*sliding contacts*):

- Não gera pontos quentes (baixíssima resistência de contato).
- Não suscetível a oscilações nos barramentos (efeitos eletrodinâmicos das correntes de curto-círcuito).
- Não há ponto de descontinuidade, resultando na distribuição uniforme da corrente elétrica, não gerando *stress* na parte ativa.
- Evita corrosão já que os pontos de contato são confeccionados a partir de um mesmo material (alumínio).

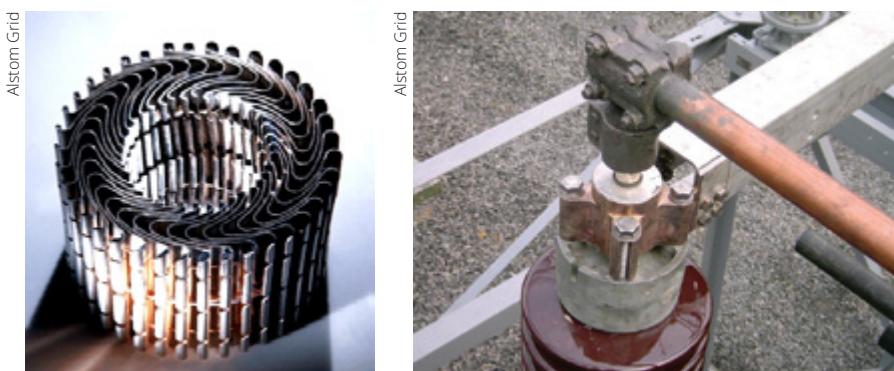


Figura 30 – Conjunto contato deslizante

Abertura Central em "V"

ACV – Abertura central em “V” – Seccionador pouco usado no mercado brasileiro. Aplicado em sistemas 72,5 e 145kV. Indicado para montagens em estrutura suporte ou pórticos compactos, pois possui a parte baixa em tamanho reduzido quando comparado ao tradicional modelo de abertura central. Possui geometria flexível, podendo ser montado na posição vertical e até mesmo invertida, conforme figura 31b.



Figura 31a – Seccionador ACV



**Figura 31b – Seccionador ACV –
Montagem invertida**

Dupla Abertura Lateral

DAL – Dupla abertura lateral – Três colunas isolantes suportam a parte ativa. Muitas pessoas confundem este tipo com abertura central. Existem duas variações deste modelo, uma com acionamento simples, ou seja, os contatos móveis entram nos contatos fixos (mandíbulas) sem a rotação do próprio eixo da lâmina, o que eleva o esforço de acionamento durante os momentos finais na operação de fechamento e momentos iniciais na operação de abertura, a outra variação, com acionamento duplo, ou seja, no início da operação de abertura e no final da operação de fechamento, a lâmina gira no seu próprio eixo cerca de 30°, possibilitando um acionamento relativamente suave e efetuando o travamento da lâmina no final da operação de fechamento, auxiliando o desempenho da chave em situações de curto-circuito por exemplo. O isolador central faz o acionamento da lâmina. Seccionadores de dupla abertura acima de 362 kV têm lâminas principais muito longas e ficam sujeitas a deformações, principalmente se o esquema de manobra determinar que ela opere normalmente aberta. Para estes casos, uma alternativa é aplicarmos um seccionador com abertura semipantográfica horizontal, o qual será apresentado adiante.

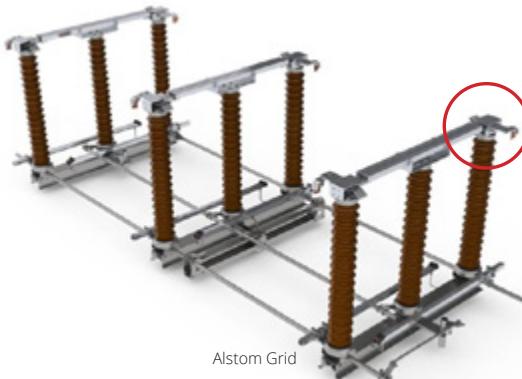


Figura 32a – Seccionador DAL –
Operação em estágio único



Figura 32b – Seccionador DAL – Operação
em estágio único – detalhe fechamento

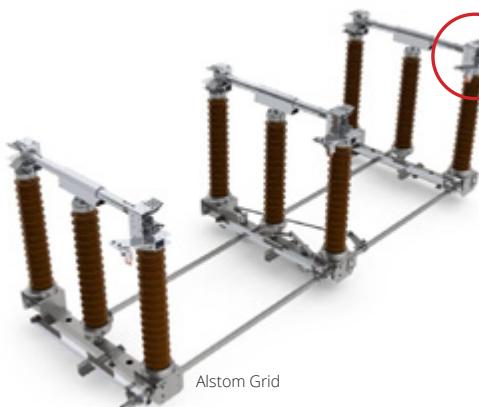


Figura 32c – Seccionador DAL –
Operação em duplo estágio



Figura 32d – Seccionador DAL – Operação
em duplo estágio – detalhe fechamento

Durante visita a subestações, pode-se identificar se, a distância, o seccionador opera em um ou dois estágios através da visualização da parte ativa, no trecho situado sobre o isolador rotativo central:



Figura 33a –
Seccionador DAL
– Operação em
duplo estágio

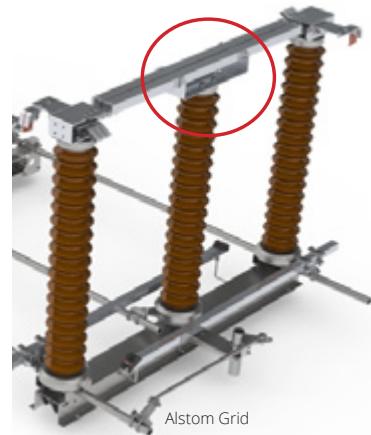


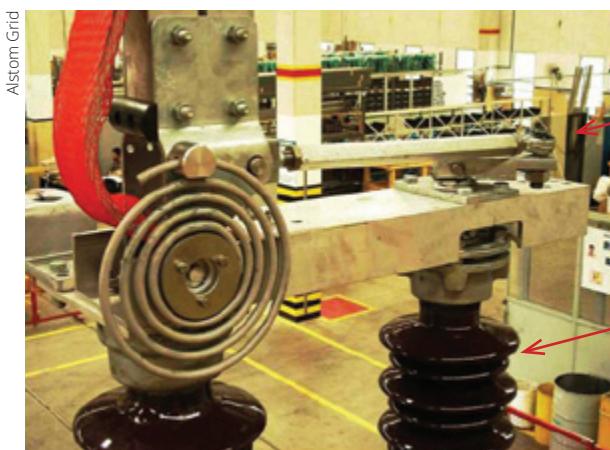
Figura 33b –
Seccionador DAL
– Operação em
estágio único

Abertura Vertical

AV – Abertura vertical – Na figura 34 vemos a representação de um seccionador de abertura vertical. Este equipamento possui três colunas isoladoras, sendo que, acima de 145 kV, a coluna mais da esquerda da figura tem a função de acionamento da lâmina, portanto, diferentemente dos outros dois isoladores restantes, sua classe de flexão pode ser reduzida. Desta maneira, para tensões acima de 145 kV inclusive, o seccionador é formado por dois isoladores tipo suporte e um isolador rotativo. Estes seccionadores são muito requisitados pelo mercado devido ao pouco espaço horizontal requerido para a operação. Seccionadores AV de tensão nominal maior que 362 kV têm lâminas principais muito longas (atingindo comprimento superior a cinco metros em 550 kV) e ficam sujeitas a deformações, principalmente se o esquema de manobra determinar que ela opere normalmente aberta, acarretando dificuldade no fechamento sob vento. Uma alternativa interessante é o modelo de abertura semipantográfica horizontal (SSP-SH), visto adiante.



Figura 34 – Seccionador AV – 245 kV



Transmissão para a lâmina principal
Isolador rotativo
Figura 35 – Seccionador AV – Princípio de acionamento

Para regiões geográficas expostas às fortes intempéries (nevaskas, acúmulo de gelo), há modelos com torque de comando diferenciado e operação em dois estágios para quebra do gelo acumulado (geralmente até 20 mm) nos contatos e na cadeia cinemática dos equipamentos (mancais, alavancas, articulações etc.).



Figura 36 – Seccionador AV – 550 kV – Ensaio camada de gelo

Abertura Semipantográfica Horizontal

SSP-H – Semipantográfica horizontal – Geralmente este tipo de seccionador é utilizado em tensões acima de 245 kV. A parte da base do seccionador pode ou não, dependendo do fabricante, ou do cliente, ser interligada fisicamente, seja com tubo de aço seja com perfis metálicos, isso ajuda a garantir a rigidez mecânica entre os contatos devido às grandes dimensões deste modelo. Na figura 37, podemos notar que três isoladores configuram este tipo de equipamento, sendo o mais da esquerda um isolador rotativo e responsável pelo acionamento da lâmina principal. Por possuir a parte ativa “dobrável”, possui excelente estabilidade operativa, ainda que sob condições extremas de vento, constituindo-se em alternativa ao modelo AV para tensões a partir de 362 kV. Outro ponto a favor das semipantográficas horizontais é a economia de espaço vertical (em torno de 60%), principalmente quando há barramentos instalados em nível superior.



Figura 37 – Seccionador SSP-H

Seccionadores com *Gap* Vertical

Como será observado adiante, os seccionadores dotados de *gap* vertical representam economia de espaço quando comparados com os seccionadores de *gap* horizontal. Os seccionadores com *gap* vertical possuem algumas peculiaridades a começar pelo *layout* de instalação. Temos duas possibilidades, tanto sob barramento (sem isoladores invertidos), como sob pórtico (com isoladores invertidos). Esta categoria de seccionador é muito aplicada em entrada/saída de subestações, em conexão de barramentos superiores/inferiores, além de exercer a função de *bypass*. Na especificação destes equipamentos, deve-se ter cuidado com alguns detalhes de projeto:

- Posição dos contatos fixos em relação ao barramento (paralelo ou ortogonal ao barramento).
- Instalação sob pórtico (com isoladores invertidos) ou sob barramento (sem isoladores invertidos, contatos fixos instalados diretamente no barramento/ cabo).
- Montagem dos polos alinhados (*bypass*) ou em diagonal (transferência de barras).
- Conexão dos contatos fixos sob barramento (diâmetro do tubo) ou cabo (número, diâmetro e tipo de cabo (ACSR, CAA etc.).

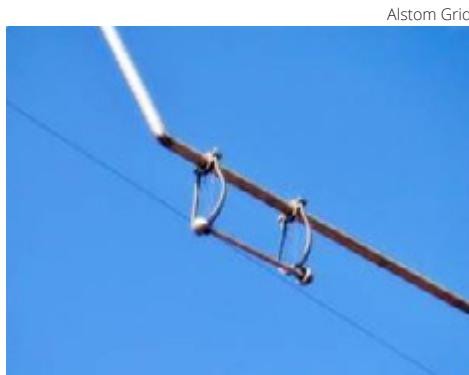


Figura 38a – Pendilho (contato fixo)
paralelo ao barramento



Figura 38b – Pendilho (contato fixo)
perpendicular ao barramento



1. Unidade de conector superior.
2. Unidade de contato tubular fixo (com dispositivo opcional IEC 62271-102, anexo B).
3. Cabos flexíveis (fornecidos em bobinas).
4. Cabo de ajuste.
5. Grampos para o cabo de ajuste.

Figura 39 – Pendilho-Componentes

Abertura Vertical Reversa

AVR – Abertura vertical reversa – Na figura 40, temos um modelo de chave com abertura vertical reversa. Significa que a posição da lâmina é contrária ao tipo AV. Quando a lâmina está a 90° com o plano horizontal, a chave se encontra fechada. O contato superior pode ser instalado diretamente em barramento ou, com auxílio de um isolador invertido, diretamente em viga de sustentação. Também existe com contato móvel no sistema de pinça, proporcionando a instalação do conector superior diretamente em cabos. O isolador mais da esquerda é responsável pelo acionamento da lâmina, geralmente para tensões acima de 145 kV, inclusive, este isolador é do tipo rotativo, enquanto o isolador da direita é sempre do tipo suporte. Como dito, pode haver um terceiro isolador na parte superior, tipo suporte invertido, somente para suportar o conector superior.

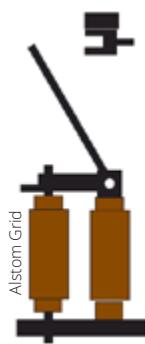


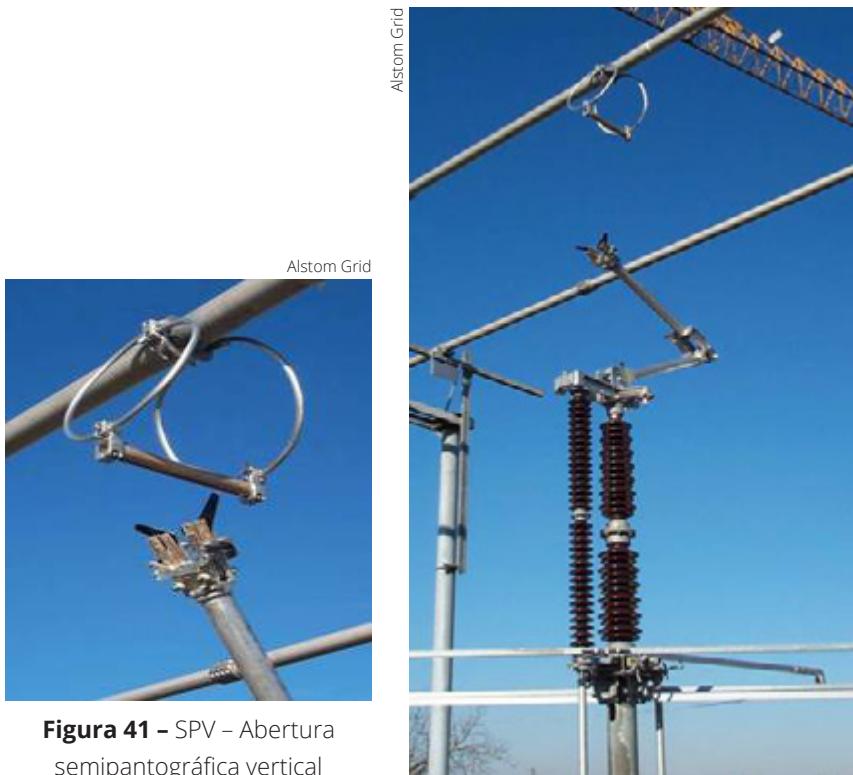
Figura 40a- AVR –
Abertura vertical reversa



Figura 40b- AVR – Abertura vertical
reversa montada sob pórtico metálico

Abertura Semipantográfica Vertical

SSP-V – Semipantográfica vertical – Este modelo é bastante utilizado para transferência de barras. Existem algumas variações deste modelo, como o contato móvel ser com pinças, possibilitando o uso do conector de alta tensão diretamente derivando de cabos, ou com tipo pino, onde há um dispositivo antigelo para locais de baixa temperatura. Existe também a possibilidade de que o conector de alta tensão fixo possa ser instalado sob viga ou pórtico, necessitando então de um isolador suporte tipo invertido para conexão do contato fixo. O acionamento da lâmina é feito pelo isolador da esquerda da figura, que será do tipo rotativo. Geralmente este seccionador existe em classes de tensão acima de 145 / 245 kV, *vide* figura 41 abaixo. Seus polos podem ser montados de modo alinhado ou em diagonal (para transferência de barras).



Abertura Pantográfica

SP – Pantográfica vertical – São seccionadores com altas capacidades ou suportabilidade a curtos-circuitos, geralmente com altas correntes nominais. Podem ser utilizados em transferência de barras. O acionamento é feito pelo isolador da esquerda, geralmente, do tipo rotativo. *Vide* figura 42 abaixo. Utilizada em regiões sujeitas ao acúmulo de gelo, devido à elevada transferência de torque para a cadeia cinemática. Possui, em vantagem aos seccionadores semipantográficos verticais, maior facilidade de ajuste da área de contatos (fixo / móvel). A exemplo do TIPO SSP-V, pode ser instalada sob pórtico (com auxílio de isoladores invertidos) ou diretamente sob barramento (sem isoladores invertidos). Seus polos podem ser montados de modo alinhado ou em diagonal (para transferência de barras).



Figura 42 – SP – Abertura pantográfica instalada sob pórtico em concreto, com isoladores invertidos

Chaves de Aterramento

Podemos classificar o tipo de chave de aterramento quanto ao tipo de contato físico:

- Entrada direta: suporta menores níveis de curto-circuito (40 kA) dependendo do fabricante.

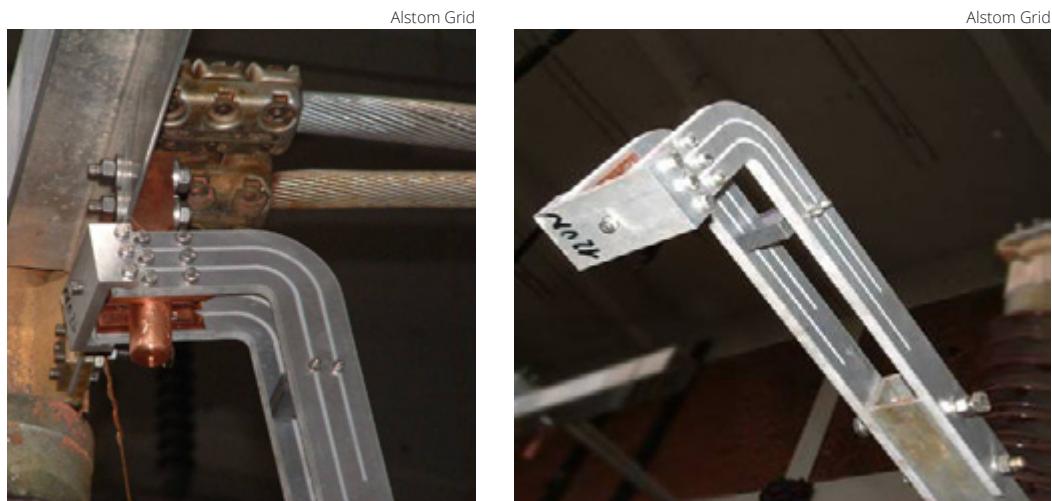
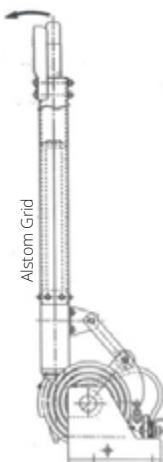


Figura 43 – Chave de aterramento – Entrada direta



- Entrada indireta (duplo movimento): suporta maiores níveis de curto-círcuito (63 kA) dependendo do fabricante.

Figura 44 - Chave de aterramento – Entrada indireta

8. REQUISITOS DO OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS

Procedimento de rede - Submódulo 2.3 – revisão 2

"7.5 Seccionadoras, lâminas de terra e chaves de aterramento conectadas à rede básica.

7.5.1 As lâminas de terras e chaves de aterramento das LT devem ser dimensionadas para suportar, na abertura, os valores máximos de tensão e de corrente induzidas pelos acoplamentos eletrostático e eletromagnético, valores esses determinados nos estudos de manobra de chaves.

7.5.2 Para dimensionar esses equipamentos deve-se considerar a relação X/R do ponto do sistema onde serão instalados.

7.5.3 Esses equipamentos devem permitir manobras de fechamento e abertura nas condições mais severas de tensões induzidas de LT em paralelo, aí incluídas situações de ressonância e de carregamento máximo."

9. ESPECIFICAÇÃO DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Conforme mencionado anteriormente, o critério de escolha do tipo de abertura geralmente está associado ao *layout* da subestação, limitadores como espaço físico disponível, presença ou não de equipamentos que restrinjam o movimento da lâmina etc. Devemos também conhecer as solicitações dielétricas e de potência às quais este equipamento estará submetido. É necessário também conhecer as características de serviços auxiliares do local de instalação. Essas informações serão empregadas para determinar as tensões de acionamento, de comando e demais características dos painéis de acionamento motorizado do seccionador.

De forma geral, estas são as informações **mínimas** do ponto de vista dielétrico:

- NBI – Ou nível básico de impulso atmosférico do sistema.
- NBM – Ou nível básico de manobra do sistema (somente tensões acima de 362 kV).
- Nível de escoamento ou grau de poluição (para especificação dos isoladores).

Também, de forma geral, estas são as informações **mínimas** do ponto de vista de potência:

- In – Ou a corrente nominal do equipamento.
- Icc – Ou nível de curto-círcuito do sistema.
- It/t – Ou valor de pico de curto-círcuito com a duração ou tempo de atuação da proteção.

Outras características importantes do ponto de vista de projeto são o conhecimento da estrutura suporte a qual será instalado o seccionador, se o seccionador tem ou não lâmina de terra, se o acionamento é manual, com redutor ou motorizado.

É interessante também saber se o equipamento será utilizado para transferências de barras (anexo B), manobra de algum equipamento como transformador ou banco de capacitores ou mesmo linhas de transmissão (anexo C), tipo de montagem, horizontal, vertical ou invertida, se o acionamento é em grupo (um comando para os três polos) ou individual (um comando para cada polo).

Em alguns casos, as especificações técnicas de clientes mostram valores de NBI e NBM que parecem não estar em harmonia, por exemplo, é relativamente comum a solicitação de chaves com NBI de 1.550 kV, enquanto ao mesmo tempo solicitam valores de NBM de 1.175 kV. De acordo com a IEC 60273, observamos que um isolador com suportabilidade à NBI de 1.550 kV tem uma altura total de 3.350 mm, com suportabilidade à NBM de apenas 1.050 kV. Como o impulso de manobra é muito mais crítico e acontece com muito mais frequência que o impulso atmosférico, precisamos atender a este quesito para garantir a perfeita coordenação de isolamento. Portanto, um isolador com capacidade de suportar o valor de NBM de 1.175 kV deverá ter altura de 4.000 mm. Esta é a questão, quando elevamos a altura do isolador de 3.350 mm para 4.000 mm, e o valor suportável de NBI também sobe, passando agora para o valor de 1.800 kV, contra os 1.550 kV solicitados, acarretando elevação dos valores suportáveis a 60 Hz a seco e sob chuva. Vamos lembrar que todos estes valores são relativos a terra, portanto é preciso confirmação de que a suportabilidade de *open-gap* está em concordância com o valor para terra, ou teremos um grande problema de coordenação de isolamento, colocando em risco uma das principais funções do seccionador, que é garantir o isolamento quando em posição aberta.

Tensão Nominal (*Rated Voltage*)

Tensão para a qual o equipamento é projetado para serviço contínuo. Deve ser igual à máxima tensão operativa do sistema no qual o equipamento será instalado.

Níveis de Isolamento (*Insulation Level*)

As chaves, do ponto de vista do comportamento de seus isolamentos nos ensaios dielétricos, são constituídas por isolamento autorregenerativos (ar e porcelana), ou seja, isolamentos capazes de recuperar as suas características dielétricas após uma descarga (em laboratório) para a terra, entre terminais ou entre polos. Os níveis de isolamento caracterizam as suportabilidades do equipamento às solicitações dielétricas. Para a determinação dos níveis de isolamento dos(s) equipamento(s) de uma subestação, é necessário saber as características dos dispositivos de proteção da subestação e distâncias de separação entre estes dispositivos e o(s) equipamento(s) em questão.

Normalmente não se especifica o valor do nível de isolamento entre polos (fase-fase). A prática usual é especificar uma distância entre polos que corresponda ao nível de isolamento desejado ou que seja determinada por outros fatores, que podem ser predominantes no dimensionamento do isolamento fase-fase, tais como corona, radiointerferência, requisitos de arranjo físico etc.

Tensão Suportável Nominal de Frequência Industrial (*Rated Power Frequency Withstand Voltage*)

Tensão aplicada de frequência industrial que o equipamento deve suportar durante um intervalo de tempo especificado, sem apresentar nenhuma descarga em condições a seco e/ ou sob chuva. Deverão ser especificadas as suportabilidades à frequência industrial entre as partes energizadas e a terra, e a suportabilidade entre terminais.

Unidade: kV eficaz (fase-terra ou terminal-terminal).

Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico (*Rated Lightning Impulse Withstand Voltage ou Basic Lightning Insulation Level*)

Tensão de impulso atmosférico para a qual o equipamento tem uma determinada probabilidade de suportar. A probabilidade de suportar especificada é de no mínimo em 90%, isto é, quando o equipamento é submetido à aplicação de N impulsos, no mínimo em 90% dos impulsos aplicados não haverá descarga no equipamento (no máximo 10% dos impulsos acarretarão descargas no equipamento).

A tensão suportável a impulso atmosférico deve ser especificada apenas a seco, já que a suportabilidade dos equipamentos a impulso atmosférico, de uma maneira geral, é pouco afetada pela chuva.

Unidade: kV crista.

Tensão Suportável Nominal de Impulso de Manobra (Rated Switching Impulse Withstand Voltage ou Basic Switching Impulse Insulation Level)

Tensão de impulso de manobra para a qual o equipamento tem uma determinada probabilidade de suportar. As probabilidades especificadas são 90% pela ABNT e IEC, e 97,7% pelo IEEE.

A tensão suportável a impulso de manobra pode ser especificada a seco e/ou sob chuva, já que a suportabilidade dos equipamentos a impulso de manobra tende a se enfraquecer sob chuva de elevada precipitação. Normalmente a condição a seco é ensaiada para impulsos de polaridade positiva, e a condição sob chuva para impulsos de polaridade negativa.

Como os surtos de manobra são fenômenos característicos de sistemas de EAT e UAT, a tensão suportável a impulso de manobra geralmente só é especificada para equipamentos de tensão nominal $U_n \geq 362$ kV.

Unidade: kV crista.

Frequência Nominal (Rated Frequency)

Frequência do sistema no qual o equipamento irá operar (50 ou 60Hz). Deve-se tomar especial cuidado na configuração de equipamentos destinados ao mercado exterior (frequência de operação do motor). Países como Paraguai e Angola operam sob 50Hz.

Unidade: Hertz ou ciclos/segundo.

Corrente Nominal (Rated Normal Current ou Rated Continuous Current)

Corrente que o equipamento deverá conduzir continuamente sem exceder os valores de temperatura especificados para seus diversos componentes.

Os valores de elevação de temperatura estão apresentados na tabela VIII – retirados da ABNT. Estes valores baseiam-se em seccionadores operando a uma temperatura ambiente máxima de 40 °C.

Os valores padronizados pela ABNT e IEC de corrente nominal são: 200, 400, 630, 800, 1.250, 1.600, 2.000, 2.500, 3.150, 4.000, 5.000 e 6.300 A.

Para especificação de corrente nominal dos equipamentos de uma subestação, é necessário saber o carregamento dos circuitos, através do estudo de fluxo de potência dentro de um horizonte de planejamento, além das condições operativas da subestação (manutenção de equipamentos ou linhas).

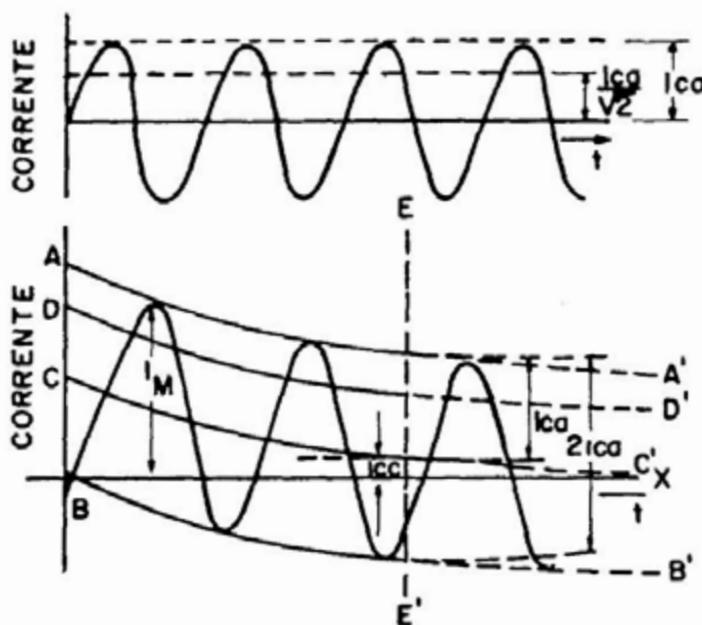
Correntes Nominais de Curto-circuito

Quando ocorre um curto-circuito em um sistema de potência, a corrente resultante é composta de duas componentes: uma componente de regime (CA) determinada pelo valor de tensão da fonte e pela impedância ($R + jX$) da rede, e uma componente contínua (CC) cujo valor inicial e taxa de decréscimo são determinados em função do instante de ocorrência do curto na onda de tensão e do valor de X/R da rede.

A figura 45 apresenta a corrente de curto-circuito simétrica (quando o curto ocorre na crista da tensão) e assimétrica (quando o curto ocorre nas proximidades do zero da tensão).

O valor de crista da corrente que depende do valor de X/R da rede é da ordem de 2,5 a 2,6 vezes o valor eficaz da corrente simétrica.

As correntes suportáveis de curta-duração dos seccionadores devem ser escolhidas entre as correntes padronizadas pelas normas, em função das correntes de curto-circuito projetadas para o sistema para os próximos 30 anos.



I_m = corrente nominal de pico (ABNT/IEC)

corrente momentânea (ANSI)

$\frac{I_{ca}}{\sqrt{2}}$ = valor eficaz da componente no instante EE'

I_{cc} = componente cc no instante EE'

$I_{EE''(rms)}$ = valor da corrente total ($ca + cc$) no instante EE''

$$I_{EE'} = \sqrt{\frac{(I_{ca})^2}{\sqrt{2}} + (I_{cc})^2}$$

Figura 45 – Corrente de curto-circuito

Esforços Mecânicos Sobre os Terminais

A norma NBR IEC 62271-102 na tabela 3 apresenta os valores recomendados de esforços mecânicos nominais nos terminais das chaves. Os esforços calculados dos terminais do seccionador não devem ultrapassar 50% do valor do esforço indicado pelo fabricante do isolador.

Os seccionadores devem ser projetados para suportar a ação do vento e das forças eletromagnéticas das correntes de curto-círcuito que atuam sobre ela própria, mais os esforços nos seus terminais provocados pela ação do vento e das forças eletromagnéticas das correntes de curto-círcuito que atuam sobre os condutores, barramentos rígidos (tubos) ou flexíveis (cabos), ligados aos terminais das chaves.

Na especificação de uma chave, devem ser fornecidos os esforços nos seus terminais.

Tensão Nominal de Alimentação dos Dispositivos de Operação e/ou Circuitos Auxiliares

A tabela 1 apresenta as tensões utilizadas, segundo a prática brasileira, para a alimentação dos dispositivos de fechamento e abertura de chaves e/ou dos circuitos auxiliares. Normalmente, é estabelecida a condição de operação adequada destes dispositivos dentro de uma faixa de variação de sua tensão nominal (p. ex. 80 a 110% para corrente contínua e 90 a 110% para a corrente alternada).

Tabela 1 – Tensões nominais de dispositivos de baixa tensão

(volts)	Corrente alternada (volts)				
	Monofásico		Trifásico		
	Série I	Série II	Série I	Série II	
24	110	120	127 / 220	120 / 208	
48	200	120 / 240	220 / 380	240 / 415	
110 ou 125		240	440	277 / 480	

10. ENSAIOS

Os seccionadores devem ser submetidos a diversos ensaios, sejam para homologação de protótipo, rotina ou para aceitação / recebimento no cliente final. Para os ensaios de homologação de protótipo, ou ensaios de tipo, na maioria das vezes precisam ser feitos em laboratórios com grande capacidade de tensão ou níveis altos de corrente, como, por exemplo, ensaios de impulsos de manobra sob chuva para chaves de 550 kV ou ensaios de curto-círcuito da ordem de 63 kA/3 s. São ensaios de grande valor financeiro e que merecem o maior cuidado e esmero durante o preparo da montagem do equi-

pamento no laboratório. Os ensaios de rotina visam à retirada de vícios ou defeitos na linha de produção, e estes defeitos devem também ser evitados sempre. Já os ensaios de aceitação têm a finalidade de comprovar perante o cliente ou representante que todas as características oferecidas e construídas estão de comum acordo com os ensaios de tipo de protótipo, ou seja, uma falha durante os ensaios de aceitação tem implicações mais sérias, que podem levar à repetição do ensaio em lotes maiores de amostras ou até mesmo à rejeição completa de todo lote.

Ensaio de Rotina

Estes ensaios destinam-se a verificar o bom desempenho da produção. Eles são realizados ou pelo controle permanente efetuado pelo fabricante para garantir a qualidade da fabricação, ou por exigência do cliente no recebimento do equipamento.

Compreendem:

- Ensaio de funcionamento mecânico conforme ABNT NBR IEC 62271-102 item 7.101.
- Ensaio dielétricos conforme ABNT NBR IEC60694/2006 item 7.1.
- Ensaio dielétricos nos circuitos auxiliares conforme ABNT NBR IEC60694/2006 item 7.2.
- Medição da resistência do circuito principal conforme ABNT NBR IEC60694/2006 item 7.3.
- Verificação visual e dimensional conforme ABNT NBR IEC60694/2006 item 7.5.
- Ensaio dielétricos no circuito principal a seco.

Tensão Suportável à Frequência Industrial a Seco

Aplicação: equipamento completo ou polo do equipamento novo.

A tensão de ensaio está indicada no item 3.1 dessa apresentação.

Este ensaio pode ser omitido se a isolação do equipamento for obtida somente por isoladores de núcleo sólido e ar à pressão ambiente, se as dimensões entre partes condutoras, entre fases, entre contatos abertos do dispositivo de manobra e entre partes condutoras e a base forem verificadas por medições dimensionais.

A base das verificações é o desenho dimensional que é parte do relatório de ensaio de tipo ou são nele referidos.

Ensaio Dielétricos nos Circuitos Auxiliares e de Controle

Na fiação do mecanismo de acionamento com 1.000 V durante 1 s.

Medição da Resistência do Circuito Principal

- Aplicação: em cada polo.

Queda de tensão CC ou resistência de cada polo do circuito principal em condições tão próximas quanto possíveis daquelas em que foram efetuados os ensaios de tipo.

- Critério de aprovação:

A resistência não deve exceder 20% daquela medida antes do ensaio de elevação de temperatura.

- ABNT NBR IEC 62271-102/2006 item 7.5

Verificações visuais.

Verificar se Está de Acordo com Especificação de Compra ou Desenhos de Projeto

- ABNT NBR IEC 62271-102/2006 item 7.101

Operação mecânica.

5 FA com a mínima tensão de controle.

5 FA com operação manual, para os Seccionadores ou LTs de comando manual.
Devem ser observados os tempos de operação e o funcionamento dos contatos auxiliares.

- Critério de aprovação:

Os componentes do equipamento não devem apresentar desgaste excessivo.
A resistência do circuito principal mediada antes do ensaio não deve ter variado mais que 20%.

Ensaios de Rotina que Normalmente se Realizam, de Acordo com a IEC 62271-102

- Ensaios dielétricos no circuito principal. Neste ensaio, geralmente feito no próprio fabricante, um polo do seccionador é submetido à tensão suportável à frequência industrial a seco durante um minuto. O ensaio é feito com seccionador na posição fechada (para terra) e também na posição aberta (*open-gap*).
- Ensaios dielétricos nos circuitos auxiliares e de controle, neste teste, aplica-se 2kV em todos os circuitos auxiliares e de controle do seccionador durante um minuto, para se comprovar o perfeito isolamento para terra dos circuitos e componentes dentro dos armários de comando. Também se verificam todas as fiação, anilhamento e demais detalhes de acordo com projeto aprovado dos painéis.
- Medição da resistência no circuito principal, onde se injeta uma corrente su-

perior a 50A DC e se mede a queda de tensão no circuito principal, obtendo-se a resistência do circuito principal do seccionador. Geralmente se realiza este teste em 100% do lote.

- Ensaios de estanqueidade visam comprovar o grau de estanqueidade dos comandos motorizados de acionamento, normalmente IP-54 ou IP-55. A apresentação de relatórios já executados em painéis de mesmas características pode ser uma alternativa à realização deste ensaio.
- Verificação visual e de projeto serve para avaliar se todas as peças estão em quantidades corretas e de acordo com dimensões do projeto.
- Ensaios de operações mecânicas tentam simular o mais próximo possível das condições em que o equipamento estará definitivamente instalado.

Ensaios de Aceitação

Os ensaios de aceitação basicamente repetem os ensaios de rotina, mas uma falha neste momento implicará repetição do ensaio em um número maior de amostras.

Ensaios de Tipo

Os ensaios de tipo têm por finalidade comprovar que um equipamento ou material possui um determinado conjunto de características nominais a ele atribuídas. Eles são efetuados em amostras representativas devidamente identificadas. Estes ensaios são realizados em aparelho novo e são objeto de relatório que deve conter todos os requisitos que permitam identificar a amostra ensaiada. Além disso, os relatórios devem identificar as normas utilizadas em sua realização e, por fim, que o equipamento satisfez as exigências dessas normas. Em relação aos equipamentos de AT, as cláusulas comuns estão definidas na norma IEC 60694 e ABNT NBR IEC60694/2006. As exigências específicas para cada equipamento estão definidas nas normas de produtos. Por exemplo, a IEC 62271-102 e a ABNT NBR IEC 62271-102/2006 são para seccionadores AT. A seguir, relacionamos os ensaios de tipo obrigatórios para seccionadores, conforme IEC/ABNT.

Obrigatórios

- Item 6.2 da ABNT NBR IEC 60694/2006 ensaios dielétricos.
- Item 6.3 da ABNT NBR IEC 60694/2006 riv.
- Item 6.4 da ABNT NBR IEC 60694/2006 medição da resistência do circuito principal.
- Item 6.5 da ABNT NBR IEC 60694/2006 ensaio de elevação de temperatura.
- Item 6.6 ABNT NBR IEC 60694/2006 ensaio de corrente suportável de curta duração e valor de crista da corrente suportável.
- Item 6.102 ABNT NBR IEC 62271-102/2006 ensaios mecânicos.

Opcionais

- item 6.101 ABNT NBR IEC 62271-102/2006 ensaios para provar capacidade de estabelecimento em curto-circuito de chaves de aterramento.
- item 6.103 ABNT NBR IEC 62271-102/2006 ensaios para provar operação satisfatória sob severas condições de gelo.
- item 6.104 ABNT NBR IEC 62271-102/2006 ensaios para provar operação satisfatória sob temperatura máxima e mínima do ar ambiente.
- item 6.105 e anexo A ABNT NBR IEC 62271-102/2006 ensaios para verificar a função adequada do indicador de posição.
- Item 6.106 e anexo B ABNT NBR IEC 62271-102/2006 ensaios para comprovar a capacidade de manobra de corrente de transferência de barramento de seccionadores.
- 6.107 e anexo C ABNT NBR IEC 62271-102/2006 ensaios para comprovar a capacidade de manobra de correntes induzidas nas chaves de aterramento.

Os ensaios dielétricos são realizados para verificar o nível de isolamento de um equipamento. São realizados conforme a norma IEC 60060-1.

A suportabilidade dielétrica deve ser verificada nas condições a seguir:

- suportabilidade entre E/S do equipamento aberto.
- suportabilidade para a terra do equipamento aberto.
- suportabilidade para a terra do equipamento fechado.

Trata-se nesse caso de controlar a suportabilidade do polo e, para aparelhos multipolares, a suportabilidade entre polos.

Esses ensaios são exigidos para todas as tensões nominais. Para tensões superiores a 300 kV, onde os ensaios de tensão de impulso de manobra são normalmente mais severos, o ensaio de tensão suportável à frequência industrial é mantido, porque ele é efetuado também para controlar a suportabilidade dos equipamentos produzidos. Conforme IEC, a suportabilidade durante um minuto é exigida a seco e sob chuva.

Critério para Aprovação

Nenhuma descarga disruptiva é admissível durante o ensaio a seco. O ensaio sob chuva pode ser repetido se uma descarga ocorrer, em isolação externa autorrecuperante, mas nenhuma outra descarga é permitida.

Seccionadores com distância de isolação (entrada-saída) paralelos à base e munidos de lâminas de terra, devem ser ensaiados na condição menos favorável da lâmina de terra.

Ensaios de Tipo/Dielétricos

Tensão Suportável de Impulso Atmosférico

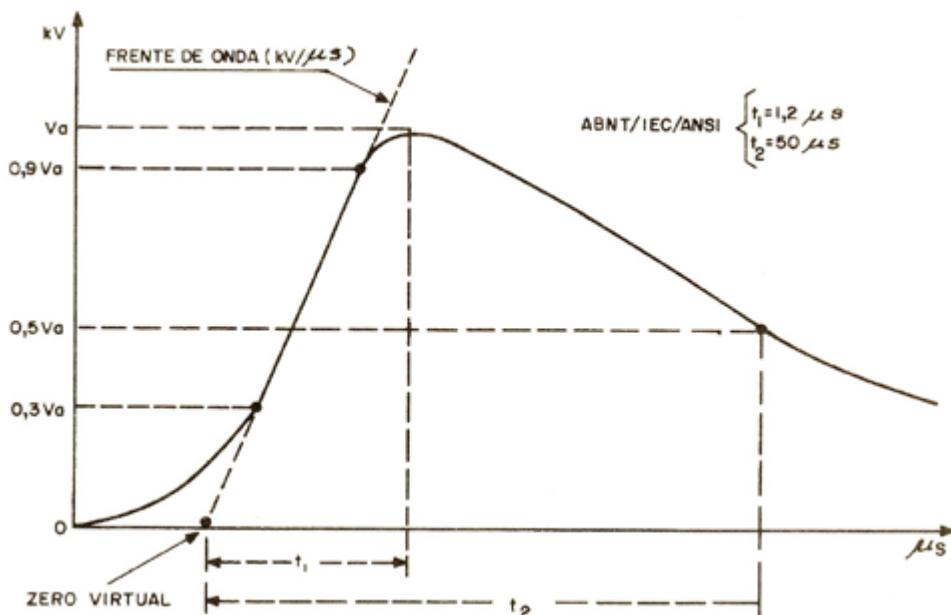


Figura 46 – Ensaios de tipo / Impulso atmosférico – Onda 1,2 X 50 ms

Esses ensaios são exigidos para todas as tensões nominais. São efetuados somente a seco.

Conforme ABNT/IEC, uma série de 15 impulsos é aplicada para cada configuração de ensaio e para cada polaridade.

Para equipamentos de tensão nominal superior a 245 kV, os ensaios entre contatos abertos são aplicados em um terminal à tensão de impulso atmosférico e no terminal oposto à tensão à frequência industrial.

Critério para aprovação – O equipamento é aprovado nos ensaios de tensão suportável de impulso atmosférico se atende às condições a seguir:

- O número de descargas disruptivas não deve passar de duas durante cada série de 15 impulsos.
- Nenhuma descarga disruptiva deve ocorrer na isolação não autorrecuperante.

Tensão Suportável de Impulso de Manobra

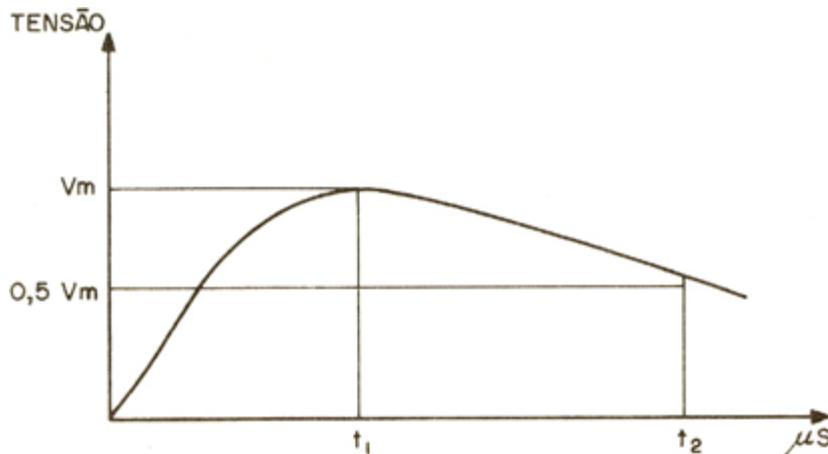


Figura 47 - Ensaios de tipo / Dielétricos – Impulso de manobra

Esses ensaios são exigidos para tensões nominais superiores a 245 kV. Eles são efetuados a seco e sob chuva para as duas polaridades de tensão.

Conforme ABNT/IEC, uma série de 15 impulsos é aplicada para cada configuração de ensaio.

Para seccionadores e disjuntores previstos para aplicações especiais, uma segunda série de ensaios deve ser efetuada com um terminal submetido ao impulso de manobra e o borne oposto à tensão à frequência industrial.

Critério para aprovação – O critério de aprovação nesse ensaio é o mesmo que para os ensaios de tensão de impulso atmosférico.

Ensaio de Tensão de Rádiointerferência

Estes ensaios têm a finalidade de verificar que o nível de radiointerferência emitido é inferior a um valor normalizado ou exigido (2.500 mV sobre impedância de 300 Ω). Eles são obrigatórios para equipamentos de tensão nominal igual ou superior a 123 kV. Os ensaios são efetuados sobre um polo na posição aberto e fechado. Durante os ensaios o equipamento deve estar equipado com todos os acessórios como capacitores de equalização, anéis anticorona etc., que possam influenciar no desempenho a tensão de radiointerferência. A tensão de ensaio é $1,1 Ur/\sqrt{3}$.

Critério para aprovação – Valor da radiointerferência ≤ 2.500 mV, sobre impedância de 300 Ω.

Chaves de aterramento com capacidade de estabelecimento de corrente de curto-círcuito devem ser submetidas a duas operações de estabelecimento de acordo com o procedimento da IEC 60625-1 item 6.101.10.

Critérios para aprovação – Não haver desgaste excessivo na chave, nem colocar em risco a vida do operador.

Ensaio de Durabilidade Mecânica

Seccionadores 1.000 ciclos de operação com carga nos terminais, em tensão e corrente. A operação de contatos auxiliares e indicadores de posição deve ser verificada.

Somente lubrificação é permitida, conforme manual. Ajustes ou outra manutenção não são permitidos.

- 900 ciclos AF a tensão nominal (tensão auxiliar do mecanismo).
- 50 ciclos AF à mínima tensão auxiliar.
- 50 ciclos AF à máxima tensão auxiliar.

Caso o seccionador seja de operação manual, pode ser adaptado dispositivo motorizado para o acionamento durante o ensaio e, nesse caso, não é necessário variar a tensão auxiliar.

Critérios para aprovação – Não haver desgaste excessivo nos componentes, a resistência de contato não deve variar mais que 20%.

Seccionadores que operam com mais frequência, como os que estão junto a disjuntores, requerem ensaios de durabilidade mecânica estendida.

- M1 2.000 operações AF.
- M2 10.000 operações AF.

Critérios para aprovação – Não haver desgaste excessivo nos componentes, a resistência de contato não deve variar mais que 20%.

Ensaio de Elevação de Temperatura

O ensaio deve ser efetuado em local abrigado e isento de correntes de ar.

O ensaio pode ser realizado em um único polo de equipamento trifásico desde que a influência das outras fases seja desprezível. Para equipamento de grandes dimensões, nos quais a isoliação para a terra não tem grande influência na elevação de temperatura, essa isoliação pode ser bem reduzida.

O equipamento será ensaiado com sua corrente nominal de regime contínuo.

O equipamento será ensaiado com sua frequência nominal com tolerância -5% e +2%. Equipamentos ensaiados em 50 Hz podem comprovar desempenho para atuar em sistemas de 60 Hz com a condição de que os valores de elevação de temperatura registrados em 50 Hz tenham atingido somente 95% dos valores máximos permitidos. Quando os ensaios são realizados em 60 Hz, eles são válidos para a mesma corrente nominal em 50 Hz.

Duração do ensaio: tempo até atingir o equilíbrio térmico. Essa condição é considerada obtida quando a elevação de temperatura em uma hora não exceder 1K.

A medição deve ser efetuada com termômetros e termopares.

A temperatura ambiente deve estar entre 10 e 40 °C. Nenhuma correção deve ser feita

nos valores de elevação de temperatura obtidos com a temperatura ambiente nessa faixa.

Critério de aprovação – A elevação de temperatura das diversas partes do equipamento não deve exceder os valores especificados na tabela 3.

Ensaio de Corrente Suportável de Curta Duração e Valor de Crista da Corrente

Aplicação: equipamentos novos com contatos limpos.

O ensaio deve ser efetuado em duas fases adjacentes, no caso de seccionadores tripolares. Em seccionadores monopolares pode ser efetuado em duas fases adjacentes ou em um polo com condutor de retorno a uma distância igual à distância entre fases. Deve ser aplicada a componente CA da corrente de curta duração. O valor de crista não deve ser menor que o valor garantido e não pode exceder 5% do valor da corrente sem a permissão do fabricante. A corrente de ensaio deve ser aplicada durante um tempo t igual à duração nominal de curto-círcuito. O seccionador deve ser capaz de conduzir essa corrente e seu valor de crista sem causar danos mecânicos a qualquer parte ou separação de contatos. Para verificar, é suficiente abrir os seccionadores. Ele deve abrir na primeira tentativa. Deve ser medida em seguida a resistência do circuito principal. Se a resistência aumentou em mais de 20% e não é possível verificação visual do contato, deve ser realizado ensaio adicional de elevação de temperatura.

Ensaios de Tipo mais Comuns para Homologação do Produto

Mecânicos

O ensaio é realizado em umas das classes M0, M1 ou M2, para 1.000, 2.000 ou 10.000 ciclos de operação e, além disso, há aplicação de cargas mecânicas para simular os efeitos dos esforços nos terminais da chave, vento etc.

Dielétricos

Tensão suportável a 60HZ, a seco e sob chuva.

Impulso atmosférico.

Impulso de manobra a seco e sob chuva (Equipamentos acima de 362 KV).

Corrente

Medição da resistência de contatos.

Elevação de temperatura.

Corrente de curto-círcuito e valor de crista da corrente de curto-círcuito.

11. TECNOLOGIAS

Tecnologia dos Contatos

Acoplamento Direto

Método tradicional, com custos reduzidos se comparado às outras tecnologias. Utilizado para sistemas com baixo nível de curto-circuito.

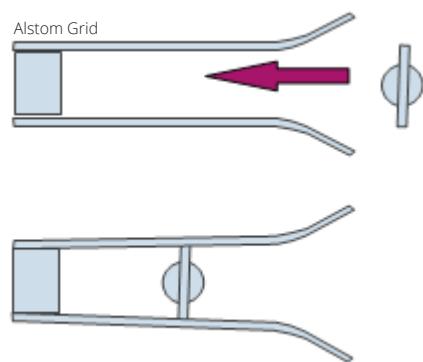
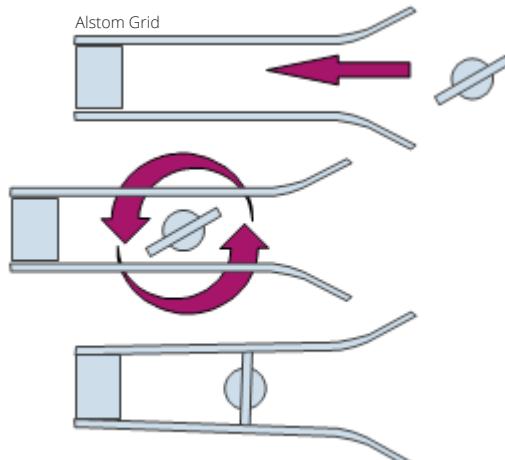


Figura 48 - Contato Direto

Acoplamento em Dois Estágios (com Rotação)

Aplicado em sistemas sujeitos a correntes de curto-circuito elevadas. Proporciona maior travamento mecânico do conjunto de contato móveis e fixos. Possui torque de operação reduzido além de ser um contato autolimpante.



Contato Encapsulado

Figura 49- Contato com rotação

Sistema aplicado para proteção dos contatos fixos e móveis contra ambientes agressivos (poluição, neve, vapores químicos) e curtos-circuitos provocados pelo contato de animais. Tecnologia pouco aplicada no Brasil, também sendo a mais dispendiosa.

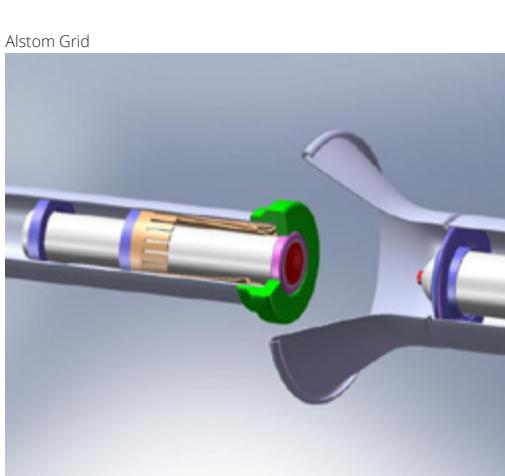


Figura 50 - Contato encapsulado

Monitoramento e Controle

Os seccionadores são equipamentos importantes nos sistemas de transmissão e distribuição de energia, portanto, alguns métodos foram idealizados para monitorar seu funcionamento e operação, certificando-se que estes estão operando satisfatoriamente.

Primeiramente, utilizava-se somente a informação de contatos secos, ou cames de chaves auxiliares, normalmente interligadas diretamente a mecanismos da árvore de manobra. Através de seus estados, aberto ou fechados, era entendido que as lâminas também se encontravam nestas condições, o que nem sempre ocorria.

Imagine uma chave seccionadora de 550 kV com uma lâmina de quase seis metros fechando em um dia de forte ventania, por exemplo, embora o cames de sinalização de fim de curso indicasse fielmente que o seccionador se encontrava na posição de fechamento, algumas vezes o contato móvel terminava ao lado da mandíbula, e não dentro dela, ao se fechar o circuito principal certamente irá ocorrer um grande dano ao equipamento, pois seus contatos não estão devidamente posicionados.

Poderia também haver um problema mecânico entre a árvore de manobra, tubos de acionamento e interligação, estes defeitos também não seriam percebidos pelos contatos simples instalados geralmente dentro dos armários de comando.

Alguns clientes solicitam a instalação de *encoders* dentro dos painéis, sensores de aproximação indutivos de fim de curso e uma infinidade de outros circuitos, como discrepância de fases, relés de tempo etc., porém sem muito sucesso no efetivo rastreamento do comportamento real das lâminas, pois estes métodos não retornam acuracidade de informações devido à complexidade dos sistemas mecânicos envolvidos, além de serem métodos de medição indiretos.

Uma metodologia nova foi idealizada, onde, embora também de forma indireta, a aproximação se faz sobre a assinatura do movimento mecânico do conjunto como um todo.

Se for medido em tempo real a corrente e, por consequência, o torque do motor de acionamento durante a operação do seccionador, devolvemos exatamente uma assinatura precisa dos movimentos combinados de todo o conjunto mecânico, dessa forma não somente a condição de abertura ou fechamento pode ser comprovada com eficácia, mas também análises de comportamento, análises de tendências de defeito, de manutenção preditiva, preventiva e ajuda na corretiva, e até mesmo simulação de envelhecimento do equipamento podem ser agora estabelecidos.

Qualquer falha, desgaste ou travamento excessivo, em qualquer componente do sistema principal de acionamento mecânico poderá ser registrado, acompanhado e analisado para se determinar se deverá ou não ser iniciada uma ação corretiva sobre o equipamento. Na verdade, o próprio sistema supervisório pode conter estas regras, e tomar as providências quanto à informação destes eminentes comportamentos de falhas, antes que ocorram.

Os sistemas podem ter também a inteligência de que, caso ocorra uma falha no fechamento, por exemplo, que a lâmina retorne à posição inicial e tente por mais certo número de vezes concluir a operação com êxito, através da simples observação do torque no motor e comparando-o com a assinatura padrão daquele equipamento durante a operação que se tenta concluir.

A análise de curvas proporciona uma manobra segura e detecta qualquer evento anormal que se encontre fora das áreas da curva padrão, indicando anomalias na operação.

Abaixo, nas figuras 51 e 52, duas curvas padrão, uma no fechamento e outra na abertura, para um seccionador de dupla abertura de 145 kV.

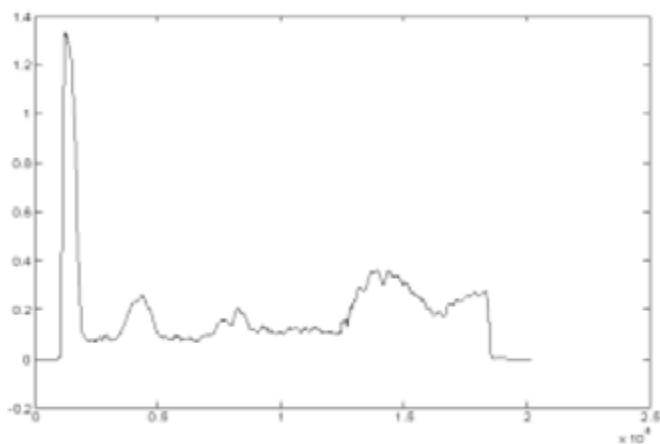


Figura 51 – Curva padrão de fechamento – DAL 145kV

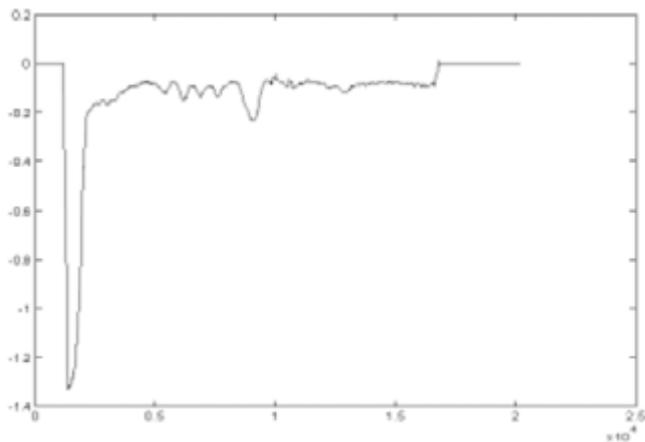


Figura 52 – Curva padrão de abertura – DAL 145kV

Um seccionador, às vezes, permanece muito tempo sem operar. Ocorre que é necessária uma tolerância a estas curvas, dessa forma podemos ainda estabelecer um valor de envelhecimento para os equipamentos, criando um envelope de envelhecimento em toda curva. O valor ou percentual desta variação deve ser informado pelo fabricante do equipamento.

12. ASPECTOS COMERCIAIS E CONTRATUAIS

Durante a fase de negociação fornecedor/ cliente, é importante estabelecer um canal de comunicação claro e, dentre outros pontos, esclarecer se pertence ao escopo de fornecimento:

- A adaptação dos seccionadores à estrutura suporte existente.
- As ferragens de fixação e sub-bases de adaptação.
- O deslocamento, fixação e suporte da caixa de comando.

Em caso de novas subestações (*greenfield*) ou possibilidade de alteração civil nas subestações antigas, sugerimos que a estrutura suporte seja fabricada conforme os desenhos dimensionais padrão do fabricante. Deste modo, não serão necessárias adaptações entre os seccionadores e a estrutura, otimizando, assim, o projeto do seccionador, bem como sua montagem e custos.

Dentre os pontos que influenciam no custo do seccionador podemos destacar:

- Lâmina de terra.
- IEC 62271-102 anexos B e C.
- Dispositivo restritor de arco (chifre).
- Tipo de acionamento (manual ou motorizado).
- Distância de escoamento (definição dos isoladores).
- Corrente nominal.
- Corrente de curta duração.
- Adaptação mecânica (ferragens).
- Acionamento mono *versus* tripolar.

Em geral, na gestão de um projeto/contrato, o gerente do projeto se vê em face de duas expectativas que, às vezes, mostram-se conflitantes. As do cliente e as da empresa. O cliente busca do projeto receber a solução entregue com a qualidade esperada no prazo solicitado, enquanto que a empresa por sua vez espera a combinação de boa performance (custos) do processo com a satisfação final do cliente. Dessa forma, a melhor maneira de manter as expectativas de ambas as partes é o foco no escopo do projeto.

Quando tratamos de chaves seccionadoras, esse escopo deve sermeticulosamente estudado, uma vez que se trata de um equipamento de valor reduzido com uma gama de acessórios, variações, aspectos, enfim, possibilidades, quase imensuráveis. Para tal, é importante que o cliente seja constantemente informado do que adquiriu e as aplicações disso para seu empreendimento.

Da mesma forma, isso deve ser tratado internamente da empresa, ou seja, os departamentos devem estar cientes do que deve ser projetado, comprado, produzido, inspecionado e entregue. A falta deste alinhamento geralmente leva a peças faltantes na obra, equipamentos inaplicáveis, incongruências técnicas até danos no sistema elétrico, ou seja, catástrofes sob a ótica de performance do projeto e satisfação do cliente.

Por fim, o ponto final, mas historicamente mais desgastante na administração de um contrato de chaves seccionadoras, é a supervisão de montagem e ensaios de pré-comissionamento dos equipamentos. Culturalmente as concessionárias/EPCistas no Brasil demandam esse tipo de serviço para 100% dos equipamentos que adquire, o que nem sempre é uma vantagem para o cliente que busca uma solução, nem para a empresa que pretende entregá-la. Por se tratar de uma mão de obra especializada, e portanto cara, essa fase da gestão do projeto leva a conflitos que vão desde a falta desta até a di-

ferentes interpretações do que a esta deve fazer, ou seja, desalinhamentos de escopo e conflitos de interesse indesejáveis.

13. MANUTENÇÃO

Em linhas gerais, pode-se agrupar a manutenção dos seccionadores em três grupos:

A – Inspeção menor (a cada dois anos)

- Verificação das partes mecânicas e tratamento de superfície do equipamento.
- Verificação dos cabos de baixa tensão e de aterramento.
- Verificação e limpeza dos isoladores.
- Verificação do mecanismo de operação.

B – Inspeção no seccionador (a cada cinco anos ou 1.000 operações) – Seccionador fora de serviço

- Verificações grupo A.
- Verificação da limpeza da parte ativa.
- Medição da resistência de contato.
- Verificação do aperto dos parafusos.
- Verificação do funcionamento dos controles locais.
- Verificação da operação manual.
- Verificação do correto acoplamento dos contatos principais.
- Verificação da condição das superfícies de contato.

C – Inspeção do mecanismo de operação (a cada cinco anos ou 1.000 operações)

- verificação de todos os componentes, mecânicos e elétricos cabos e conexões de aterramento.
- Verificação da lubrificação das engrenagens.
- Verificação da operação da resistência de aquecimento, proteção do motor e intertravamento eletromecânico.

D – Inspeção principal (a cada 10 anos ou 2.000 operações)

- Verificações grupos A e B.
- Verificação da condição e do desgaste dos componentes principais (parte ativa, isoladores etc.).
- Verificação dos ajustes mecânicos, restauração das condições iniciais, caso necessário.
- Substituição de unidades e componentes conforme manual, e, se necessário, contato com o fabricante.

14. COMISSIONAMENTO E SEGURANÇA OPERACIONAL

O departamento de supervisão de montagem e comissionamento dos fabricantes de seccionadores possui grande importância dentro do ciclo de fornecimento dos equipamentos. O processo de comissionamento passa pelo alinhamento de cronograma dos trabalhos com o gestor da obra até a elaboração de um *check list* contendo as condições básicas pra início dos serviços e documentação exigida pelo cliente para que os supervisores tenham a permissão para entrada na obra:

- Documentação exigidos pelo cliente.
- Disponibilização de pontos de energia no local 110/220V monofásico.
- Disponibilização de guindaste ou caminhão munck.
- Inspeção detalhada das embalagens.
- Acompanhamento da abertura das embalagens e conferência das peças.
- Conferência e reaperto dos parafusos (torquímetro).
- Ensaios.
- Resistência de contato (microhmímetro).
- Emissão de relatórios técnicos.
- Liberação para energização.

Condições de Segurança

Caso os equipamentos não apresentem as condições mínimas de segurança para os funcionários do fabricante, o fato deverá ser reportado imediatamente ao responsável local para que as providências necessárias sejam tomadas. Em expansões de subestações, ou em trabalhos realizados nas proximidades de circuitos energizados, faz-se necessário a desenergização e aterramento temporário para garantir a segurança dos supervisores de montagem.

15. EXPEDIÇÃO

Por se tratar de um equipamento composto por diversos subconjuntos, faz-se importante confeccionar um completo romaneio (lista de componentes). As peças deverão estar acondicionadas em embalagens protetoras para evitar seus danos durante transporte e transbordo. Os custos com frete serão impactados quando da ocorrência de itens faltantes.



Figura 53 – Seccionadores prontos para expedição

16. REFERÊNCIAS

- [1] TOMINA, J. C. *A Importância da Normalização*. Superintendente da ABNT/CB-24.
- [2] D'AJUZ, A. *Subestações e Equipamentos Elétricos de Extra & Alta Tensão*. ONS.
- [3] BARREIROS, L. P. *Seccionadores de Alta Tensão*. Alstom Grid.

CAPÍTULO 12

Disjuntores

Marcos Bernert Schwarz
Sérgio de Azevedo Morais



Disjuntor Siemens
modelo 3AP1 FG 145 kV,
instalado na SE
Bom Jardim – CTEEP
– Jundiaí, SP

1. OBJETIVO

Apresentar, de forma concisa, as tecnologias utilizadas na concepção e fabricação de disjuntores, suas principais aplicações nos sistemas de potência, as características de seu desempenho nessas formas de aplicação, as normas técnicas aplicáveis, os parâmetros normalizados e algumas recomendações relativas aos estudos a serem efetuados para sua especificação.

Palavras-chave: disjuntor, interrupção de faltas, tensão de restabelecimento transitória (TRT), tempo de interrupção nominal, capacidade de interrupção nominal em curto-circuito, capacidade de estabelecimento nominal em curto-circuito, sequência nominal de operação, falta terminal, falta quilométrica, abertura de correntes capacitivas, fechamento de correntes capacitivas, abertura de pequenas correntes indutivas, abertura em condições de discordância de fases, resistor de fechamento, resistor de abertura, falta evolvente, interrupção de correntes com zeros atrasados, manobra controlada.

2. INTRODUÇÃO

Os disjuntores têm a função precípua de interromper correntes de curto-circuito em curtíssimos intervalos de tempo, sendo esta uma das tarefas mais difíceis confiadas aos equipamentos instalados em sistemas de potência. Ao mesmo tempo, devem ser capazes de estabelecer correntes de falta, de estabelecer e interromper correntes de magnitudes muito menores e de isolar partes dos sistemas quando na posição aberta. A necessidade de realizar todas essas tarefas de forma absolutamente confiável, para impedir danos aos demais equipamentos, inclui os disjuntores entre os equipamentos de maior complexidade instalados nas subestações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

As tecnologias utilizadas para o projeto, fabricação e ensaio dos disjuntores têm evoluído bastante ultimamente, assim como as normas criadas para a padronização de suas características. Ao mesmo tempo, a experiência acumulada com sua utilização em diversas formas de aplicação tem possibilitado, como sempre acontece, novas percepções que a literatura técnica vai continuamente registrando. Este capítulo resulta do esforço dos autores em atualizar o capítulo 10 do livro “Equipamentos Elétricos – Especificação e Aplicação em Sistemas de Potência”, publicado em 1985 por Furnas – Centrais Elétricas S.A. e pela Editora da Universidade Federal Fluminense (EDUFF). Esperam os autores que as mudanças introduzidas no texto original tenham contribuído para imprimir maior clareza e precisão à exposição e para refletir, ainda que sucintamente, o estado da arte relativo à tecnologia, à normalização e às principais aplicações do equipamento aqui focalizado.

3. NORMAS TÉCNICAS

Normas IEC

As normas mais importantes para a especificação de disjuntores são as emitidas pela IEC da série 62271, indicadas abaixo:

- **IEC 62271-1**
High voltage switchgear and controlgear
Part 1: Common specifications
- **IEC 62271-100**
High voltage switchgear and controlgear
Part 100: Alternating current circuit breakers
- **IEC 62271-109**
High voltage switchgear and controlgear
Part 109: Alternating current series capacitor bypass switches
- **IEC 62271-110**
High voltage switchgear and controlgear
Part 110: Inductive load switching
- **IEC/TR 62271-302**
High voltage switchgear and controlgear
Part 302: Alternating current circuit breakers with intentionally non simultaneous pole operation

Além destas normas, existe uma série de normas ligadas à realização de ensaios que devem ser lidas em conjunto com aquelas mencionadas acima:

- **IEC 60060-1**
High voltage testing techniques
Part 1: General definitions and test requirements
- **IEC 60060-2**
High voltage testing techniques
Part 2: Measuring systems
- **IEC 60071-1**
Insulation coordination
Part 1: Definitions, principles and rules
- **IEC 60071-2**
Insulation coordination
Part 2: Application guide
- **IEC 62271-101**
High voltage switchgear and controlgear
Part 101: Synthetic testing

A IEC vem desenvolvendo um trabalho de revisão em conjunto com o CIGRÉ das normas 62271, existindo um número razoável de emendas e normas complementares já aprovadas, assim como um guia de aplicação auxiliando na interpretação das normas:

- **Brochura Técnica (CIGRÉ) 304**
*Guide for application of IEC 62271-100 and IEC 62271-1
Part 1: General subjects (2006)*

- **Brochura Técnica (CIGRÉ) 305**
*Guide for application of IEC 62271-100 and IEC 62271-1
Part 2: Making and breaking tests (2006)*

Normas ABNT

As normas ABNT em vigor estão caminhando para uma tradução das normas IEC, onde a nova denominação é NBR IEC. Em alguns casos são incluídas necessidades brasileiras, completando assim a norma. No que diz respeito aos disjuntores, a norma mais importante desse grupo, por ser uma tradução idêntica da edição 1.0 da Norma IEC 62271-100, era:

- **NBR IEC 62271-100:2006**
Equipamentos de alta-tensão.
Parte 100: Disjuntores de alta tensão de corrente alternada.

Até a edição deste livro, esta norma permanecia cancelada em virtude das novas regras da ABNT, que determinam o cancelamento de qualquer norma com mais de cinco anos sem revisão. Apesar disso, a norma acima continua sendo útil como referência para a terminologia relacionada com os disjuntores e sua aplicação. Para os demais efeitos, na ausência de uma norma brasileira em vigor, a norma de disjuntores a ser utilizada no Brasil é a IEC 62271-100 em sua última revisão [1].

Os disjuntores possuem, em comum com outros equipamentos (como os seccionadores), algumas características importantes para sua especificação. A norma IEC que padroniza essas características é a IEC 62271-1. A ABNT aprovou, em 2006, uma tradução dessa norma, que recebeu o seguinte número e título:

- **NBR IEC 60694:2006**
Especificações comuns para normas de equipamentos de manobra de alta-tensão e mecanismos de comando.

Normas ANSI/IEEE

As normas ANSI / IEEE dividem-se em dois grupos: as da série C37.1, 2 etc., que se referem aos disjuntores dimensionados segundo a corrente total de interrupção, e as da

série C37.01, 02 etc., que considera o dimensionamento segundo a componente simétrica da corrente de curto-círcuito (série mais recente). As normas ANSI serão raramente mencionadas neste texto, em virtude da pequena participação da indústria norte-americana no fornecimento de disjuntores no Brasil. Deve-se considerar, também, o fato de os fabricantes de disjuntores estabelecidos no país serem todos de origem europeia e a circunstância de as normas ABNT serem baseadas, essencialmente, nos documentos IEC.

4. FUNÇÕES DESEMPENHADAS PELOS DISJUNTORES NOS SISTEMAS

A principal função dos disjuntores é a interrupção de correntes de falta tão rapidamente quanto possível, de forma a limitar a um mínimo os possíveis danos causados aos equipamentos pelos curtos-circuitos.

Além das correntes de falta, o disjuntor deve ser capaz de interromper correntes normais de carga, correntes de magnetização de transformadores e reatores, as correntes capacitivas de bancos de capacitores e de linhas em vazio.

O disjuntor deve também ser capaz de fechar circuitos elétricos não só durante condições normais de carga como na presença de curtos-circuitos.

As funções mais frequentes desempenhadas pelos disjuntores são, em primeiro lugar, a condução de correntes de carga na posição fechada, seguindo-se o isolamento entre duas partes de um sistema elétrico.

Os disjuntores são, em geral, chamados a mudar de uma condição para outra ocasionalmente e a desempenhar a função de abrir faltas ou fechar circuitos sob falta apenas muito raramente.

A manobra de bancos de capacitores e reatores *shunt* nos sistemas de transmissão muitas vezes deve ser realizada com alta cadência (até várias operações por dia), o que pode exigir requisitos adicionais para as câmaras de interrupção, devido ao maior desgaste dos contatos decorrente da operação muito frequente.

Os disjuntores devem ser mecanicamente capazes de abrir em tempos tão curtos quanto dois ciclos, após terem permanecido na posição fechada por vários meses. Esta exigência impõe cuidados especiais no projeto do equipamento, no sentido de reduzir a um mínimo as massas das partes móveis e de garantir a mobilidade das válvulas, ligações mecânicas etc.

5. TIPOS DE DISJUNTORES

Disjuntores a Óleo

Os primeiros disjuntores a serem desenvolvidos foram os disjuntores a óleo. Alguns destes equipamentos estão em operação até os dias de hoje.

Foram desenvolvidos dois tipos básicos de disjuntores a óleo, a saber: disjuntores de grande volume de óleo e de pequeno volume de óleo. No tipo de grande volume de óleo, os contatos ficavam no centro de um grande tanque contendo óleo, que era usado

tanto para interrupção das correntes, quanto para prover um isolamento para a terra. No disjuntor de pequeno volume de óleo, o óleo servia principalmente para a extinção do arco e não necessariamente para a isolação entre partes vivas e a terra.

A maior vantagem dos disjuntores de grande volume sobre os de pequeno volume de óleo era a possibilidade de utilização de transformadores de corrente de bucha.

O princípio de extinção do arco nos disjuntores a óleo era baseado na decomposição das moléculas de óleo pela energia do arco. Essa decomposição resultava na produção de gases (principalmente hidrogênio), sendo a quantidade de gás liberada dependente da magnitude da corrente e da duração do arco. O gás liberado desempenhava duas funções: em primeiro lugar, ele tinha um efeito refrigerante muito acentuado; em segundo lugar, causava um aumento da pressão em torno do arco, determinando uma elevação do gradiente de tensão necessário a sua manutenção.

Os disjuntores de pequeno volume de óleo começaram a ser desenvolvidos nos anos 1930, simultaneamente ao lançamento do *cross jet pot* para uso nos disjuntores de grande volume de óleo. Esse dispositivo, que representava um avanço em relação a concepções anteriores, foi logo incorporado ao projeto dos disjuntores de pequeno volume de óleo.

O princípio do *cross jet* ou *cross blast* (sopro transversal) é ilustrado na figura 1. À medida que o contato móvel se afasta do contato fixo, vai descobrindo um número de aberturas pelas quais os gases liberados no interior da câmara eram obrigados a passar, em virtude das altas pressões formadas, em direções a um duto de alívio de pressão situado em um dos lados da câmara e que terminava na cabeça da unidade. Dessa maneira, o arco era forçado contra as paredes mais frias da câmara e posto em contato com o óleo mais frio, sofrendo ao mesmo tempo um alongamento. Quando a corrente passava por um zero, havia um breve instante em que não era liberada mais energia. Uma rápida queda de temperatura ocorria, então, na coluna do arco, provocando a desionização dos gases. Isto permitia um rápido aumento da suportabilidade dielétrica entre os contatos, prevenindo uma reigrição do arco.

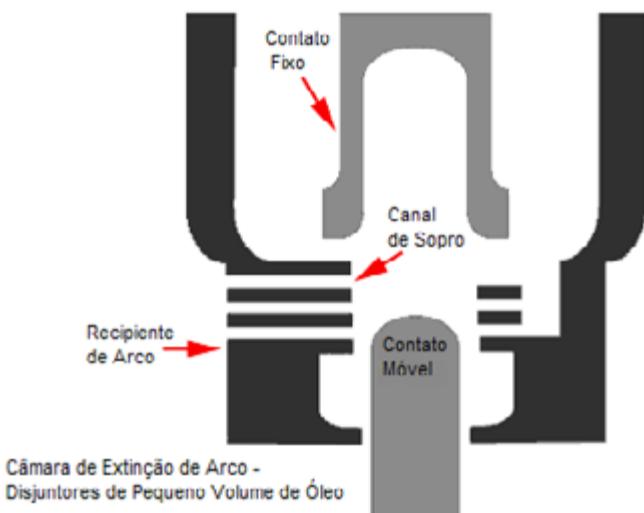


Figura 1 – Câmara *cross blast* de disjuntor a pequeno volume de óleo

O rápido crescimento da suportabilidade dielétrica nos disjuntores de pequeno volume de óleo tornava-os relativamente insensíveis a taxas de crescimento elevadas da tensão de restabelecimento, tais como as que se verificam em certas aplicações como, em particular, a abertura de faltas quilométricas.

A maior limitação dos primeiros disjuntores a pequeno volume de óleo era a existência de uma zona de atuação crítica, normalmente encontrada durante a abertura de correntes de valor reduzido, quando a quantidade de gases liberada pela decomposição do óleo era menor. Nessas condições, o tempo de duração do arco podia prolongar-se excessivamente, e foram registrados alguns casos de explosão de disjuntores devido a esse efeito.

Outra deficiência dos primeiros disjuntores de pequeno volume de óleo era sua propensão para o reacendimento durante a abertura de correntes capacitivas (banco de capacitores, linhas em vazio), quando a tensão de restabelecimento atinge valores de pico elevados. Essa tendência estava associada à permanência de bolhas ou bolsões de gás entre os contatos, que podiam, eventualmente, estender-se para ocupar todo o espaço entre estes.

Ambas as deficiências acima mencionadas foram substancialmente atenuadas e, possivelmente, eliminadas nos disjuntores de fabricação mais recente, por meio da adoção de uma das seguintes alternativas:

- a) Adição de uma bomba de injeção de óleo. Esse dispositivo forçava o óleo a dirigir-se para a região entre os contatos durante o período de arco, aumentando, assim, a refrigeração e produzindo uma taxa mais elevada de crescimento da suportabilidade dielétrica após a extinção do arco, bem como uma eliminação mais rápida das bolhas de gás na região entre os contatos.
- b) Pressurização permanente das câmaras do disjuntor. Uma pressão de 6/8 bars era utilizada, sendo obtida por meio de uma operação de pressurização que consistia na injeção de nitrogênio ou ar nas cabeças das unidades após a montagem dos disjuntores, no local de operação. A pressurização das câmaras resultava numa substancial redução da quantidade de gás liberada durante a interrupção de correntes reduzidas. Dessa forma, reduzia-se a probabilidade de um bolsão de gás estender-se por todo o espaço entre os contatos, após a interrupção do arco. Por outro lado, a suportabilidade dielétrica dos bolsões de gás tornava-se maior, devido à maior pressão. Obtinha-se, dessa forma, um disjuntor razoavelmente imune a reacendimentos durante a abertura de correntes capacitivas. Também o problema das correntes críticas era contornado pela pressurização das câmaras, a despeito da produção de menor quantidade de gás durante a interrupção de correntes de valor reduzido.

Os disjuntores de pequeno volume de óleo adotavam, em geral, mecanismo de operação por molas, o que aumentava a sua confiabilidade do ponto de vista mecânico.

Cada unidade (câmara) era dotada de uma válvula de alívio de pressão, que atuava após um certo número de operações com corrente de carga, ou a cada operação de abertura em curto-círcuito, quando a pressão de segurança era excedida.

Disjuntores a Ar Comprimido

Nos disjuntores a ar comprimido, a extinção do arco era obtida a partir da admissão, nas câmaras de ar comprimido (armazenado num reservatório pressurizado) que, soprado sobre a região entre os contatos, determinava o resfriamento do arco e sua compressão.

A reignição do arco em seguida à ocorrência de um zero de corrente era prevenida pela exaustão dos produtos ionizados do arco da região entre os contatos pelo sopro de ar comprimido. A intensidade e a rapidez do sopro de ar garantiam o sucesso do disjuntor nas “corridas” energéticas (liberação *versus* absorção de energia) e dielétrica (tensão de restabelecimento *versus* suportabilidade dielétrica).

Os primeiros tipos de disjuntores a ar comprimido possuíam uma chave isoladora em série com as câmaras de interrupção. Após um tempo predeterminado, para permitir a extinção do arco, a chave isoladora era aberta, o ar comprimido das câmaras era liberado para a atmosfera e os contatos do interruptor fechavam pela pressão de molas. O fechamento do circuito era sempre feito pela chave isoladora, com os contatos das câmaras de interrupção fechadas. A posição aberta ou fechada dos disjuntores era facilmente reconhecível pelo pessoal de operação, a partir das observações da posição da chave isoladora.

Nos tipos mais recentes de disjuntor a ar comprimido as câmaras eram permanentemente pressurizadas com ar a aproximadamente 25/30 bars, enquanto nos reservatórios de ar comprimido a pressão era de 150/200 bars. Para a interrupção do arco, abriam-se ao mesmo tempo as válvulas de sopro e de exaustão em cada câmara, de maneira a ventilar a região entre os contatos. Após o fim do movimento do contato móvel, que ocorria num tempo predeterminado para permitir a extinção dos arcos, as válvulas se fechavam, deixando o disjuntor aberto, com as câmaras cheias de ar comprimido à pressão de serviço, livre de produtos ionizados. Na operação de fechamento, as válvulas de sopro e exaustão podiam ser abertas ligeiramente para ventilar a região entre contatos, impedindo a contaminação da câmara por resíduos provenientes da vaporização de material dos contatos.

A operação dos disjuntores a ar comprimido, muitos dos quais ainda continuam em operação, sempre produz um grande ruído causado pela exaustão de ar para atmosfera. Uma redução do nível de ruído produzido é obtida por meio de silenciadores.

Embora tecnicamente o sopro de ar comprimido possa ser dirigido sobre o arco tanto transversalmente (*cross blast*) quanto longitudinalmente (*axial blast*), a primeira concepção revelou-se incapaz de produzir a pressão e a velocidade necessária para a extinção dos arcos em disjuntores de alta tensão e alta capacidade de interrupção. Por essa razão, todos os disjuntores a ar comprimido usam o princípio do sopro longitudinal, em que o arco é迫使 ao longo do eixo de uma ou duas passagens ou bocais (*nozzles*).

Os projetos iniciais de disjuntores de ar comprimido empregavam o sistema de sopro numa direção única (*monoblast*), caracterizado pela presença de um contato sólido, usualmente fixo, e um contato-passagem oco (*nozzle contact*), usualmente móvel (figura 2).

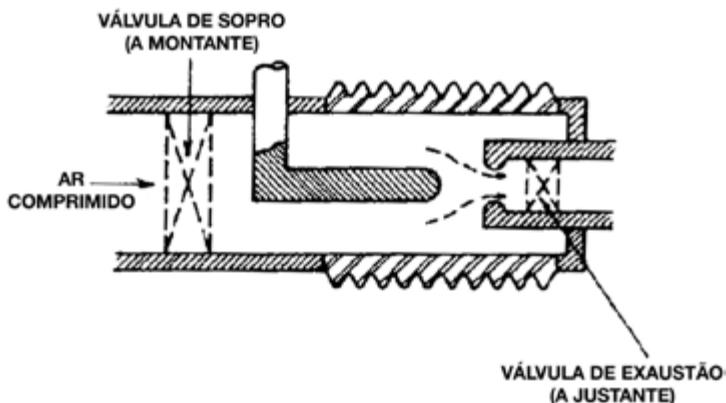


Figura 2 – Câmara de disjuntor a ar comprimido tipo *monoblast*

Com esse sistema tornava-se difícil coordenar os valores ótimos de diâmetro das passagens, extinção do arco, comprimento do *gap* necessário do ponto de vista dielétrico e condições de fluxo de ar comprimido. Em consequência, tornava-se frequentemente necessário utilizar resistores de abertura para reduzir a taxa de crescimento da tensão de restabelecimento transitória (TRT) (ver parte 8 deste capítulo), de forma a não exceder a suportabilidade dielétrica do disjuntor.

Essas dificuldades foram reduzidas com a introdução do sistema de sopro em duas direções (*duo-blast*), em que tanto o contato fixo quanto móvel ofereciam passagem ao fluxo de ar comprimido. Dessa forma, os produtos do arco eram soprados em duas direções opostas para fora da região entre contatos (figura 3). Apesar de exigir duas válvulas de exaustão por câmara, o sistema *duo-blast* aumentava bastante a eficiência do disjuntor, a ponto de especialistas afirmarem a quase equivalência de uma câmara com sistema *duo-blast* a duas câmaras com o sistema *monoblast*. O sopro dos produtos do arco em duas direções resultava numa alta taxa de crescimento da suportabilidade dielétrica, possibilitando normalmente dispensar o uso de resistores de abertura para a interrupção de faltas quilométricas e outras manobras caracterizadas por elevadas taxas de crescimento da TRT.

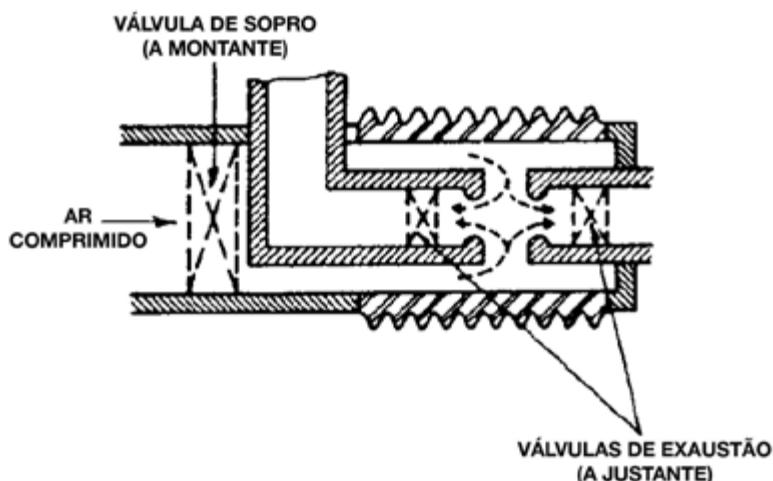


Figura 3 – Câmara de disjuntor a ar comprimido tipo *duo-blast*

Os disjuntores a ar comprimido podiam possuir compressores individuais ou (dependendo do número de unidades instaladas) trabalhar ligados a uma central de ar comprimido. A última solução era, naturalmente, menos dispendiosa. Como a operação dos disjuntores podia ser perigosa quando a pressão de ar comprimido caía abaixo de determinado nível, estes eram providos de dispositivos para impedir seu fechamento ou sua abertura sob pressões inferiores a níveis prefixados. Podia-se dispor, também, de dispositivos para abrir os disjuntores quando a pressão chegava a um nível perigoso, mas ainda inferior àquele sob o qual a abertura deveria ser proibida. Devido a essas características, era prática de muitos clientes exigir que os disjuntores que operavam com sistemas de ar comprimido central possuíssem reservatórios individuais (*air receivers*), com capacidade suficiente para realizar um ciclo completo O-CO-CO, sem necessidade de receber reforço de ar comprimido do sistema central, e sem que a pressão caísse a níveis perigosos. Um reservatório central deveria também ser capaz de garantir a repressurização de todos os reservatórios individuais, após uma operação O-CO simultânea, num intervalo de tempo usualmente fixado em dois minutos.

Resistores de Abertura – Conceito

Apesar do bom desempenho dos disjuntores a ar comprimido na interrupção de correntes de curto-círcuito, certas manobras de abertura em condições de carga eram difíceis para eles. Sua capacidade de interrupção — apropriada para as altas correntes — era insatisfatória, algumas vezes, diante de correntes menores que a nominal.

Para corrigir essa deficiência, foi concebida a técnica de inserção temporária de resistores em série com os circuitos associados, no processo de abertura dos disjuntores. Esses resistores de abertura, adicionados em paralelo às câmaras de interrupção (um resistor para cada câmara), tinham como objetivo atenuar certos fenômenos que dificultavam a interrupção de correntes associadas a pequenas cargas. Com o desenvolvimento dessa técnica, algumas aplicações de resistores de abertura foram visualizadas também para facilitar a interrupção de correntes de falta, como se verá adiante.

Cada resistor era instalado no interior de uma câmara auxiliar, na qual a interrupção do arco formado entre os contatos era feita por processo semelhante ao usado nas câmaras principais. Esses acessórios eram utilizados, em casos especiais, por escolha do fabricante.

Com a interrupção da fabricação de disjuntores de ar comprimido pela indústria, os resistores de abertura também caíram em desuso e deixaram de ser fabricados. Entretanto, a IEC incluiu em 2012, na norma de disjuntores [1]. O anexo R (normativo) estabelecendo requisitos para disjuntores com resistores de abertura, com parâmetros de ensaio definidos exclusivamente para a tensão nominal 1.100 kV. Este fato parece indicar que, com o advento da transmissão em UAT (Ultra-Alta Tensão), o uso desses dispositivos está sendo cogitado por alguns fabricantes para disjuntores de 1.100 kV e/ou 1.200 kV, ainda em fase de desenvolvimento. Dependendo das tarefas a serem atribuídas a tais

equipamentos, e da(s) tecnologia(s) de interrupção eventualmente escolhida(s) para seu desenvolvimento, resistores de abertura poderão voltar a ser utilizados.

A figura 12 mostra a associação de um resistor de abertura ou fechamento aos contatos da câmara principal. A forma de inserção do resistor de abertura é a seguinte:

- Fecham-se os contatos da câmara auxiliar.
- Abrem-se os contatos da câmara principal.
- Abrem-se os contatos da câmara auxiliar.

Resistores de Abertura - Aplicações

Os resistores de abertura eram usados, sobretudo, para atenuar as solicitações impostas aos disjuntores no processo de abertura, visando facilitar a interrupção de correntes de carga e de falta em situações especiais. As formas de utilização mais frequentes desses acessórios foram as seguintes:

Resistores de abertura para equalização de tensões entre as câmaras do disjuntor

Um valor típico de resistor era 50.000 ohms por câmara. Como a energia dissipada ($I^2 \cdot R \cdot t$) por resistores com esse valor ôhmico era pequena, seu volume e, consequentemente, seu custo eram reduzidos.

Resistores de abertura para redução de sobretensões durante a abertura de pequenas correntes indutivas

quando a corrente de magnetização de transformadores, reatores ou motores é interrompida, a corrente costuma ser forçada prematuramente para zero em virtude da instabilidade do arco elétrico estabelecido no disjuntor. A energia magnética armazenada na indutância do equipamento chaveado ($\frac{1}{2} L \cdot i^2$) passa a oscilar entre essa indutância e as capacitâncias do circuito, atingindo um máximo de tensão determinável pela equação $\frac{1}{2} L \cdot i^2 = \frac{1}{2} L \cdot v^2$. O valor da sobretensão varia de abertura para abertura em virtude da variação dos parâmetros do arco elétrico, o que determina a ocorrência do “corte” de corrente em diferentes posições (ângulos) da senoide, com diferentes valores instantâneos. Caso seja possível estimar o maior valor de corrente que pode ser cortada (no caso dos transformadores em vazio esse valor corresponde ao valor de pico da corrente de magnetização), a maior sobretensão sem resistores de abertura pode ser calculada, de forma aproximada, por:

$$V_{max} = i_{max} \text{cortada} \cdot \sqrt{\frac{L}{C}}$$

Com um resistor de abertura de R ohms, a amplitude da sobretensão podia ser limitada, sendo seu valor máximo determinável, também de forma aproximada, por:

$$V_{max} = i_{max} \text{cortada} \cdot R$$

A referência [4] (parágrafo 6.4.4) indica como típica para esse tipo de utilização uma resistência total (soma das resistências de todos os resistores) de 25/50 ohms por kV eficaz entre fases da tensão do sistema, que seria adequada para limitar a 2,5/3,0 p.u as sobretensões de manobra.

É prática de algumas concessionárias especificar uma sobretensão de manobra máxima aceitável para a abertura de pequenas correntes indutivas. Diante de um requisito deste tipo, cabia ao fabricante decidir sobre a necessidade ou não da utilização de resistores de abertura para o atendimento da exigência, bem como a escolha do seu valor e tipo (linear ou não linear), tempo de inserção etc.

Resistores de abertura para a redução da taxa de crescimento e pico da trt em faltas terminais e quilométricas

Quando a envoltória da TRT especificada pelo usuário excedia a suportabilidade do disjuntor, o fabricante podia escolher entre as alternativas de aumentar o número de câmaras de interrupção ou utilizar resistores de abertura.

O efeito da utilização de um resistor de abertura era introduzir um amortecimento adicional no circuito. O amortecimento introduzido por um resistor de abertura num circuito como o da figura 4 (falta terminal sem linhas sãs ligadas ao barramento) pode ser visualizado [4] nas figuras 5 e 6. Nessas figuras o valor da resistência R é comparado com o valor que produziria o amortecimento crítico (R_D), calculável por:

$$R_D = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{\frac{L}{C}}$$

Na figura 6, o “fator de amortecimento” expressa a relação entre taxa de crescimento da TRT no circuito com amortecimento e aquela que ocorreria no circuito sem amortecimento.

As linhas e cabos ligados a um barramento em falta são um importante fator de amortecimento, uma vez que essas linhas e cabos podem ser considerados como resistências no intervalo de tempo entre a abertura da falta e o retorno da primeira onda refletida.

No caso das faltas quilométricas, a referência [4] indica que tanto o pico da TRT quanto sua taxa de crescimento podem ser reduzidos por um resistor de abertura de valor R, proporcionalmente a um fator de amortecimento (d) dado por:

$$d = \frac{R}{R + Z_0}$$

Onde Z_0 é a impedância de surto da linha em falta, dada por:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

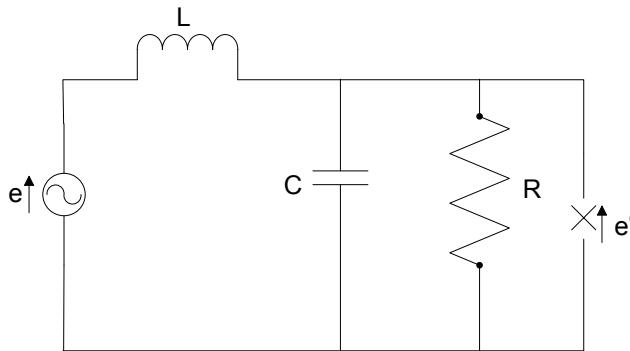


Figura 4 – Circuito equivalente para estudo de falta terminal com amortecimento

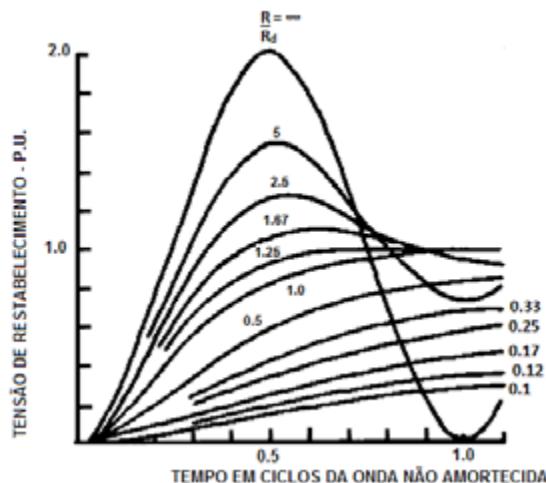


Figura 5 – Efeito de resistor de abertura no amortecimento da tensão de restabelecimento transitória – Falta terminal

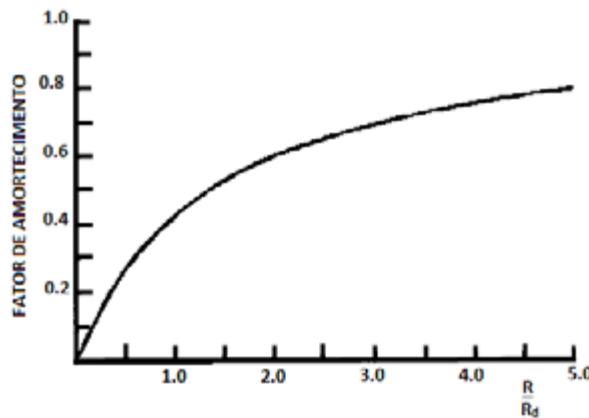
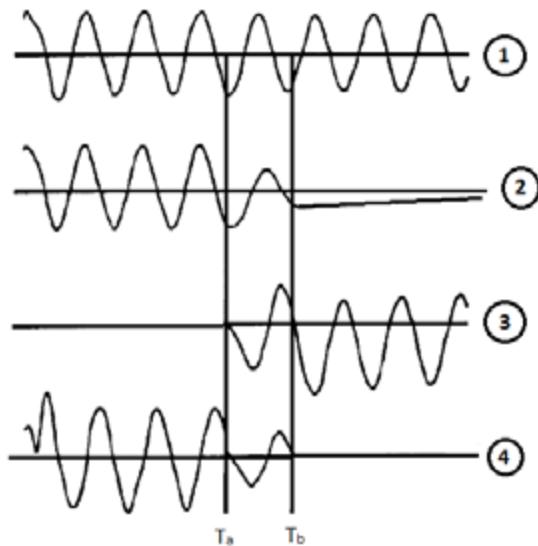


Figura 6 – Efeito do resistor de abertura na redução da taxa de crescimento da TRT – Falta terminal

Resistores de abertura para redução da tensão de restabelecimento na abertura de correntes capacitivas

Um dos requisitos mais severos que podem ser impostos nas especificações de compra emitidas por uma concessionária é a exigência de que os disjuntores responsáveis pelo chaveamento de bancos de capacitores e/ou linhas em vazio sejam capazes de abrir, sem reacendimento, durante a ocorrência de uma sobretensão sustentada (sobretensões da ordem de até 1,5 pu chegaram a ser especificadas). Diante desse tipo de exigência, caso julgasse que seu disjuntor teria dificuldade em atendê-la, o fabricante dispunha das alternativas de aumentar o número de câmaras interruptoras ou empregar resistores de abertura (valor típico: 100 ohms por câmara).

Durante a inserção dos resistores de abertura, o banco de capacitores ou a linha em vazio descarregavam parte da energia acumulada, o que garantia uma redução da tensão de restabelecimento (figura 7).



- ① = tensão no lado da fonte.
- ② = tensão no capacitor.
- ③ = tensão de restabelecimento na câmara principal do disjuntor.
- ④ = corrente através do disjuntor.
- T_a = instante de interrupção de corrente na câmara principal.
- T_b = instante de interrupção de corrente na câmara auxiliar.

Figura 7 – Interrupção de corrente capacitativa com resistor de abertura

A prática adotada era deixar a critério do fabricante a decisão de utilizar ou não resistores de abertura nos disjuntores destinados a esse tipo manobra, bem como a eventual escolha dos seus valores ôhmicos e tempos de inserção.

Resistores de abertura podiam também, em situações especiais, se revelar necessários à redução das sobretensões de manobra que se seguiam à abertura de uma falta. Este tipo de aplicação difere dos anteriormente mencionados, já que nestes últimos os resistores de abertura eram utilizados para atenuar as solicitações impostas ao disjuntor e não propriamente ao sistema.

Disjuntores a SF₆

As técnicas de interrupção resumidas acima foram amplamente usadas em sistemas elétricos de transmissão e distribuição. Elas foram sendo progressivamente substituídas pelas técnicas de interrupção a vácuo e a SF₆, que não possuem algumas das desvantagens associadas às tecnologias a óleo e a ar comprimido.

Embora o hexafluoreto de enxofre tenha sido sintetizado pela primeira vez em 1904, somente nos anos 1930, a partir da observação de suas excepcionais propriedades dielétricas, o novo gás encontrou uma limitada aplicação como meio isolante em transformadores.

O SF₆ é um dos gases mais pesados conhecidos (peso molecular 146), sendo cinco vezes mais pesado que o ar. À pressão atmosférica o gás apresenta uma rigidez dielétrica 2,5 vezes superior à do ar. A rigidez dielétrica aumenta rapidamente com a pressão, equiparando-se à de um óleo isolante de boa qualidade à pressão de dois bars. A contaminação do SF₆ pelo ar não altera substancialmente as propriedades dielétricas do gás: um teor de 20% de ar resulta numa redução de apenas 5% da rigidez do gás.

Somente no final dos anos 1940, teve início o desenvolvimento de disjuntores e chaves de abertura em carga a SF₆, com base em experimentos em que as excepcionais qualidades do gás como meio interruptor de arcos elétricos foram comprovadas. Essas qualidades derivam do fato de o hexafluoreto de enxofre ser um gás eletronegativo, possuindo, portanto, uma afinidade pela captura de elétrons livres, o que dá lugar à formação de íons negativos de reduzida mobilidade. Essa propriedade determina uma rápida remoção dos elétrons presentes no plasma de um arco estabelecido no SF₆, aumentando, assim, a taxa de decremento da condutância do arco quando a corrente se aproxima de zero.

O SF₆ é um gás excepcionalmente estável e inerte, não apresentando sinais de mudança química para temperaturas em que os óleos empregados em disjuntores começam a se oxidar e decompor. Na presença de arcos elétricos sofre lenta decomposição, produzindo fluoretos de ordem mais baixa (como SF₂ e SF₄) que, embora tóxicos, recombina-se para formar produtos não tóxicos imediatamente após a extinção do arco. Os principais produtos tóxicos estáveis são certos fluoretos metálicos que se depositam sob forma de um pó branco, e que podem ser absorvidos por filtros de alumina ativada (trióxido de alumínio).

Os primeiros disjuntores de hexafluoreto de enxofre eram tipo “dupla pressão”, baseados no princípio de funcionamento dos disjuntores a ar comprimido. O SF₆ era armazenado num recipiente de alta pressão (aproximadamente 16 bars) e liberado sobre a região entre os contatos do disjuntor. A principal diferença com relação aos disjuntores a ar comprimido consistia no fato de o hexafluoreto de enxofre não ser descarregado para a atmosfera após atravessar as câmaras de interrupção, e sim para um reservatório com SF₆ à baixa pressão (aproximadamente três bars). Assim, o gás à alta pressão era utilizado para interrupção do arco, e o SF₆ à baixa pressão servia à manutenção do isolamento entre as partes energizadas e a terra. Após a interrupção, o gás descarregado no tanque de baixa pressão era bombeado novamente para o reservatório de alta pressão, passando por filtros de alumina ativada para remoção de produtos da decomposição do SF₆.

As principais desvantagens dos disjuntores a SF₆ à dupla pressão eram a baixa confiabilidade dos compressores de gás e a tendência do hexafluoreto de enxofre a liquefazer-se à temperatura ambiente quando comprimido (a temperatura de liquefação

do gás a 16 bars é de 10 °C). Devido a isto, tornava-se necessário instalar aquecedores no reservatório de alta pressão, com consequente aumento da complicaçāo e redução da confiabilidade. Essas desvantagens levaram ao desenvolvimento dos disjuntores tipo *puffer*, que descreveremos a seguir.

Sistema de Autossopro (Puffer)

Os disjuntores tipo *puffer* ou tipo “autossopro” são também denominados de “pressão única” porque o SF₆ permanece no disjuntor, durante a maior parte do tempo, a uma pressão constante de três a oito bars, servindo ao isolamento entre as partes com potenciais diferentes. A pressão necessária à extinção do arco é produzida em cada câmara por um pistão e um cilindro de compressão; um desses dois elementos ao se movimentar desloca consigo o contato móvel e comprime o gás existente no interior do cilindro.

A compressão do SF₆, por esse processo, produz pressões da ordem de duas a seis vezes à pressão original e, no intervalo entre a separação dos contatos e o fim do movimento, o gás, assim comprimido, é forçado a fluir entre os contatos e através de um bocal de sopro com uma ou duas passagens (*nozzles*), extinguindo o arco de modo semelhante ao dos disjuntores de dupla pressão.

Do ponto de vista da geometria dos contatos e do direcionamento do fluxo de gás, os disjuntores a SF₆ podem ser classificados, assim como os a ar comprimido, entre os tipos de direção única (*monoblast*) e de duas direções (*duo-blast*), sendo o último tipo mais usual. A figura 8 mostra detalhe da câmara de interrupção de um disjuntor tipo *puffer* e *duo-blast*.

Os disjuntores tipo *puffer* são de projeto mais simples que os de dupla pressão e dispensam a instalação de aquecedores para impedir a liquefação do SF₆, por trabalharem com pressões mais baixas, sendo consequentemente mais econômicos e mais confiáveis.

O desenvolvimento e a difusão dos disjuntores a SF₆ estão ligados ao desenvolvimento das técnicas de selagem e dos dispositivos de detecção de vazamentos de gás. Os progressos verificados nesses terrenos já permitem reduzir o escape de SF₆ nos disjuntores a níveis inferiores a 0,5% por ano. Da mesma forma que nos disjuntores a ar comprimido, os disjuntores a SF₆ devem ser providos de dispositivos para indicar a ocorrência de pressões inferiores a determinados níveis mínimos e intertravamentos para impedir sua operação em condições perigosas de subpressão.

Além da movimentação dos contatos, a maior parte da energia necessária à operação de um disjuntor a SF₆ é utilizada para comprimir o gás no cilindro de sopro. Esta energia – totalmente provida pelo mecanismo de acionamento – será tanto maior quanto maior for a classe de tensão do disjuntor e, sobretudo, quanto maior for a corrente de curto-circuito para a qual o disjuntor estiver sendo dimensionado. Isto exigiu o desenvolvimento de mecanismos de acionamento de grande potência, tais como os mecanismos hidráulicos.

Os primeiros disjuntores com mecanismos hidráulicos foram introduzidos em 1969. O primeiro projeto combinava mecanismos de operação hidráulica para fechamento e mecanismos acionados por molas para abertura. O próximo passo foi dado em 1973, com o desenvolvimento de um mecanismo completamente hidráulico para abertura e fechamento [29].

Este sistema de interrupção dominou os disjuntores por mais de 25 anos e foi muito bem sucedido. No início da década de 1990, outro marco no desenvolvimento dos disjuntores a SF₆ foi o sistema de interrupção por autocompressão, que usa a alta energia do arco para gerar a pressão do SF₆ durante o processo de interrupção, como descreveremos a seguir.

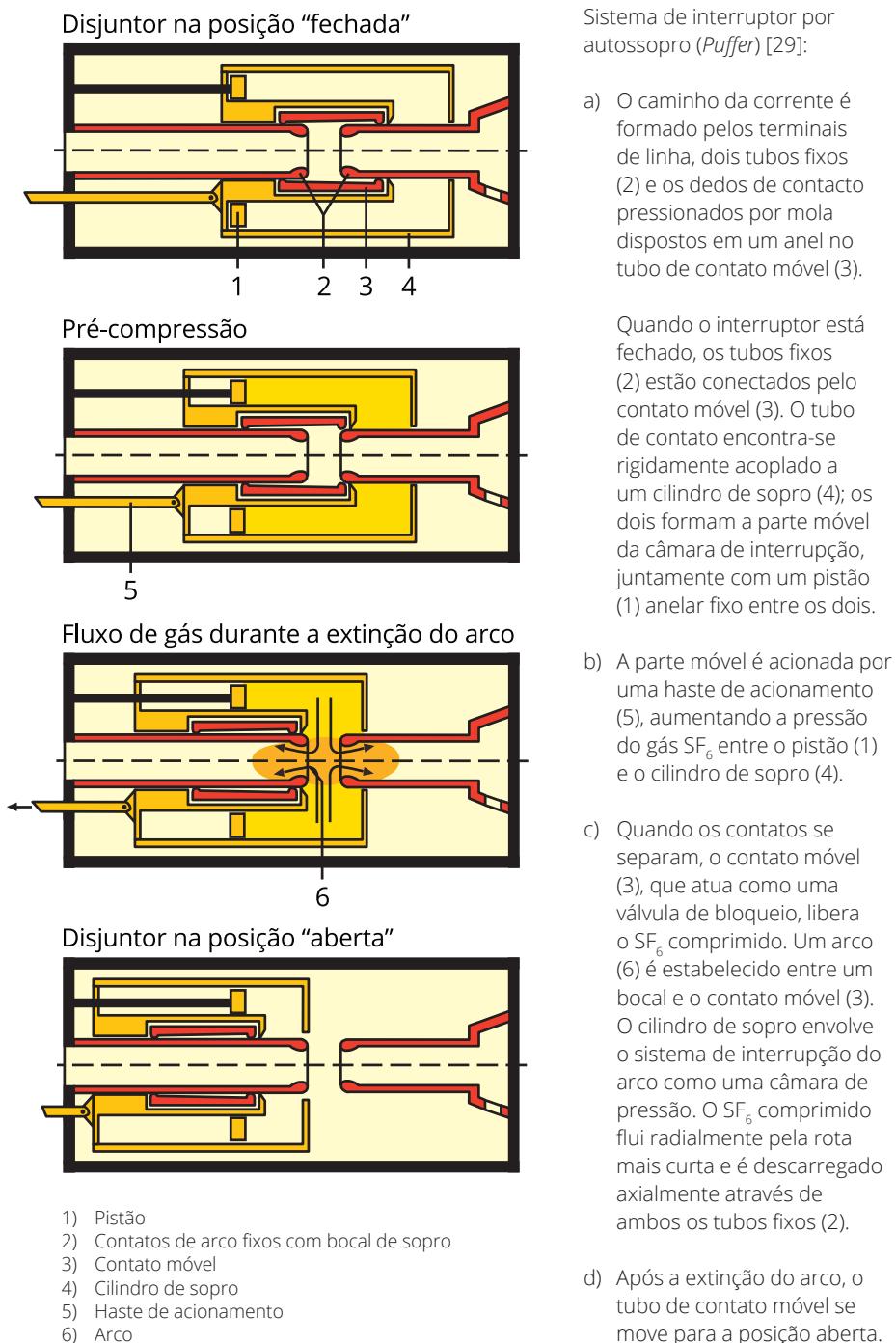


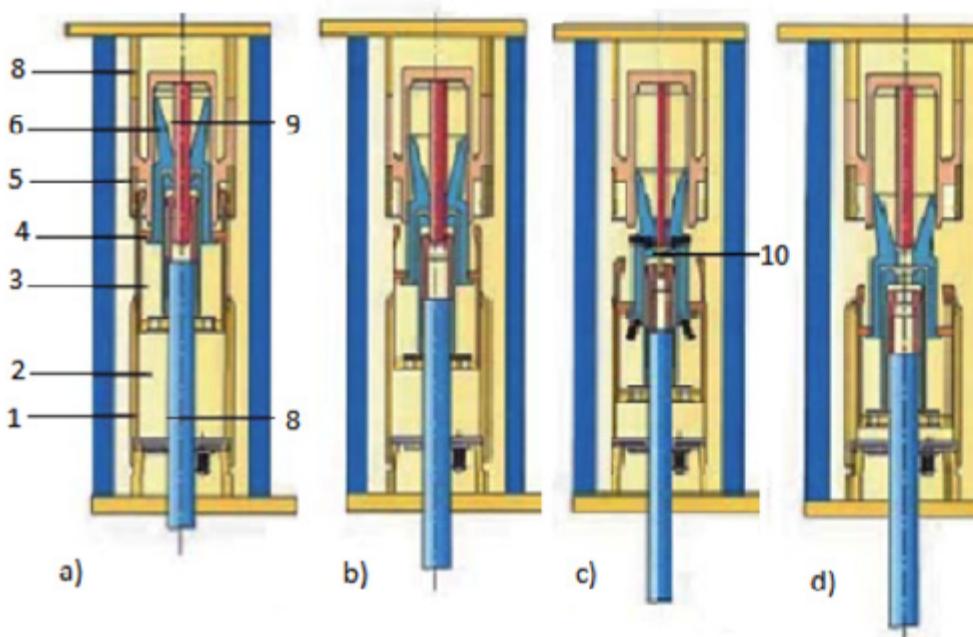
Figura 8 – Princípio do sistema de autossopro (Siemens)

Sistemas de Autocompressão

Existem hoje duas versões de sistemas de autocompressão, com a mesma função básica:

- Sistema de autocompressão estático.
- Sistema de autocompressão dinâmico.

No sistema de autocompressão estático (figura 9), apenas um dos contatos de arco se move, como mostrado na figura. Este sistema é usado em disjuntores até 145 kV.



- | | | |
|--|--------------------------|-------------------------|
| a) Disjuntor na posição "fechada" | 1) Base | 6) Bocal de sopro |
| b) Pré-compressão | 2) Volume de compressão | 7) Suporte de contato |
| c) Fluxo de gás durante a extinção do arco | 3) Volume de aquecimento | 8) Haste de acionamento |
| d) Disjuntor na posição "aberta" | 4) Cilindro de contato | 9) Contato de arco fixo |
| | 5) Contatos principais | 10) Arco voltaico |

Figura 9 – Princípio do sistema de autocompressão estático

O sistema de autocompressão dinâmico é usado em sistemas de 170 a 1.200 kV e é mostrado na figura 10. Com este projeto, diferentes velocidades para o contato principal e contato de arco são possíveis. A velocidade do contato principal permanece baixa, para limitar a energia mecânica para o funcionamento do disjuntor. Contudo, neste processo, ambos os contatos de arco se deslocam, aumentando assim a velocidade relativa entre os dois (*dual motion*). A alta velocidade dos contatos de arco reduz o tempo de arco, aumenta a taxa de crescimento da recuperação dielétrica (suportabilidade à tensão de restabelecimento) e assegura uma maior capacidade livre de reacendimentos para a manobra de correntes capacitivas.

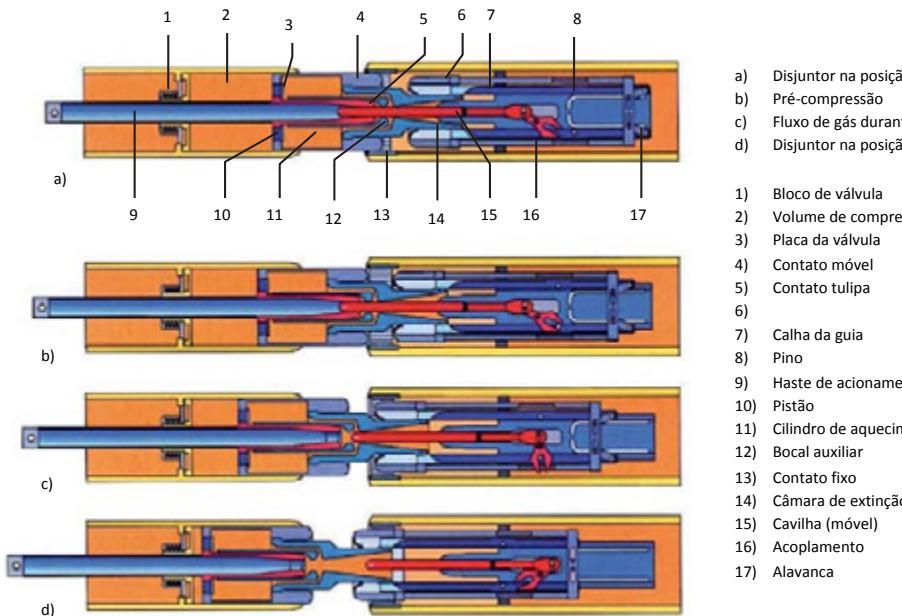


Figura 10 – Princípio do sistema de autocompressão dinâmica

Comparação das Técnicas de Autossopro (Puffer) e Autocompressão

Para as mesmas características nominais de um mesmo disjuntor a SF₆, a comparação entre as duas técnicas de interrupção mostram que a energia necessária para abrir é menor para o sistema de autocompressão com arco assistido do que para o sistema autossopro (*puffer*). A menor energia de operação reduz as dimensões e massa de todas as partes móveis da cadeia cinemática do equipamento. A redução das forças dinâmicas e a diminuição das partes internas são pré-requisitos para um projeto de disjuntor mais leve e econômico. Tomemos, como exemplo, um disjuntor com tensão nominal 550 kV e capacidade de interrupção de correntes de curto-círcuito de 63 kA com duas câmaras por pólo: um disjuntor equipado com câmaras com sistema de interrupção de autocompressão com arco assistido e mecanismos de operação à mola (um para cada polo) necessita de 65% menos energia para a abertura e tem peso 25% menor que um disjuntor tipo *puffer*.

Glossário das Diversas Técnicas de Interrupção

Embora os termos associados às técnicas de interrupção de disjuntores a SF₆ possam variar um pouco de fabricante para fabricante, em linhas gerais há um consenso sobre as seguintes definições (em inglês e português):

- a) Disjuntor na posição “Fechada”
- b) Pré-compressão
- c) Fluxo de gás durante a extinção do arco
- d) Disjuntor na posição “Aberta”

- 1) Bloco de válvula
- 2) Volume de compressão
- 3) Placa da válvula
- 4) Contato móvel
- 5) Contato tulipa
- 6)
- 7) Calha da guia
- 8) Pino
- 9) Haste de acionamento
- 10) Pistão
- 11) Cilindro de aquecimento
- 12) Bocal auxiliar
- 13) Contato fixo
- 14) Câmara de extinção
- 15) Cavilha (móvel)
- 16) Acoplamento
- 17) Alavanca

- Técnicas *puffer, auto-pneumatic, self-blowing* (sopro, autossopro, autopneumático): o gás é comprimido pelo movimento de um pistão ligado ao contato móvel. O gás soprado flui através de um bocal de sopro (*nozzle*) sobre o arco elétrico, extinguindo-o.
- Técnicas *self-compression, self-blowing, heat expansion, auto-expansion, arc assisted, dual motion, double movement* (autossopro, expansão térmica, autoexpansão): O arco é resfriado pelo sopro obtido do fluxo do gás através do bocal de sopro. O fluxo de gás se dá devido ao aumento de pressão de origem térmica, produzida pelo arco ao redor dos contatos. Este processo é válido para correntes de falta.

Subestações Blindadas a SF₆

Uma outra aplicação do SF₆ é no isolamento de subestações blindadas, que possibilita uma considerável redução da área ocupada. A instalação de uma subestação blindada pode ser determinada pela inexistência de área suficientemente ampla em um centro urbano, ou pelo elevado custo do solo nessa região.

Numa subestação blindada, todas as partes energizadas são protegidas por uma blindagem metálica compartimentada contendo as várias funções: disjuntores, chaves, TC's, TP's, barramentos etc. Estes vários compartimentos podem ser separados por isoladores de resina sintética (ou outro material adequado) e pressurizados com SF₆ à pressão de cerca de três bars. Densímetros permitem detectar eventual fuga de gás. A compartimentação permite efetuar a manutenção nos equipamentos sem necessidade de remover grandes quantidades de gás. Alarmes e intertravamentos garantem a segurança em caso de vazamentos de SF₆.

Disjuntores a Vácuo

Nos disjuntores a vácuo, o arco que se forma entre os contatos é bastante diferente dos arcos em outros tipos de disjuntor, sendo basicamente mantido por íons de material metálico vaporizado proveniente dos contatos (catodo). A intensidade da formação desses vapores metálicos é diretamente proporcional à intensidade da corrente e, consequentemente, o plasma diminui quando esta decresce e se aproxima de zero. Atingindo o zero de corrente, o intervalo entre os contatos é rapidamente deionizado pela condensação dos vapores metálicos sobre os eletrodos. A ausência de íons após a interrupção dá aos disjuntores a vácuo, características quase ideais de suportabilidade dielétrica.

Apesar de suas vantagens, o desenvolvimento dos disjuntores a vácuo para alta e extra-alta tensões permanece na dependência de avanços tecnológicos que permitem compatibilizar, em termos econômicos, o aumento das tensões e correntes nominais das câmaras a vácuo e a redução dos seus volumes e pesos.

As recentes exigências relacionadas aos temas ecológicos têm impulsionado esta tecnologia, e os disjuntores para tensões até 145 kV já são uma realidade. À medida que estas exigências se tornam mais obrigatórias, os custos de desenvolvimentos tornam-se mais atrativos e os disjuntores para as tensões mais elevadas já se encontram em estudo.

6. COMPONENTES DOS DISJUNTORES

A referência [5] considera os disjuntores como constituídos das seguintes partes:

- a) Partes condutoras de corrente.
- b) Partes isoladoras.
- c) Dispositivos de extinção de arcos.
- d) Mecanismos de operação.
- e) Componentes auxiliares.

A discussão da geometria dos contatos e dos processos de extinção dos arcos feita na parte 5 deste capítulo cobre, suficientemente bem, os pontos (a) e (c) acima para as finalidades deste trabalho.

Considerando o tipo de abordagem proposto, voltada para especificação das características elétricas dos equipamentos, optou-se pela não abordagem dos pontos (b) e (d) no presente texto, de forma a não alongá-lo excessivamente. Finalmente, com relação ao ponto (e), julgou-se suficiente abordar os acessórios utilizados para equalização das tensões (*voltage grading*) nos disjuntores de várias câmaras, e os resistores de abertura e fechamento frequentemente associados às câmaras de interrupção.

Dispositivos para Equalização de Tensões

Sendo os disjuntores de extra-alta tensão constituídos pela associação de duas ou mais câmaras de interrupção, torna-se necessário garantir uma distribuição uniforme da tensão total entre as diversas câmaras. Num disjuntor composto de quatro câmaras, até 60% (ao invés de 25%) da tensão através de um determinado polo, poderia surgir através de uma única câmara (figura 11). Uma melhor distribuição de tensões é obtida pelo acréscimo de capacitores de equalização (*voltage grading capacitors*) em paralelo com os contatos, de forma a minimizar o efeito das capacitâncias para terra.

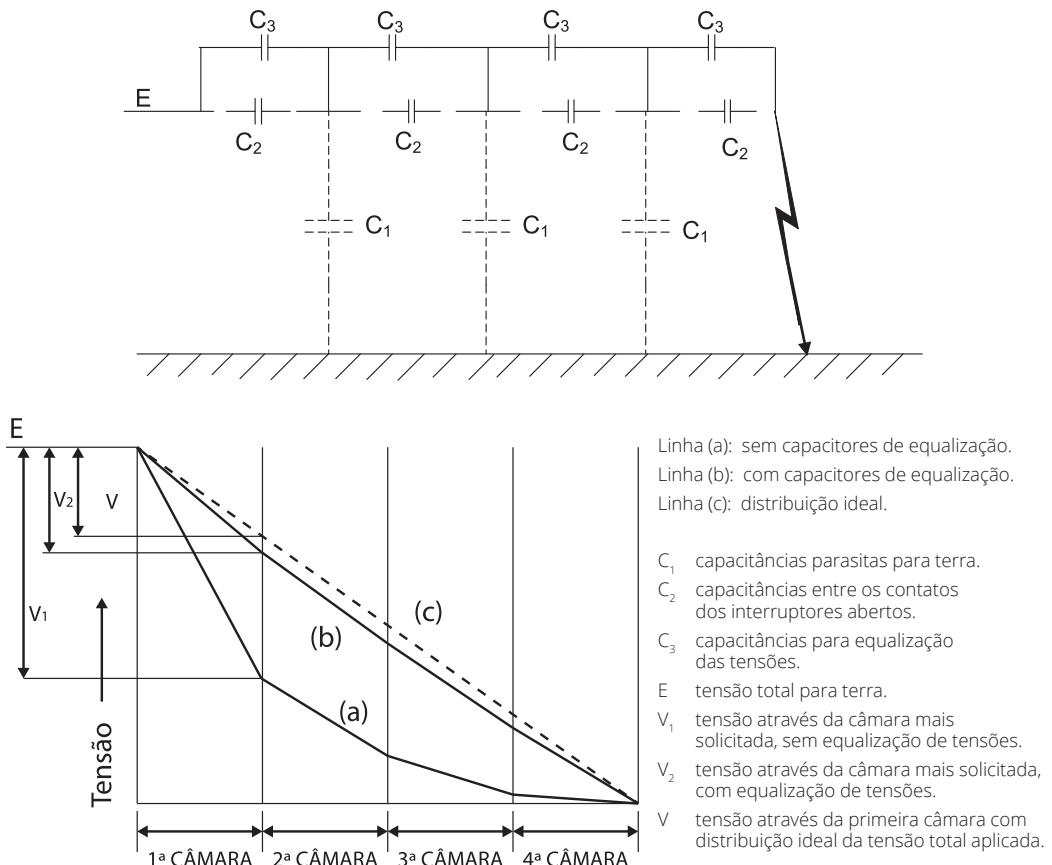


Figura 11 – Distribuição de tensões entre interruptores de um disjuntor de quatro câmaras

Apesar de os capacitores de equalização não garantirem uma distribuição perfeita da tensão entre as câmaras, seu uso pode assegurar desvios máximos de 7% a 8 % da tensão idealmente aplicada a cada câmara em seguida à abertura de uma falta para terra, ou desvios ainda menores no caso de aberturas caracterizadas pela presença de tensões aplicadas a ambos os terminais do polo solicitado (abertura em discordância de fases, por exemplo). A razão entre a tensão real aplicada a uma câmara e a tensão ideal (correspondente a uma perfeita equalização das solicitações) é denominada *fator de distribuição*, sendo usualmente representado por k_f .

Resistores de Fechamento

Diferentemente dos resistores de abertura, que eram empregados, sobretudo, para atenuar as solicitações impostas aos próprios disjuntores no processo de abertura, os resistores de fechamento têm como função atenuar solicitações transitórias e sustentadas aplicadas ao sistema em decorrência da súbita inserção na rede de linhas, transformadores, bancos de capacitores e outros componentes durante a manobra de fechamento dos disjuntores.

Os resistores de fechamento (assim como anteriormente os resistores de abertura) são instalados em paralelo com as câmaras dos disjuntores (um resistor para cada câmara). Cada resistor é instalado no interior de uma câmara auxiliar, em que a interrupção do arco formado entre os contatos é feita por processo semelhante ao usado nas câmaras principais. Existem fabricantes que possuem versões de resistores de pré-inserção encapsulados juntamente com a câmara de interrupção. Contudo, o funcionamento e as aplicações dessa técnica são basicamente os mesmos que apresentamos a seguir.

A figura 12 mostra a associação de um resistor de abertura ou fechamento aos contatos da câmara principal. A forma de inserção do resistor de fechamento (ou pré-inserção) é a seguinte:

- Fecham-se os contatos da câmara auxiliar.
- Fecham-se os contatos da câmara principal.
- Abrem-se os contatos da câmara auxiliar.

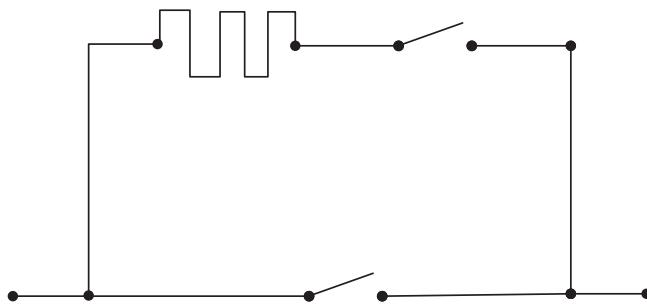


Figura 12 – Forma de associação de resistores de abertura ou fechamento a um disjuntor

Os resistores de fechamento são usados para as seguintes funções:

Resistores de Fechamento para Chaveamento de Linhas de Transmissão Longas

O fechamento de linhas de transmissão longas pode dar lugar ao aparecimento de sobretensões elevadas na extremidade ainda desconectada, devido à superposição da duplicação da tensão causada pelas reflexões ao efeito Ferranti. Para reduzir estas sobretensões, são utilizados resistores de fechamento com um valor próximo da impedância de surto da linha. A prática usual é especificar uma faixa de valores ôhmicos e o tempo de inserção mínimo dos resistores destinados a essa aplicação.

Resistores de Fechamento para Chaveamento de Bancos de Capacitores

Estes resistores são utilizados para limitar as correntes de alta frequência decorrentes do fechamento de bancos de capacitores em manobra isolada ou *back-to-back* (valor típico: 100 a 200 ohms por fase). A prática usual é especificar uma faixa de valores ôhmicos e o tempo de inserção dos resistores previstos para essa aplicação.

Resistores de Fechamento para Chaveamento de Transformadores

Resistores de fechamento podem ser necessários ao controle de sobretensões sustentadas causadas pelas correntes de *inrush* formadas no chaveamento de transformadores, em certas situações especiais.

Os resistores de fechamento são utilizados para atenuar as solicitações impostas ao sistema e não para melhorar o desempenho disjuntor. A prática normalmente adotada é especificar uma faixa de valores ôhmicos para estes, bem como o tempo de inserção mínimo. Esses parâmetros são obtidos por meio de estudos de transitórios e comparação dos resultados obtidos com diferentes valores de resistência e tempo de inserção.

Hoje, alternativamente aos resistores de pré-inserção, estes equipamentos estão sendo substituídos por sincronizadores (dispositivos que promovem a manobra controlada dos disjuntores). Na manobra controlada, é escolhido o ponto ideal de fechamento ou abertura em relação à onda de tensão, a fim de reduzir ao máximo o efeito indesejado decorrente do chaveamento. Veja a matéria a seguir.

7. MANOBRA CONTROLADA DE DISJUNTORES

Uma das consequências do avanço da tecnologia dos disjuntores a SF₆ foi a redução da potência dos mecanismos de acionamento e a redução do número de partes móveis do equipamento. Isto conferiu aos disjuntores comandos mais estáveis, com uma maior precisão no seu funcionamento, permitindo o uso de dispositivos de manobra controlada [29], [30], [31], [32], [33], [34].

Estes dispositivos são equipamentos eletrônicos – instalados normalmente na sala de controle – e têm como função controlar o instante de abertura ou fechamento de cada polo do disjuntor, evitando assim certos fenômenos indesejáveis, como reignições, sobretensões ou o surgimento de correntes de *inrush* elevadas. É pré-requisito do disjuntor, para utilizar a manobra controlada, possuir comando unipolar, ou seja, um mecanismo de acionamento por fase.

Existem vários modelos e marcas de dispositivos, com diferentes graus de sofisticação, que podem atender a uma maior ou menor variedade de manobras controladas. Há também diferentes opções relacionadas com a forma de registro das operações, com os tipos de dados para monitoramento e com as formas das compensações a serem feitas sobre o disjuntor para aperfeiçoar a precisão da manobra, entre outras facilidades.

O dispositivo de manobra controlada é instalado em paralelo com o circuito de abertura e/ou fechamento, e é destinado à manobra voluntária do equipamento. Os comandos acionados pela proteção do sistema e pela proteção interna ao disjuntor permanecem inalterados, de forma a prevalecerem sobre a manobra controlada.

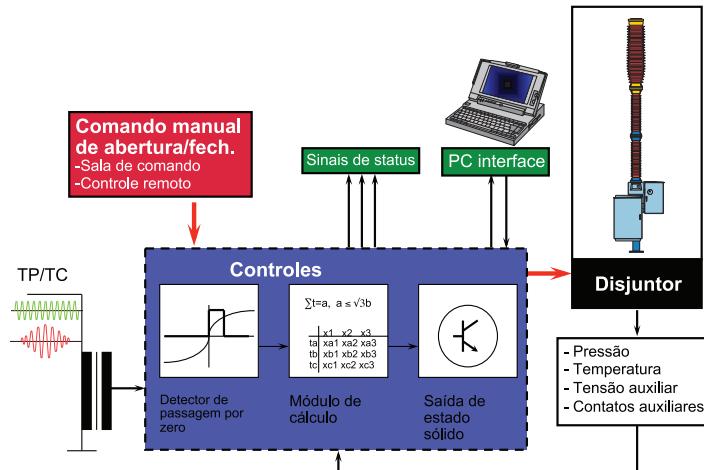


Figura 13 – Diagrama funcional de interligação do dispositivo de manobra controlada com o disjuntor e o sistema

Através de sensores instalados no disjuntor, o dispositivo monitora a tensão auxiliar de comando, a temperatura ambiente, a pressão hidráulica (quando se tratar de disjuntores com comando hidráulico) e um contato de referência que é um espelho dos contatos principais.

Assim, quando houver um desvio da tensão auxiliar ou da pressão hidráulica (para cima ou para baixo) em relação ao seu valor nominal, o equipamento possui um algoritmo que compensa os tempos de abertura e/ou fechamento, reduzindo o efeito destas grandezas sobre as variações do tempo de operação. Os comandos hidráulicos são também susceptíveis à variação de temperatura – sobretudo para temperaturas muito baixas – e neste caso o algoritmo de correção também leva em conta essa grandeza. Todos estes cuidados são necessários para manter o conjunto (dispositivo de manobra controlada mais disjuntor) dentro dos limites mínimos de precisão exigidos, que é da ordem de $\pm 1\text{ms}$.

Atualmente, a grande maioria dos disjuntores de alta e extra-alta tensão é equipada com mecanismos de acionamento a mola. Estes mecanismos têm a vantagem de não serem influenciados pela tensão auxiliar de acionamento ou pela temperatura, sendo por isso ideais para disjuntores com manobra controlada.

Além das informações recebidas do disjuntor, o dispositivo necessita também receber informações do sistema, como corrente ou tensão. São estas grandezas que serão utilizadas como referência para a determinação do instante de tempo para a realização da manobra sincronizada desejada. Como a corrente varia com a carga, normalmente estes equipamentos usam a tensão como referência, pois ela é menos suscetível às variações do sistema.

Ao receber um comando, o dispositivo registra, inicialmente, o posicionamento das fases. Os instantes de abertura e fechamento são sempre relacionados a uma passagem pelo zero da tensão ou da corrente de referência, cuja evolução no tempo é informada pelos sinais recebidos do TC ou TP de linha. Dependendo do tipo de carga, o comando da manobra (abertura ou fechamento) será transmitido para a bobina de acionamento apropriada do disjuntor, com um atraso adequado e compensado, levando em consideração a sequência de fases do sistema.

Manobra Controlada de Fechamento

Vamos supor que, neste caso, seja desejado que o toque dos contatos (fechamento) se dê num zero de tensão.

Quando o dispositivo de manobra controlada recebe o comando voluntário da sala de controle, o dispositivo identifica inicialmente os zeros monitorados da tensão de referência. Como o equipamento já possui, internamente, os tempos de operação padrões do disjuntor a ser manobrado, o dispositivo calcula qual o tempo de retardo que será dado a cada uma das fases para que, no próximo zero de tensão, o comando sincronizado seja enviado para as bobinas do disjuntor, de forma que os contatos se toquem no instante desejado.

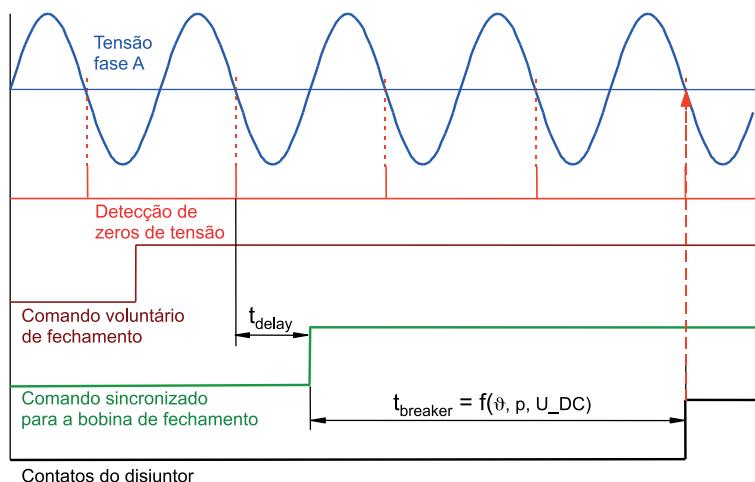


Figura 14 – Esquema da manobra controlada de fechamento

Comportamento em Relação ao Pré-arco

Numa manobra controlada de fechamento, o instante de início do fluxo de corrente (instante de fechamento do circuito) a ser considerado não é o do toque físico dos contatos na câmara do disjuntor, e sim o do desencadeamento de um arco elétrico entre eles, devido à progressiva redução da suportabilidade dielétrica no espaço entre os dois contatos durante sua aproximação. O arco elétrico assim formado no processo de fechamento denomina-se “pré-arco”. Pode-se determinar, para cada tipo de disjuntor, uma curva característica relacionando tensões entre contatos e tempos de ocorrência dessas descargas internas. O comportamento de um disjuntor relacionado à formação dos pré-arcos tem uma grande influência no projeto dos dispositivos de fechamento controlado.

Quando o disjuntor está em movimento de fechamento, a suportabilidade dielétrica entre os contatos diminui a cada instante devido à aproximação entre eles. Quando ocorre o toque dos contatos, a suportabilidade naturalmente alcança o valor zero. Chamamos a esta característica de Taxa de Decaimento da Rigidez Dielétrica – TDRD (RDDS – *Rate of Decrease of Dielectric Strength*).

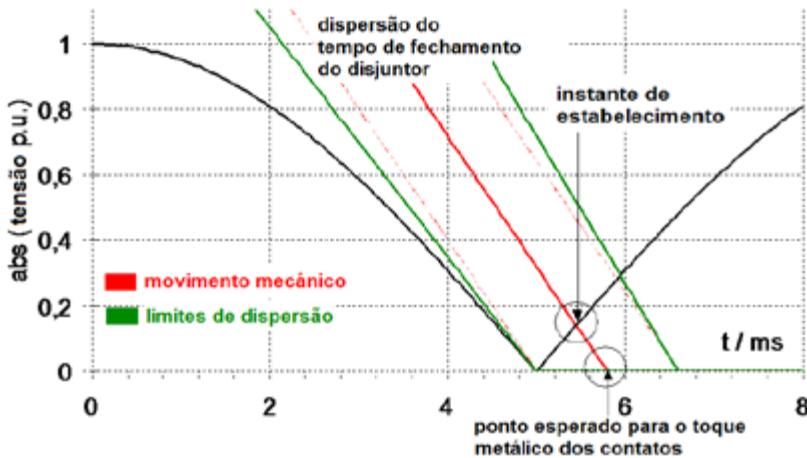


Figura 15 – Taxa de decaimento da rigidez dielétrica no fechamento – Influência do pré-arco

Esta taxa de decaimento varia de disjuntor para disjuntor, dependendo de certas características, como a geometria dos contatos e a velocidade de fechamento. Quanto mais íngreme for esta característica, melhor será para a manobra controlada. Se a TDRD for muita baixa, a manobra controlada do disjuntor pode não ser possível.

A TDRD define o tempo de pré-arco do disjuntor. Durante o fechamento, a suportabilidade dielétrica entre contatos vai diminuindo até o ponto de tornar-se inferior à tensão imposta pelo sistema. Neste momento, há a ignição do pré-arco entre os contatos de arco. Este tempo de pré-arco será tanto menor quanto maior for a taxa de decaimento (TDRD) do disjuntor. Na figura 15, a TDRD é representada pelas retas inclinadas. Quando as duas curvas se cruzam, neste momento surge o pré-arco. Na prática, a TDRD não é uma linha, mas sim uma faixa onde ela pode ocorrer estatisticamente.

A característica pré-arco de um disjuntor pode ser levantada, em geral, por meio de ensaios de tipo, devendo ser conhecida para permitir os ajustes necessários do dispositivo de controle, por ocasião do comissionamento do conjunto disjuntor + sincronizador no campo.

Manobra Controlada de Abertura

Neste caso, a ação do sincronizador será impedir que a separação dos contatos do disjuntor no processo de abertura ocorra pouco antes de um zero de corrente, o que poderia determinar uma interrupção da corrente com espaço entre os contatos insuficiente para evitar o restabelecimento (reignição) do arco elétrico. O intervalo de tempo entre o instante de separação dos contatos e a ocorrência do zero de corrente seguinte determina a distância entre contatos (e a suportabilidade dielétrica do espaço entre eles) no instante em que uma interrupção pode ocorrer. Para garantir uma distância suficiente, o envio da ordem de abrir ao disjuntor será, se necessário, atrasado pelo dispositivo de controle.

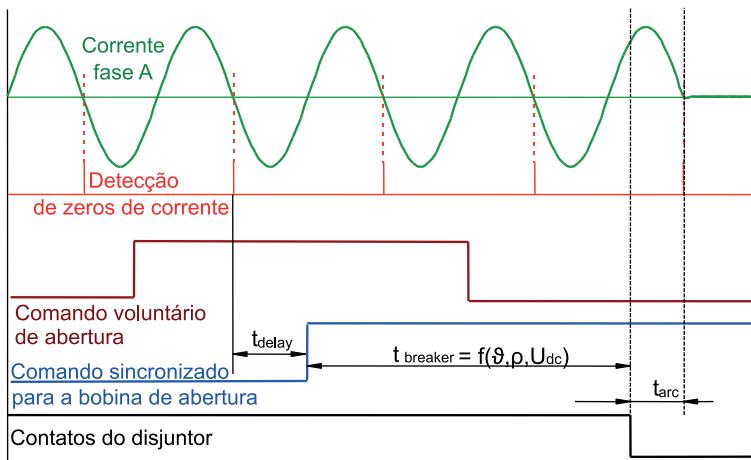


Figura 16 – Esquema da manobra controlada de abertura

De forma análoga ao fechamento, quando o dispositivo de manobra controlada recebe o comando de abertura voluntário da sala de controle, o dispositivo identifica o primeiro zero de corrente de referência monitorado. O equipamento então calcula o tempo de atraso necessário, a partir do tempo-padrão de abertura do disjuntor, assim como as correções necessárias, e manda uma ordem sincronizada para cada bobina de abertura. A separação dos contatos de cada polo ocorrerá, assim, suficientemente antes do próximo zero de corrente de referência, de tal forma que os valores mínimos seguros de tempo de arco (e de distância entre contatos) sejam garantidos.

Aplicações Específicas (Manobras de Abertura e Fechamento)

Manobra Controlada de Abertura de Reatores Shunt

A ação do dispositivo de controle, neste caso, será no sentido de otimizar o tempo de arco, para minimizar o risco de reignição.

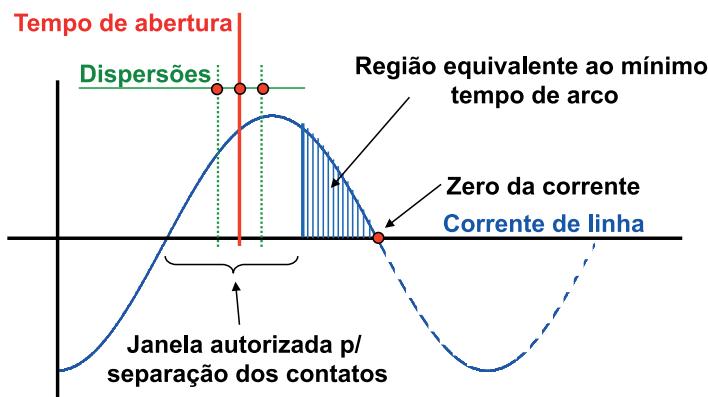


Figura 17 – Manobra controlada de abertura de banco de reatores

Durante a desenergização de reatores, sobretensões podem ser geradas devido a duas diferentes causas: corte de corrente (*current chopping*) e reignições. Estas definições são vistas mais adiante na parte 8 deste capítulo.

As sobretensões devidas ao corte de corrente (*chopping overvoltages*) resultam da interrupção de correntes indutivas antes da passagem pelo seu zero natural. Este fenômeno ocorre em todas as operações de interrupção, contudo com diferentes graus de importância. As sobretensões devidas ao corte de corrente dependem do número de câmaras de interrupção em série, do tipo de tecnologia de interrupção do disjuntor, das características nominais do reator, da presença de capacitores em paralelo com as câmaras de interrupção e, para um mesmo disjuntor, do tempo de arco. Para os disjuntores modernos a SF₆, estas sobretensões não são muito elevadas e normalmente não são mais um problema para o reator.

As reignições constituem um fenômeno comum nos disjuntores quando da interrupção de qualquer corrente, e normalmente não são danosas para o sistema ou o disjuntor. Reignições ocorrem sempre que a tensão de restabelecimento (tensão que surge entre os contatos do disjuntor) excede a suportabilidade dielétrica desse espaço. Todos os disjuntores apresentam uma alta probabilidade de reignição quando são levados a interromper correntes com tempo de arco inferiores ao tempo de arco mínimo.

As sobretensões devidas ao corte de corrente são comparáveis a frentes de onda lentas. Já as taxas de variação das oscilações de tensão que se seguem a uma reignição situam-se entre aquelas que caracterizam os impulsos atmosféricos e os transitórios rápidos (VFT), dependendo do comprimento do barramento entre o disjuntor e o reator.

Estas oscilações de tensão, por serem muito íngremes, acabam não se distribuindo uniformemente entre as espiras do reator ou transformador, favorecendo a formação de descargas parciais que, com o passar do tempo, podem levar à ruptura do isolamento das primeiras espiras do indutor.

Na manobra de transformadores e, sobretudo, na de reatores, este fenômeno tem um efeito cumulativo, associado ao número de manobras efetuadas durante a vida útil do equipamento. Este efeito naturalmente será tanto mais danoso quanto maior a quantidade de manobras efetuadas sobre o equipamento em determinado período de tempo. A manobra controlada é especialmente recomendada para equipamentos que possuem alta cadência de manobra, como reatores *shunt*, que chegam a ser manobrados diariamente.

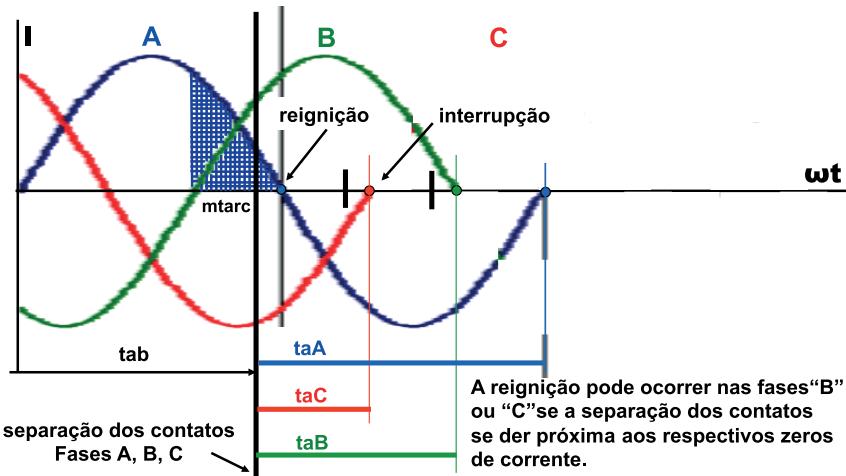


Figura 18 – Abertura não controlada de banco de reatores - Circuito trifásico aterrado

A interrupção sempre ocorre na passagem por um zero de corrente. Nas três fases, as interrupções ocorrem defasadas de $1/6$ de ciclo (sistema aterrado). Como os instantes de separação dos contatos de arco dos polos são aleatórios, é de se supor que em operações normais de abertura pelo menos numa das fases a separação poderá ocorrer pouco antes de um zero. Neste caso, a distância entre os contatos poderá ser insuficiente para manter as condições de interrupção, e a corrente não será interrompida neste instante, mas somente no próximo zero (um ciclo após). Conclui-se que, numa manobra não controlada, teremos a ocorrência de reignição no mínimo em uma das fases.

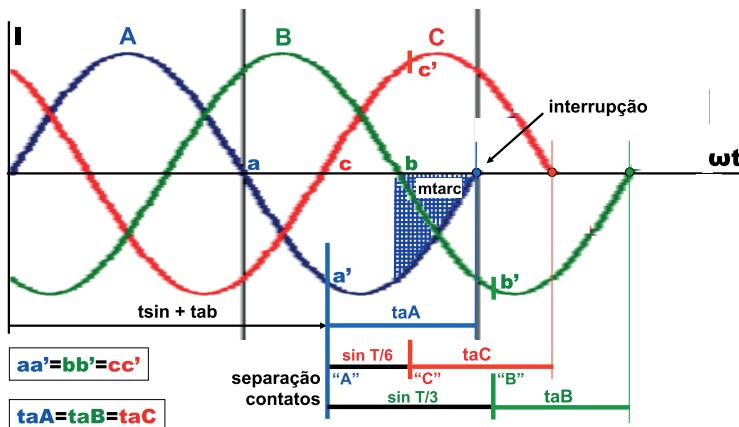


Figura 19 – Abertura controlada de banco de reatores - Circuito trifásico aterrado

Assim, a manobra de abertura controlada de reatores é feita de modo a garantir que os contatos do disjuntor só se separem em instantes que determinem um tempo de arco médio, de forma a fugir da região próxima de um zero de corrente, onde poderia ocorrer uma reignição.

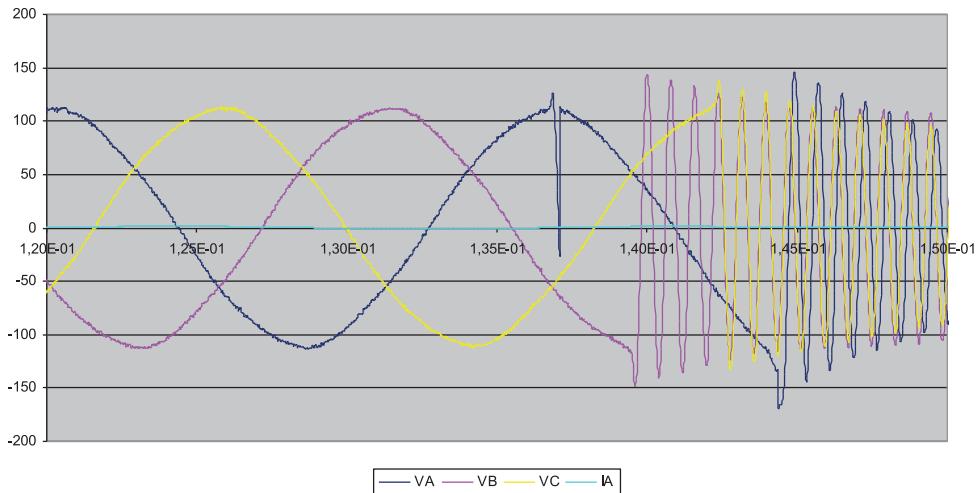


Figura 20 – Exemplo de abertura de banco de reatores sem manobra controlada – Reignição na primeira fase a interromper. Ensaio de campo

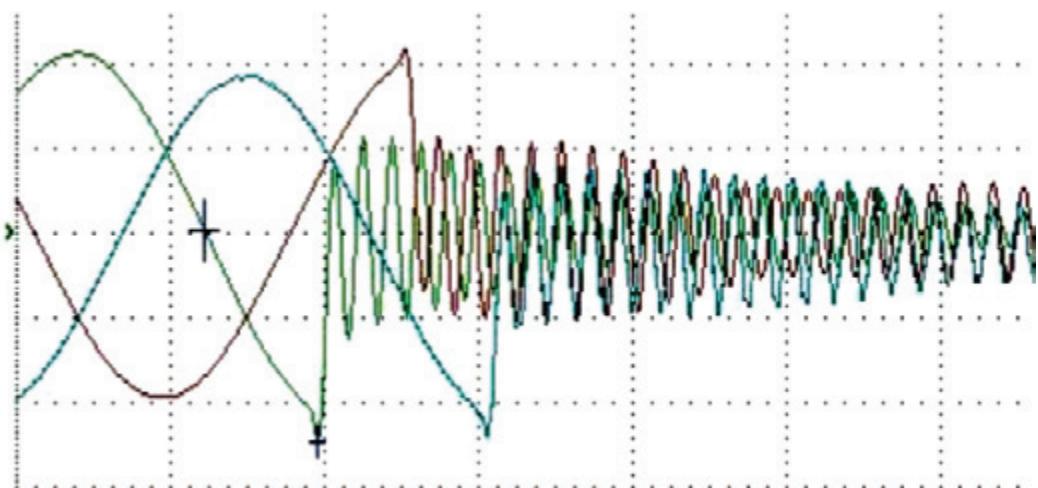


Figura 21 – Exemplo de abertura de banco de reatores com manobra controlada. Todas as fases interrompem sem reignições. Ensaio de campo

Embora a manobra controlada de abertura de reatores tenha em vista, principalmente, a proteção do equipamento a ser manobrado, podem-se também observar vantagens para o disjuntor. As sobretensões devidas às reignições ocorridas durante a abertura de reatores podem também, em alguns casos, danificar o disjuntor. A experiência operativa tem permitido observar perfurações nos bocais de sopro de disjuntores expostos com muita frequência a altas taxas de variação das sobretensões determinadas por reignições. Este tipo de problema também pode ser eliminado com a aplicação da manobra controlada.

Outro efeito secundário benéfico associado à manobra controlada é a limitação das sobretensões determinadas pelos cortes de corrente. Conforme informado acima, estas sobretensões, para um mesmo disjuntor, variam em função do tempo de arco. Quanto

maior o tempo de arco, maior será a sobretensão observada. Assim, quando limitamos os tempos de arco verificados na abertura do disjuntor a valores médios, estaremos evitando a ocorrência das sobretensões mais elevadas, associadas a tempos de arco mais longos.

Manobra Controlada de Fechamento de Reatores Shunt

A ação do dispositivo de controle, neste caso, será no sentido de reduzir a componente assimétrica da corrente de magnetização.

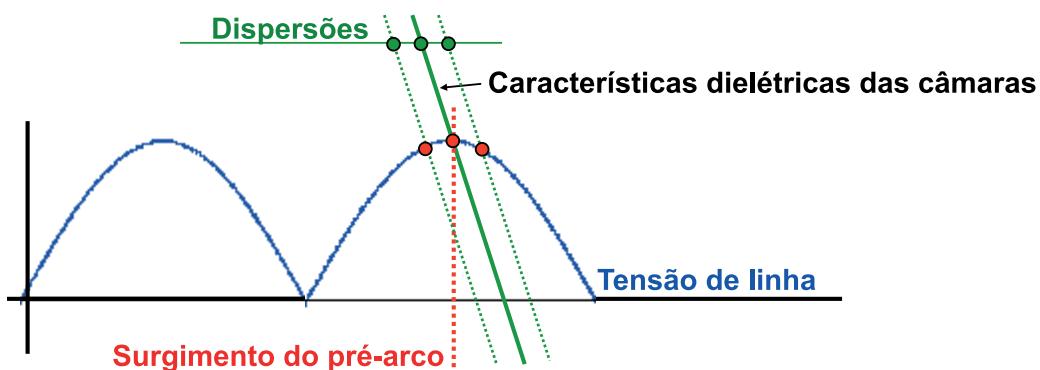


Figura 22 – Manobra controlada de fechamento de banco reatores

A energização de reatores pode provocar altas correntes de *inrush*, com alta assimetria e com constantes de tempo elevadas, que podem afetar seus enrolamentos e outros equipamentos na subestação – ou, em certos casos, a atuação intempestiva de relés de proteção.

O valor real da corrente de *inrush* é bastante dependente da faixa linear do núcleo do reator (núcleo de ar ou núcleo magnético com *gap* de ar).

Estudos sobre manobras controladas têm mostrado que as solicitações mais severas durante a energização de reatores surgem para os fechamentos próximos a zeros de tensão, que têm os seguintes efeitos:

- Elevadas correntes assimétricas de energização no reator, que podem causar excessivo estresse nos enrolamentos devido às vibrações mecânicas impostas pelas altas correntes.
- Para reatores *shunt* aterrados, uma excessiva corrente de sequência-zero poderá fluir em virtude dos efeitos da saturação, ou devido ao fechamento não simultâneo, o qual pode ativar relés de corrente de sequência-zero indevidamente.

O instante de fechamento ideal, que minimiza a corrente de *inrush*, é o da ocorrência do pico da tensão à frequência industrial. Embora as sobretensões de manobras associadas a estes casos sejam geralmente baixas, esta estratégia pode estressar a isolamento do

reator em virtude da formação de uma frente onda de tensão muito íngreme provocada pela disrupção do pré-arco entre contatos, estabelecendo a corrente. Este estresse é igual ao que ocorre quando o disjuntor tem uma reignição no momento da abertura. Como não é possível conseguir simultaneamente a redução de ambas as solicitações (magnitude da corrente de *inrush* e estresse devido à tensão transitória no reator), deve-se procurar uma solução de compromisso. Na prática, é necessário que o usuário decida qual a solução que melhor se aplica às suas necessidades.

Manobra Controlada de Bancos de Capacitores

A energização e a desenergização de bancos de capacitores *shunt* são operações bem conhecidas que podem ocasionar transitórios significativos no sistema causado pela corrente de *inrush* e reacendimentos. O fechamento controlado de banco de capacitores reduz as sobretensões transitórias e as correntes de *inrush*. Ela também é uma alternativa para o uso de reatores série fixos, resistores de pré-inserção ou reatores de pré-inserção. A manobra controlada de abertura de banco de capacitores permite a redução da probabilidade de reacendimento pela temporização da abertura de cada polo para aumentar o tempo de arco e permitir uma separação suficiente dos contatos do disjuntor no instante de interrupção do arco.

Manobra Controlada de Fechamento de Bancos de Capacitores

A ação do dispositivo de controle, neste caso, será no sentido de reduzir a corrente de chamada (*inrush*).

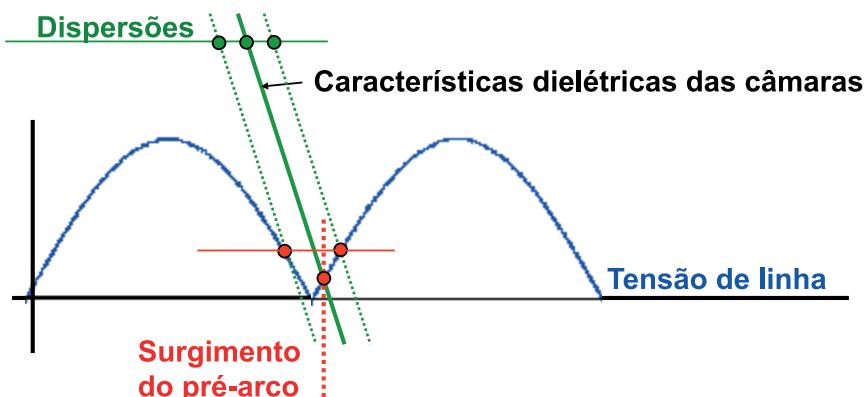


Figura 23 – Manobra controlada de fechamento de banco capacidores

A energização de bancos de capacitores causa efeitos locais na subestação e efeitos remotos nas extremidades das linhas de transmissão conectadas à subestação. Os efeitos locais incluem: correntes de *inrush* e sobretensões elevadas, estresse mecânico e dielétrico no banco de capacitor e em outros equipamentos da subestação, aumento do potencial da malha de terra, indução de surtos nos cabos de controle e de proteção

da subestação. Efeitos remotos incluem sobretensões nos terminais extremos das linhas de transmissão radiais, assim como sobretensões geradas nos sistemas de média e baixa tensão conectados ao secundário dos transformadores no final dessas linhas.

Duas condições de manobra de banco de capacitores são possíveis: manobra de banco único de capacitores e manobra de banco de capacitores em contraposição (*back-to-back*). O chaveamento de banco único de capacitores ocasiona elevadas sobretensões locais e remotas, enquanto que o chaveamento na condição de banco em contraposição gera correntes de *inrush* de elevada magnitude. O uso da manobra controlada de fechamento irá reduzir as amplitudes das correntes de *inrush* e as sobretensões, mas não irá alterar as frequências associadas.

O instante ótimo para a energização do capacitor é aquele em que a tensão através do disjuntor atinge o valor zero. Isto requer diferentes ajustes do instante de fechamento para cada fase, dependendo de o banco ser diretamente aterrado ou não aterrado.

Bancos de capacitores ligados em estrela (Y) aterrados devem, idealmente, ser energizados no zero de tensão de cada fase. Todas as fases devem ser fechadas defasadas de 120 graus elétricos, conforme mostrado na figura abaixo. Esta é a principal forma de conexão de bancos de capacitores em nosso sistema elétrico.

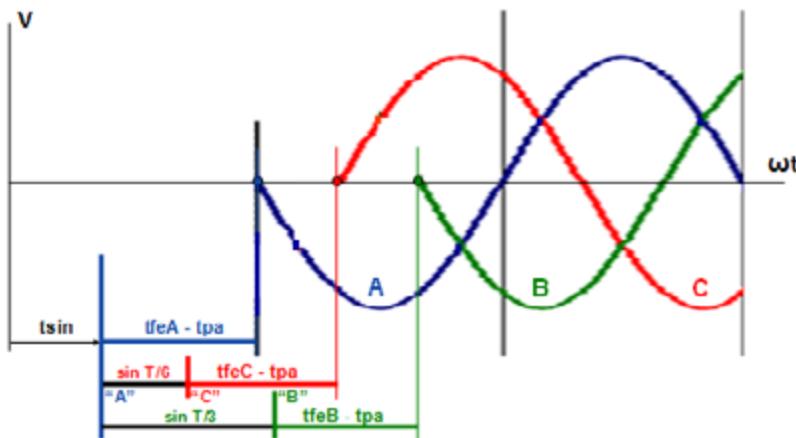


Figura 24 – Fechamento controlado de banco de capacitores – Circuito trifásico aterrado

Idealmente, bancos de capacitores ligados em delta, ou em estrela não aterrada, devem ser energizados quando a diferença de tensão entre a primeira fase a fechar e as outras duas for aproximadamente igual a zero, conforme figura 25.

Considerando que num sistema não aterrado a corrente somente flui quando duas fases estão fechadas, a seguinte sequência é aplicável:

Duas fases são fechadas simultaneamente no zero de tensão fase-fase. A terceira fase será fechada 90 graus elétricos após, no seguinte zero de tensão fase-fase.

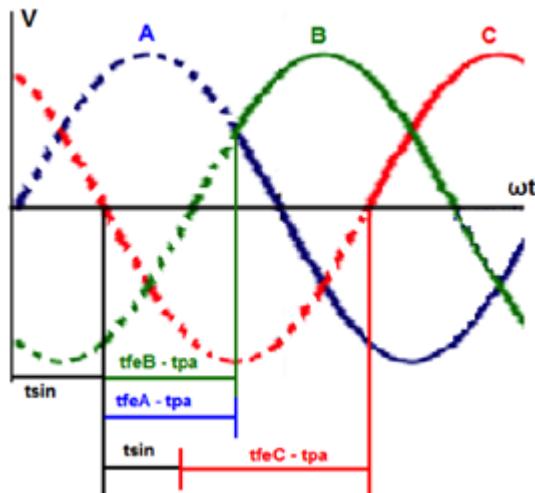


Figura 25 – Fechamento controlado de banco de capacitores – Circuito trifásico não aterrado

Para bancos não aterrados, a tensão através do disjuntor correspondente à ultima fase a fechar terá uma amplitude de 1,5 vezes a tensão fase-terra, devido ao deslocamento do potencial de neutro. A probabilidade de pré-acendimento, na última fase a fechar, aumenta. A característica de suportabilidade mínima entre contatos do disjuntor deve ser mais elevada neste caso.

Manobra controlada de abertura de bancos de capacitores

a ação do dispositivo de controle, neste caso, será no sentido de otimizar o tempo de arco, reduzindo o risco de reacendimento.

A interrupção de pequenas correntes capacitivas é muitas vezes um critério de dimensionamento crítico dos modernos disjuntores a SF₆. A norma IEC 62271-100 [1] define diferentes graus de probabilidade de reacendimento e seus regimes de ensaios correspondentes. A norma categoriza o desempenho da manobra capacitiva em termos de classe C1 (baixa probabilidade de reacendimento) e classe C2 (muito baixa probabilidade de reacendimento). Estas definições são baseadas nas 48 e 168 operações de ensaio previstas, respectivamente, para cada classe. Embora estes testes estejam concentrados na região crítica dos tempos de arco curtos, aumentando assim sua significância estatística, a norma não reconhece o conceito de disjuntores livres de reacendimento, sendo admitido que, após uma grande quantidade de operações, ocasionalmente reacendimentos possam ocorrer.

Reacendimentos podem, em casos raros, resultar em danos físicos aos componentes do disjuntor (p. ex. perfuração do bocal de sopro) e mesmo levar o disjuntor a falhas catastróficas. Assim, o uso da manobra controlada de desenergização, para evitar os tempos de arcos críticos, pode minimizar os ocasionais efeitos indesejados de um reacendimento.

Reacendimento é o reestabelecimento da corrente entre os contatos do disjuntor, durante uma operação de interrupção, após a corrente ter permanecido nula, por um período de tempo igual ou superior a $\frac{1}{4}$ de ciclo da frequência industrial.

A probabilidade de reacendimento é definida pela característica fria do disjuntor. Esta característica relaciona os valores máximos da rigidez dielétrica que o disjuntor possui e os tempos de movimento dos contatos desde sua separação, incluindo o fluxo do gás e os efeitos dinâmicos da movimentação das partes móveis da câmara. Para o levantamento dessa característica, não deve haver corrente elétrica, e o gás deve encontrar-se à temperatura ambiente. Além da distância em si, esta característica é influenciada pela distribuição do campo elétrico, definido pela geometria dos contatos. Quanto melhor a distribuição do campo, maior será a suportabilidade e, consequentemente, melhor a característica fria do disjuntor.

As correntes associadas a cargas capacitivas são geralmente de baixa amplitude (centenas de ampères), e sua interrupção é facilmente feita pelo disjuntor. Devido a esta baixa amplitude, praticamente não há um aquecimento do gás durante o processo de extinção do arco elétrico, podendo-se comparar a suportabilidade do disjuntor à sua característica fria.

A interrupção de baixas correntes pode ocorrer em tempos de arco extremamente curtos. Tempos de arco curtos significam pequenas distâncias entre contatos. Assim, a TRT que surge entre os contatos do disjuntor em seguida à interrupção pode evoluir mais rapidamente que a evolução da característica fria e, neste caso, ocorre o reacendimento do arco.

A probabilidade de reacendimento varia conforme o estado geral da câmara de interrupção.

Com o número acumulado de operações, os contatos de arco e o bocal de sopro sofrem erosão, o que altera a distribuição do campo elétrico. Uma deposição de metais no bocal e regiões vizinhas também tem lugar. Todos estes fatores contribuem para a diminuição da suportabilidade do disjuntor e, consequentemente, de sua capacidade de suportar as TRTs determinadas pela interrupção das correntes capacitivas.

A aplicação de manobra controlada na abertura de bancos de capacitores diminui a probabilidade de reacendimento, exatamente por evitar os tempos de arcos curtos. O instante ótimo para a abertura é associado a tempos de arco entre 4 e 6 ms. A parametrização é praticamente a mesma considerada para a abertura de reatores. As figuras 17 e 19 são aplicáveis para visualização do fenômeno.

Benefícios para os disjuntores

O desgaste das câmaras de interrupção é função da magnitude e da frequência das correntes de *inrush*. O fechamento controlado de bancos de capacitores permite a redução da magnitude da corrente de *inrush* e, portanto, determina uma diminuição do desgaste elétrico das câmaras de interrupção dos disjuntores. O valor real da corrente de *inrush* é função da configuração do sistema, contudo as instalações são quase sempre configuradas de modo as suas características não excederem os valores definidos nas normas apropriadas. Por exemplo, a norma IEC 62271-100 [1] recomenda valores de ensaio de 20 kA pico a 4.250 Hz para a condição de capacitores manobrados em contraposição. Como as correntes de *inrush* mais severas ocorrem na manobra de bancos em contraposição (*back-to-back*), esta condição de chaveamento é também aquela mais beneficiada pela adoção da manobra controlada.

A manobra controlada é altamente recomendada para a manobra de banco de capacitores com alta cadência de operações. Neste caso, sugerimos que tanto o fechamento como a abertura do disjuntor sejam controlados.

Manobra Controlada de Linhas em Vazio

A energização e o religamento de linhas longas em vazio podem causar sobre tensões indesejáveis nas redes de transmissão. Tradicionalmente, a medida de proteção mais comum tem sido o uso de para-raios de óxido de zinco nas extremidades das linhas, frequentemente combinado com o emprego de resistores de pré-inserção.

O desligamento não controlado de linhas em vazio é semelhante à manobra de abertura de bancos de capacitores – acima apresentada – e, da mesma forma, pode causar reacendimentos em disjuntores. A probabilidade de ocorrência de reacendimentos depende das propriedades do disjuntor, assim como das características da linha, sendo maior nas linhas não compensadas do que em linhas compensadas por reatores *shunt*. Contudo, para disjuntores da classe C2, com muito baixa probabilidade de reacendimento, a abertura controlada não é tão importante como o fechamento controlado.

Manobra controlada de fechamento de linhas em vazio

A ação esperada do dispositivo de controle, neste caso, será no sentido de minimizar as sobre tensões tanto na energização quanto durante um religamento rápido da linha.

O fenômeno físico que rege as sobre tensões de manobra é a propagação das ondas eletromagnéticas ao longo da linha – geralmente chamado de fenômeno das ondas trafegantes. As ondas trafegantes são ocasionadas pela operação de estabelecimento do disjuntor, sendo influenciadas pela amplitude da tensão inicial de pré-arco, isto é, a tensão instantânea através do disjuntor no instante de estabelecimento da corrente de corteamento da linha. Como consequência, a amplitude da tensão durante o chaveamento de linhas em vazio tem relação direta com a magnitude da tensão de pré-arco.

Como consequência das ondas trafegantes, o instante de estabelecimento ótimo, na manobra controlada, é aquele em que a tensão através do disjuntor é mínima. As estratégias para as diferentes condições de operações são apresentadas a seguir.

A energização de linhas em vazio sem tensão residual do lado carga é mais ou menos trivial. O momento ótimo de energização é o da ocorrência de um zero de tensão do lado fonte. Dispositivos de manobra controlada comuns podem realizar facilmente esta operação, que é idêntica à energização de bancos de capacitor. Ver figura 24 acima.

O transformador de potencial existente no barramento fornece o sinal da tensão de referência necessária para a manobra controlada. Se o transformador estiver disponível apenas em uma das fases, a manobra controlada deve ser realizada nas outras duas fases considerando uma defasagem de + 120° e -120°. Este procedimento é normalmente preciso o suficiente, desde que a eventual presença de harmônicos não desvie significativamente a posição do zero de tensão do lado fonte.

O religamento de linhas corresponde ao fechamento do disjuntor em uma linha com tensão residual do lado carga. Linhas não compensadas apresentam uma tensão contínua (CC) durante o intervalo de religamento. A tensão entre contatos do disjuntor tem a característica mostrada na figura 26 (a). Esta difere significativamente da tensão correspondente para linhas compensadas. A principal razão para os diferentes padrões de tensão é a característica oscilatória da tensão na linha compensada. A frequência da oscilação correspondente f_i é definida por um circuito oscilante formado pela capacitân-

cia da linha e pela indutância do reator, e pode ser expressa como função grau de compensação da linha por:

$$f_i = f_n \cdot \sqrt{\frac{K}{100}}$$

Onde:

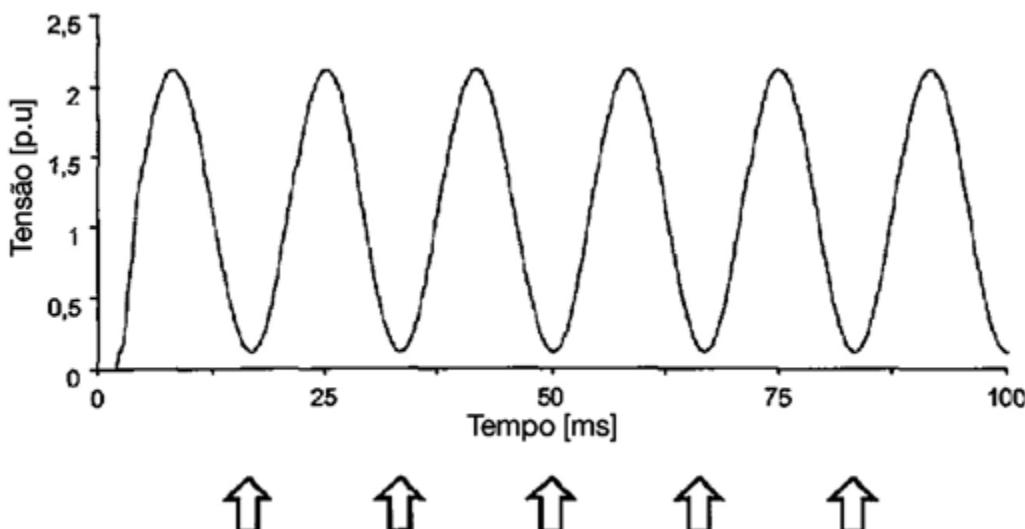
f_i = frequência no lado linha.

f_n = frequência no lado fonte.

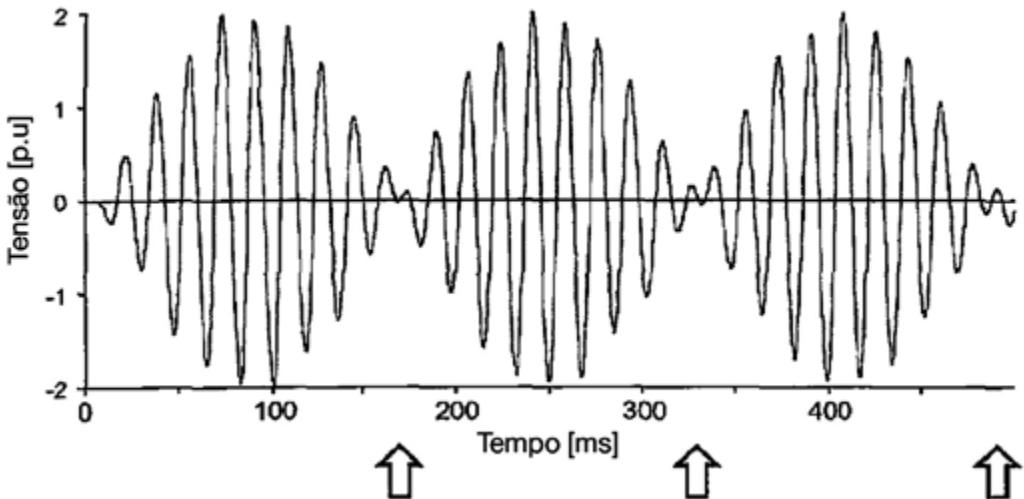
K = grau de compensação da linha (%).

A frequência típica de oscilação da linha está na faixa de 30 – 50 Hz.

O grau de compensação tem uma influência significativa na forma de onda da linha. Para um alto grau de compensação, a tensão através do disjuntor tem um padrão bem definido, conforme a figura 26 (a). Por outro lado, uma baixa compensação determina formas de ondas de tensão mais complexas, com padrões menos definidos, como mostra a figura 26 (b). Em ambos os casos, o momento ideal para chaveamento é o da ocorrência da tensão zero através do disjuntor, preferencialmente num mínimo do padrão da tensão no lado da linha.



a) Linhas não compensadas



b) Linhas compensadas com reatores *shunt*

Figura 26 – Fechamento controlado de linhas em vazio: instantes ótimos para o fechamento

Em princípio, a existência da tensão residual determina a necessidade do disjuntor acessar a tensão no lado linha. Para linhas não compensadas (não equipadas com reatores *shunt*), isto não é possível por meio de transformadores de potencial convencionais. O dispositivo de manobra controlada pode superar esta dificuldade pela detecção da polaridade da tensão da linha no instante de interrupção da corrente de linha. O ponto ótimo para o religamento é definido como o pico da tensão do lado fonte com a mesma polaridade da tensão residual do lado da linha.

Linhas compensadas por reatores apresentam padrões de oscilação da tensão, permitindo assim avaliações por meios não convencionais.

Os dispositivos de manobra controlada mais sofisticados possuem algoritmos próprios que auxiliam na definição do instante correto para o fechamento da linha. Eles calculam a característica prospectiva da tensão do lado linha e a tensão através dos contatos do disjuntor. Estes algoritmos levam em consideração o acoplamento eletrostático e eletromagnético da linha associados ao fechamento do primeiro, segundo e terceiro polos do disjuntor.

Para a manobra controlada de fechamento do disjuntor, é necessário que os contatos dos três polos fechem no tempo ótimo, o que significa uma tensão nula através dos contatos disjuntor.

A tensão entre contatos do disjuntor é a diferença de tensão entre o lado fonte e o lado linha. Para se atingir o fechamento com tensão zero, é necessário estimar o sinal da tensão através dos contatos do disjuntor durante o tempo morto de cada polo.

O algoritmo é dividido em janelas de tempo. Na primeira janela, o sinal é digitalizado. Na segunda janela de tempo, são calculados os parâmetros do sinal digitalizado na janela anterior e, da mesma forma, o sinal é digitalizado novamente. Pela comparação entre o sinal digitalizado e o calculado, a qualidade dos parâmetros pode ser ajustada. A primeira comparação começa na terceira janela e termina com o religamento da linha.

Com base nestes resultados, a oscilação da tensão futura pode ser calculada precisamente, incluindo a taxa de crescimento da tensão no instante do zero de tensão. Usando este algoritmo, linhas de transmissão podem ser religadas com tempo morto de 300 ms para qualquer nível de compensação da linha.

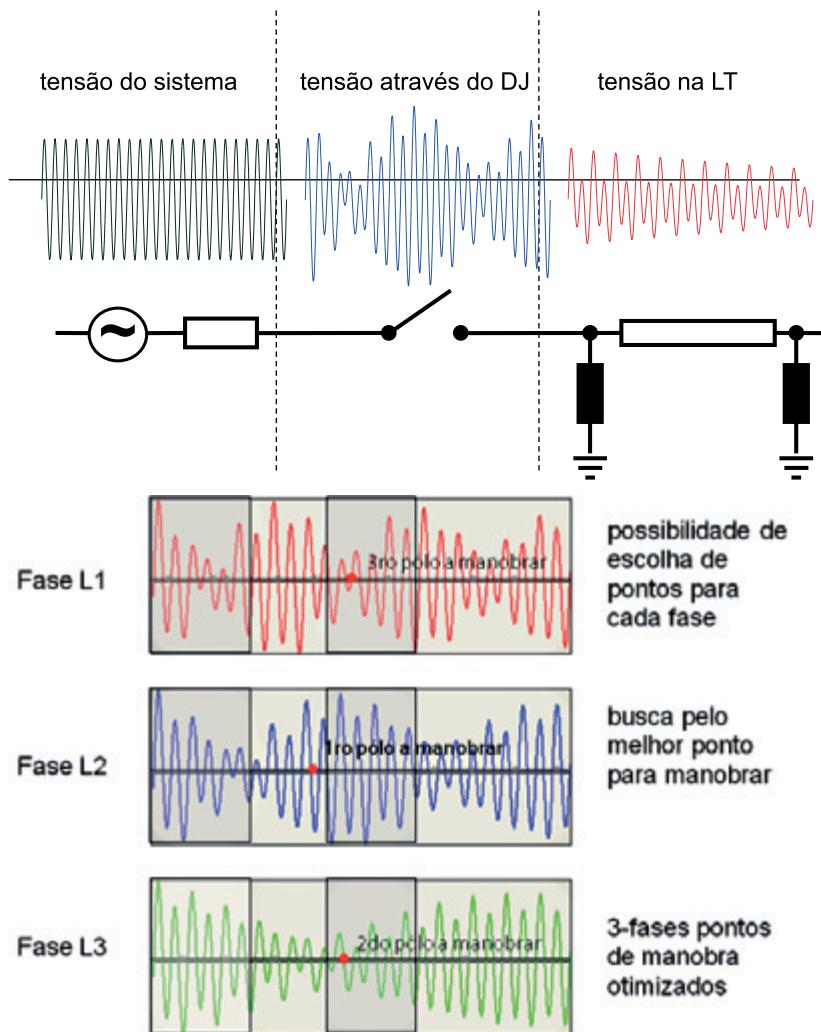


Figura 27 – Fechamento controlado de linhas em vazio: estimativa da tensão durante o religamento

Manobra Controlada de Transformadores em Vazio

A energização de transformadores pode gerar correntes de *inrush* de alta amplitude, que estressam os enrolamentos e podem causar operação intempestiva dos relés de proteção, assim como prolongadas tensões harmônicas temporárias. Estes riscos podem ser reduzidos com o uso de resistores de pré-inserção ou manobra controlada.

Já a interrupção de correntes de transformadores em vazio é de natureza similar à de interrupção de reatores. Contudo, as frequências naturais são menores e o amortecimento muito alto, o que significa que as sobretensões geradas na interrupção têm amplitudes bem mais baixas. Como o controle do instante de interrupção não é crítico para os transformadores, essa aplicação não será discutida nesta seção.

Manobra controlada de fechamento de transformadores

A ação esperada do dispositivo de controle, neste caso, será no sentido de reduzir as correntes de chamada (correntes de *inrush*) e as sobretensões temporárias associadas à energização.

A energização de transformadores fora do ponto ótimo na curva de tensão pode criar um intenso fluxo assimétrico e ocasionar a operação acima dos níveis de saturação do núcleo do transformador. A principal causa deste fenômeno é a presença do fluxo magnético residual no núcleo do transformador. Isto, por sua vez, pode resultar em correntes de magnitude elevada que são ricas em harmônicos e têm uma componente contínua (CC) elevada. Esta corrente pode causar estresse dielétrico e mecânico no transformador e, dependendo das condições prevalecentes do sistema de potência, pode também causar severas sobretensões temporárias. Nos casos mais severos, estas sobretensões temporárias podem exceder a capacidade de absorção de energia dos para-raios e expor o equipamento na subestação a sobretensões que excedem seu nível de suportabilidade. Sobretensões severas e altas correntes de *inrush* podem também levar à falsa atuação de relés de proteção e fusíveis, resultando em uma degradação geral na qualidade de energia. A manobra controlada pode, em muitos casos, ser um meio efetivo de mitigação destes problemas.

Teoria básica

A desenergização de transformadores resulta numa magnetização permanente do núcleo, devido à histerese do material magnético. Este valor do fluxo do núcleo é conhecido como fluxo residual. Após a energização de um transformador com fluxo residual, o deslocamento do fluxo senoidal gerado pela tensão da fonte depende do ponto da onda de tensão em que o transformador foi energizado. O pico do fluxo F no núcleo pode alcançar um valor de $2F_{\text{normal}} + F_{\text{residual}}$, ou próximo a três vezes o pico do fluxo normal do núcleo.

É sabido que o instante de fechamento ótimo para linhas em vazio é o instante em que a tensão da fonte é igual à tensão no lado carga. Para o caso de fechamento controlado de transformadores, a carga residual é análoga ao fluxo residual e, para uma energização ótima, o fluxo “induzido” no instante de energização deve ser igual ao fluxo residual.

Embora não haja fluxo induzido antes da energização, a tensão da fonte tem a perspectiva de criar um fluxo induzido. Se a tensão da fonte é considerada como uma fonte de fluxo virtual, então o instante ótimo para energizar um transformador é aquele em que o fluxo «prospectivo» iguala o fluxo residual. Este princípio é mostrado na figura 28a. Ela demonstra a estratégia básica para o fechamento controlado de transformadores monofásicos. Pontos ótimos de energização existem no tempo (1) e, alternativamente, no tempo (2).

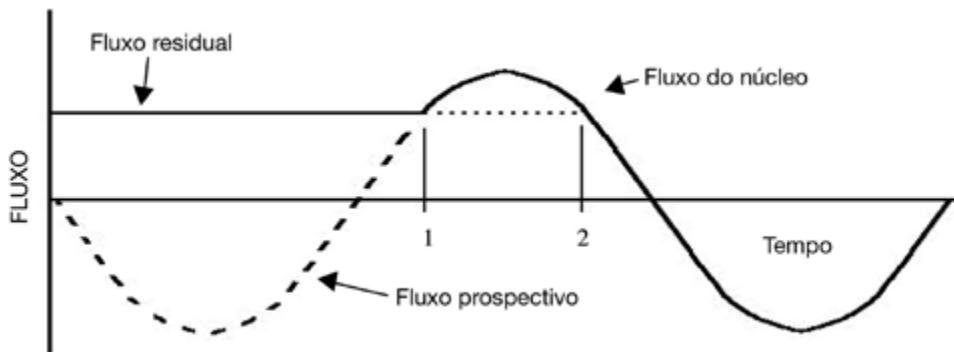


Figura 28a – Fechamento controlado de transformador em vazio: ponto ideal para transformador monofásico

Os resultados da simulação mostrados na figura 28b demonstram o efeito do instante da energização do fluxo magnético para um transformador trifásico, energizado a partir de uma fonte indutiva. Nesta simulação, a energização no instante P – W leva a um fluxo magnético de 2,77 pu, conforme mostrado pela curva vermelha. Tais níveis de fluxo irão rapidamente saturar a maioria dos transformadores normais. Teoricamente, a energização nos pontos P – W pode resultar em valores de fluxo de até 2,8 pu, contudo isto não ocorre nesta simulação devido ao fato de o fluxo ser afetado pela forma de onda e magnitude das sobretensões na energização. Inversamente, a energização nos pontos P – A ou P – B permite o fluxo ser limitado a 1 pu, conforme mostrado pelas curvas verde e preta.

A figura 28b mostra que, para um dado fluxo residual, existem dois instantes ideais para a energização da primeira fase. A energização no instante P – A ou P – B irá eliminar as correntes de *inrush*, permitindo que o fluxo magnético seja totalmente simétrico.

É mais fácil atingir uma boa precisão quando o fechamento ocorre no período de crescimento da onda de tensão do que quando da descida da onda de tensão. Com base nisto, o fechamento no ângulo α após o cruzamento por um zero de tensão dará um melhor resultado porque irá reduzir a dispersão do pré-arco do disjuntor.

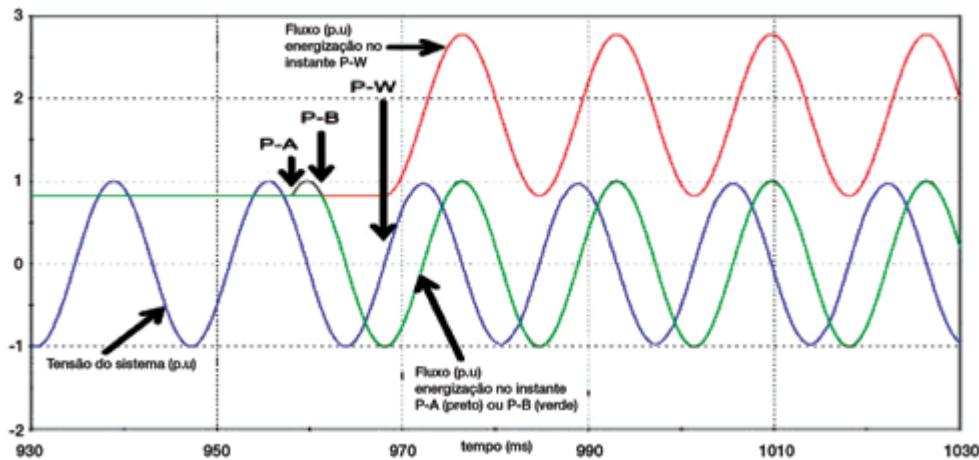


Figura 28b – fechamento controlado de transformador em vazio: ponto ideal para transformador trifásico

O instante ótimo para fechamento dependerá também da polaridade do fluxo residual. Para um fluxo residual positivo, o instante de fechamento deve ocorrer no período de polaridade negativa da tensão, num ângulo α após o cruzamento do zero de tensão, no crescimento negativo da onda tensão ascendente. O contrário é verdadeiro para um fluxo residual negativo.

Influência do fluxo residual na tensão-alvo

a energização controlada convencional de transformadores, ignorando o fluxo residual, envolve o fechamento no pico de tensão, ou próximo a este. Esta abordagem tende a gerar tensões transitórias íngremes, em especial nos casos de disjuntores a SF₆ ou a vácuo. Estes transitórios podem posteriormente serem agravados pela configuração do sistema, e.g. no caso de um transformador conectado diretamente a uma GIS.

Quando o fluxo residual é considerado, o alvo é movido para longe do pico da tensão, o que contribui para reduzir a amplitude da tensão transitória de alta frequência, quando do surgimento do pré-arco no disjuntor. Quando se considera este efeito, duas configurações básicas de transformadores devem ser consideradas: aqueles em que os fluxos das fases são independentes um do outro e aqueles em que os fluxos não são independentes. Para fases independentes, a redução de tensão pretendida pode ser alcançada em todas as três fases, dependendo do nível de fluxo residual. Por outro lado, quando os fluxos nas várias fases não são independentes, a redução só pode ser alcançada na primeira fase a fechar. Isto é devido ao fato de o instante de comutação ideal nas outras fases ser definido pela interação entre os fluxos, em vez dos fluxos residuais.

Estabilidade do fluxo residual

É amplamente aceito que o fluxo residual dentro dos núcleos do transformador é “fixo” e não muda ao longo do tempo, a menos que haja uma influência externa. No entanto, devido à importância deste aspecto para a manobra controlada de energização de transformadores, novas investigações estão sendo realizadas.

Um fenômeno que tem sido observado é a influência dos capacitores de equalização de tensão, instalados em paralelo aos interruptores nas câmaras de interrupção.

A magnitude do fluxo residual no transformador e a forma de onda da tensão do sistema de potência são os principais parâmetros para determinar o instante ótimo para a energização do transformador. Os capacitores de equalização têm demonstrado ter um pequeno efeito no fluxo residual, o que torna mais complexas as técnicas de manobra controlada de energização que dependem da medição do fluxo.

Estudos foram realizados numa instalação em que o vão do gerador até o transformador é conectado através de um disjuntor de 330 kV com duas câmaras de interrupção equipado com capacitores de equalização de tensão de 1.500 pF. Os capacitores de equalização, em conjunto com as capacitâncias parasitas dos barramentos e do transformador, induzem uma tensão à frequência industrial no transformador após a abertura do disjuntor. Os estudos foram realizados numa faixa de valores de capacitores entre 1.500 pF a 7.500 pF. Esses resultados sugerem uma tendência para os capacitores de equalização diminuírem o fluxo residual no transformador após a desenergização. No entanto, as componentes contínuas (CC) do fluxo ainda são predominantes [34].

Em resumo, a energização controlada de um transformador por meio de disjuntor equipado com capacitores de equalização de tensão, usando uma estratégia baseada na medição do fluxo residual, pode conduzir a desvios de fase devido ao fluxo ligeiramente indeterminado. Podem ocorrer erros no alvo, normalmente da mesma ordem de grandeza de uma dispersão mecânica normal. Este erro pode ser minimizado pela determinação de um valor médio do fluxo residual.

Influência da dispersão do disjuntor

As constatações da experiência do chaveamento controlado enfatizam a importância da discrepância do tempo mecânico do disjuntor. Os tempos de operação dos disjuntores podem variar de uma operação para outra, dependendo do seu projeto e das condições ambientais.

Estudos mostram que a corrente de *inrush* média obtida durante fechamentos não controlados é reduzida pelo fator de 12 quando o fechamento é controlado por meio de um disjuntor cuja tolerância é de ± 1 ms. Este fator é ainda igual a seis se a tolerância for de ± 2 ms.

Como visto acima, durante o fechamento no crescimento da onda de tensão, os impactos devido às dispersões mecânicas são reduzidos e o desempenho é melhorado estatisticamente. Isto é mostrado na figura 29 – onde, para uma mesma dispersão, o fechamento no crescimento da onda de tensão produz a dispersão «A», enquanto o fechamento na descida da onda de tensão produz a dispersão «B» (maior).

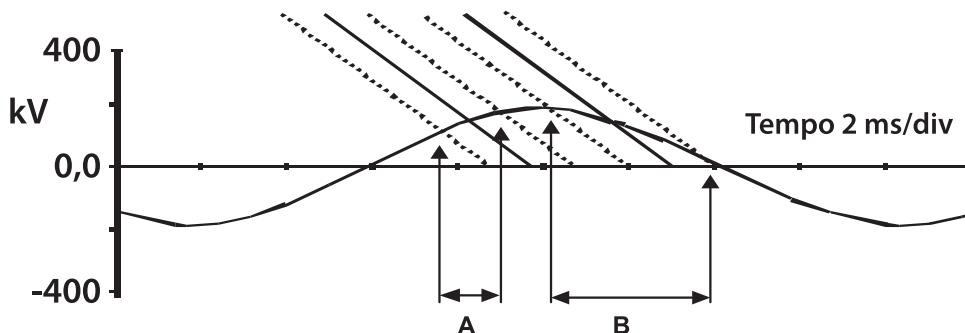


Figura 29 – Efeitos combinados do desvio do tempo mecânico e pré-arco

Metodologias práticas para o fechamento controlado de transformadores em vazio

Na prática, existem três filosofias de energização controlada que estão atualmente em uso. Estas podem ser resumidas da seguinte forma:

- Energização em alvos fixos, sem considerar o fluxo residual.
- Energização em alvos fixos otimizados com base em uma desenergização controlada anterior, resultando em um fluxo residual conhecido.
- Energização em alvos calculados por algoritmos fazendo uso do fluxo residual medido (tendo uma relação total com a tensão do lado da carga) na interrupção anterior.

Energização em um alvo fixo sem considerar o fluxo residual

Esta filosofia é a que tem sido usada por vários anos e é equivalente à da energização de reatores, embora esta não reduza tanto as sobretensões e as correntes de *inrush* como as demais. Esta filosofia é ainda mais precisa quando existem grandes capacitâncias em paralelo com o transformador, o que resulta numa significativa redução do fluxo residual após a desenergização.

Energização com base em uma desenergização controlada

Esta segunda filosofia pode ser considerada como uma solução intermediária entre a ideal, usando a medição do fluxo residual e a que não considera o fluxo. Depende da desenergização do transformador, sendo uma operação planejada de tal modo que as condições de desenergização sejam bem definidas. Esta filosofia não requer a medição do fluxo residual, mas procura fixar o fluxo, de uma maneira bem definida, pelo uso da manobra controlada de abertura.

A corrente de magnetização de um transformador moderno com um núcleo de aço com grãos orientados é tipicamente na ordem de 0,1 - 0,5 por cento da corrente nominal. A forma de onda está longe de ser senoidal, e o valor de pico é normalmente 2,5 vezes o valor eficaz. De um modo geral, os disjuntores são capazes de cortar esta corrente, mesmo no seu pico máximo.

Quando um transformador em vazio é desenergizado, o disjuntor tenderá a cortar a pequena corrente de magnetização. No corte (*chopping*), a corrente no enrolamento do transformador cai a zero com uma velocidade que depende da capacitância em paralelo. A corrente neste período é aperiódica, mas, ao longo de um curto período, pode ser considerada senoidal com uma frequência de algumas centenas de Hz. O rápido aumento em frequência representada pelo decaimento rápido da corrente a zero modifica a característica de magnetização do transformador. A forma modificada do ciclo de histerese é devida à sobreposição de uma elipse representando o comportamento linear das perdas pelas correntes parasitas.

A corrente cortada determina o armazenamento da energia magnética na indutância de carga, L, a qual, devido à não linearidade do núcleo de ferro, será apenas parcialmente liberada. A energia recuperável é definida pela equação:

$$W = \eta \cdot \frac{1}{2} \cdot L \cdot i_{ch}^2$$

Onde η é a eficiência magnética, a qual, para transformadores modernos, é da ordem de menos de 0,1 [34]. Fluxos residuais da ordem de 80% são considerados realistas.

O comportamento apresentado acima pode, em conjunto com a abertura controlada, ser utilizado para “fixar” um nível de fluxo residual conhecido no núcleo do transformador. A liberação limitada da energia em combinação com uma rápida recuperação do dielétrico do disjuntor faz uma interrupção controlada precisa ser relativamente simples. No caso de uma interrupção mal sucedida, ou seja, na ocorrência de reignição no disjuntor, existe apenas uma pequena probabilidade de que o fluxo resultante seja significativamente diferente daquele que se deseja. Este é o caso, porque a contribuição da reignição para o lado carga da característica do “tempo de tensão” é pequeno [34].

Uma vez alcançado um nível bem definido de fluxo residual no núcleo do transformador, a energização controlada subsequente pode ser implementada de modo relativamente simples. A escolha do instante da abertura controlada pode ser utilizada para otimizar o nível do fluxo residual, de acordo com as necessidades da energização subsequente.

Se a disposição da subestação e os procedimentos operacionais forem tais que o transformador possa ser energizado, alternadamente, a partir de ambos os lados, esta filosofia exige que qualquer desenergização (último disjuntor a abrir) seja seguida por uma energização (primeiro disjuntor a fechar) a partir do mesmo lado. A manobra de abertura “planejada” para um lado não corresponde à condição «planejada» para a energização pelo lado oposto.

A filosofia de energização com base na desenergização controlada pode ser resumida como segue:

- Os algoritmos necessários são simples e podem ser adaptados a qualquer tipo de transformador.
- Medições de tensão do lado carga não são necessárias.
- A interrupção controlada pode ser utilizada para «fixar» o fluxo residual (e reduzir o estresse da TRT no disjuntor).
- O nível do fluxo residual pode ser otimizado para simplificar o alvo na energização.

Contudo, os efeitos dos capacitores de equalização do disjuntor e algumas perturbações de rede que influenciam o fluxo residual podem restringir a utilização desta estratégia.

Energização com base no fluxo residual medido

Esta é a filosofia mais sofisticada das três, mas requer o acesso às tensões do transformador – que nem sempre estão disponíveis, dependendo da aplicação e do arranjo da subestação.

Num transformador trifásico, o fluxo nos ramos do núcleo principal comumente soma zero e o fluxo residual exibe um padrão próximo a zero em uma fase e algum valor (positivo ou negativo) nas outras duas fases. Isto é válido para transformadores com três núcleos, com delta no enrolamento secundário, ou para transformadores com enrolamento em delta. Não é o caso de transformadores sem enrolamento em delta conectado, que são monofásicos ou têm núcleos de cinco pernas, ou núcleos tipo *shell*. Se uma fase de um transformador em que a soma dos fluxos é zero for energizada de modo que a perna do núcleo não entre em saturação, o fluxo nesta fase será igual ao seu fluxo prospectivo em todos os instantes. Uma vez que os fluxos prospectivos e os fluxos dos núcleos devem somar zero, os fluxos dinâmicos induzidos do núcleo devem ser iguais a seus fluxos prospectivos duas vezes por ciclo de frequência da rede. Isto é ilustrado na figura 30.

O fluxo residual é 70%, 0%, -70% do fluxo máximo normal nas fases A, B e C respectivamente. A primeira fase (a) é energizada no seu instante ótimo, e os instantes ótimos para fechamento das outras fases são mostrados na figura 30. Para cada fase, o instante ótimo é definido pela intersecção entre o fluxo dinâmico e o residual.

Dependendo das polaridades do fluxo residual na segunda e terceira perna, o fluxo dinâmico do núcleo e os fluxos prospectivos serão iguais tanto no ponto marcado com “B” como no ponto “C” (figura 30). Estes pontos definem a oportunidade para energizar as outras duas fases sem saturação do núcleo. Esta estratégia de fechamento é denominada «fechamento rápido». O ponto “B” é mais tolerante a erros do tempo de fechamento que o ponto “C”, já que em “B” as inclinações dos fluxos prospectivos e dinâmicos são quase iguais por um período de cerca de 1 ms. Este não é o caso no ponto “C”.

Outra possibilidade de interesse para o fechamento pode ser observado na figura 30, no ponto “A”, onde a primeira fase é fechada, os fluxos dinâmicos e prospectivos das outras duas fases são praticamente iguais e, portanto, quase ideais para este padrão de fluxo residual. Se os fluxos residuais forem ligeiramente superiores nestas duas fases, o ponto “A” seria ótimo para um fechamento simultâneo de todas as três fases. Isso oferece algumas oportunidades únicas para sistemas de tensão mais baixas, onde os disjuntores com operação de polos independente não são comuns. Essa estratégia é chamada de “fechamento simultâneo”.

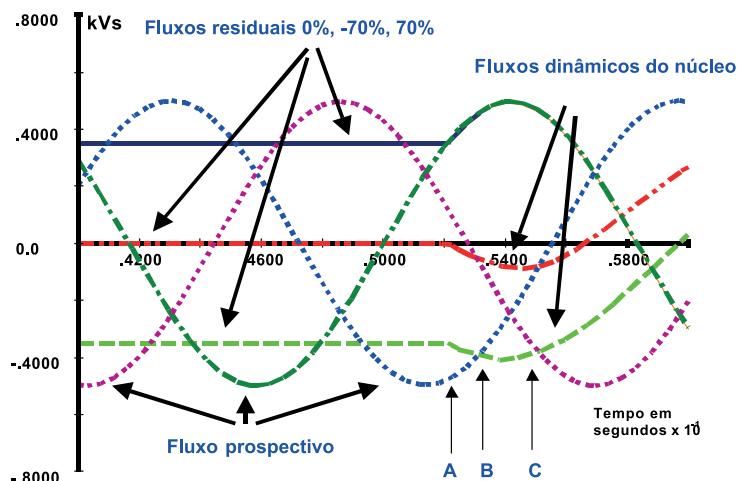


Figura 30 – Fluxo prospectivo e dinâmico do núcleo de um transformador trifásico com fluxo residual

Cada uma das estratégias acima tem suas vantagens e desvantagens. A estratégia de fechamento rápido pode fornecer as reduções mais significativas nos transitórios, mas é a mais difícil de implementar. A estratégia de atraso é a mais fácil de implementar e pode ser aplicada a transformadores com mais de três pernas centrais, núcleos do tipo *shell* e enrolamentos em delta não conectado. No entanto, o fechamento do polo se estende ao longo de alguns ciclos. A estratégia de fechamento simultâneo permite realizar operação trifásica, mas requer elevadas magnitudes de fluxo residual e algoritmos mais sofisticados para determinar o ponto de fechamento correto.

Resumo

Foram apresentados acima os casos mais usuais da aplicação de manobra controlada nos sistemas elétricos de transmissão e distribuição de energia. Informações complementares, bem como outros tipos de aplicações, podem ser encontradas nas referências [31], [32] e [33].

A tabela 1 apresenta um quadro-resumo das manobras controladas, conforme visto neste capítulo.

Tabela 1 – Quadro-resumo das aplicações da manobra controlada

Tipo de carga	Operação	Benefício desejado	Consequência	Vantagem
Indutiva	Abertura (tempo médio de arco)	Eliminar reignição	Redução das sobretensões Redução do estresse dielétrico	Menor envelhecimento
	Fechamento (pico de tensão)	Redução das correntes de <i>inrush</i>	Redução das solicitações eletromecânicas do equipamento	Aumento da expectativa da vida útil do equipamento manobrado
Transformador Reator			Substituição dos resistores de pré-inserção	Menor solicitação devido aos harmônicos
				Aumento da confiabilidade do sistema
Capacitiva	Abertura (tempo médio de arco)	Eliminar reacendimento	Redução do stress dielétrico Redução das sobretensões	Menor envelhecimento
	Linhas descarregadas		Redução do desgaste do disjuntor	Aumento da expectativa da vida útil do equipamento manobrado
Cabos descarregados	Fechamento (zero de tensão)	Redução da corrente de <i>inrush</i>	Redução das sobretensões	Aumento da expectativa da vida útil do disjuntor
Linhas compensadas Filtros			Substituição dos resistores de pré-inserção	Aumento da qualidade de energia e continuidade Aumento da confiabilidade do sistema

8. ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS

Características Comuns a Outros Equipamentos de Manobra

Essas características são definidas na norma NBR IEC 60694:2006 [2] e serão apenas enumeradas a seguir.

Características Relativas à Corrente e Frequência

- Frequência nominal – f_r (Hz).
- Corrente nominal de regime contínuo – I_r (A, eficaz).
- Corrente suportável nominal de curta duração – I_k (kA, eficaz).
- Valor de crista da corrente suportável nominal – I_p (kA, crista).
- Duração nominal do curto-circuito – t_k (s).

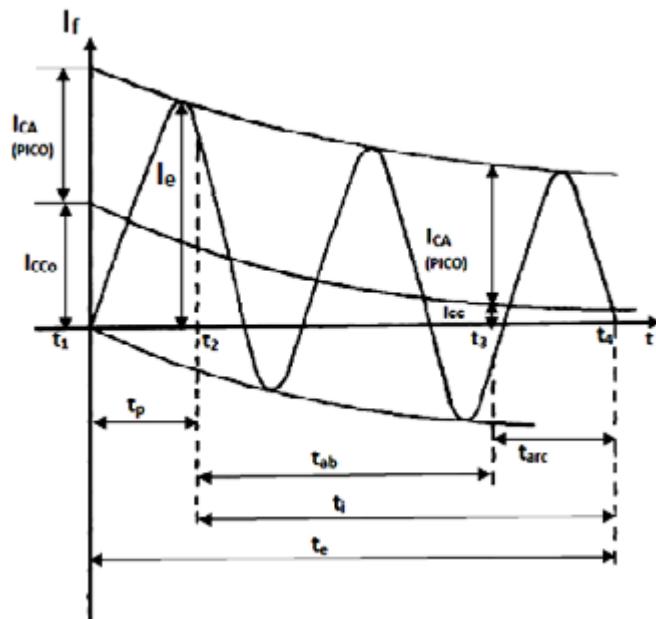
Características Dielétricas

- Tensão nominal – U_r (kV, eficaz).
- Tensão suportável nominal de curta duração à frequência industrial – U_d .
Fase-terra e entre fases (kV, eficaz).
Entre contatos abertos ou entre a distância de seccionamento (kV, eficaz).
- Tensão suportável nominal de impulso atmosférico – U_p .
Fase-terra e entre fases (kV, crista).
Entre contatos abertos ou entre a distância de seccionamento (kV, crista).
- Tensão suportável nominal de impulso de manobra – U_s (somente se $U_r \geq 300$ kV).
Entre fase e terra e entre dispositivo de manobra aberto (kV, crista).
Entre fases (kV, crista).
Entre a distância de seccionamento (kV, crista).

Características Específicas dos Disjuntores

Características Relativas à Manobra de Corrente de Falta

Como discutido no capítulo 1, as correntes de curto-circuito podem ser consideradas como constituídas por uma componente periódica, geralmente referida como componente CA, e uma componente aperiódica frequentemente denominada componente CC. Durante o processo de interrupção de um curto-circuito por um disjuntor trifásico, as correntes em duas ou três fases terão certo grau de assimetria, que dependerá do tipo de falta e do instante de sua ocorrência. Como o processo de interrupção em cada polo do disjuntor é independente dos demais, é necessário que cada polo seja capaz de operar satisfatoriamente na eventualidade da ocorrência simultânea dos valores mais desfavoráveis possíveis das componentes CA e CC na respectiva fase. A figura 31 permite visualizar os parâmetros que devem ser definidos numa especificação para garantir a operação correta do disjuntor nessas condições.



- t_1 – instante de ocorrência da falta.
 t_2 – instante de energização da bobina de abertura do disjuntor.
 t_3 – instante da separação dos contatos do disjuntor.
 t_4 – instante de interrupção da corrente.
 t_p – tempo de atuação da proteção.
 t_{ab} – tempo de abertura do disjuntor.
 t_{arc} – tempo de duração do arco elétrico.
 t_i – tempo de interrupção da falta pelo disjuntor.
 t_e – tempo para eliminação da falta.
 I_e – corrente de estabelecimento.
 $I_{CA(\text{pico})}$ – valor de crista da componente CA da corrente de falta ($= \sqrt{2} \cdot I_{CA(\text{eficaz})}$).
 $I_{CC(\text{pico})}$ – valor inicial da componente CC da corrente de falta (notar que, para a condição de máxima assimetria admitida, $I_{CC(\text{pico})} = I_{CA(\text{pico})}$).
 I_{CC} – valor da componente CC da corrente de falta no instante da separação dos contatos do disjuntor.

Figura 31 – Evolução da corrente assimétrica de curto-círcuito (I_f) ao longo do tempo, com indicação dos parâmetros característicos

Com auxílio da figura 31 podemos, agora, definir os seguintes parâmetros:

Tempo de interrupção nominal (ciclos)

Corresponde ao maior tempo t_i que o disjuntor pode elevar para interromper uma corrente de qualquer valor. É usualmente expresso em ciclos, variando de dois a cinco ciclos, dependendo do tipo de disjuntor (um disjuntor de um ciclo já foi desenvolvido, mas parece não ter encontrado ainda uma aplicação generalizada). O tempo de interrupção nominal tem importância para a estabilização do sistema. Como se sabe, a redução do tempo de eliminação de uma falta permite aumentar a estabilidade transitória do sistema e, consequentemente, aumentar a capacidade de transmissão de uma interligação.

O planejamento dos sistemas elétricos no Brasil deve obedecer aos critérios definidos pelo ONS no submódulo 23.3 dos seus Procedimentos de Rede (Diretrizes e Critérios para Es-

tudos Elétricos) [24]. Esses critérios não são exigentes com relação ao tempo para eliminação das faltas pelos disjuntores. Com efeito, o referido submódulo determina que o sistema deverá ser estável para falta monofásica sem religamento, considerando a perda de um de seus elementos (carga, linha, gerador, transformador) e admitindo-se os tempos máximos (t_e) definidos, a título indicativo, na tabela 3 do documento para eliminação de defeitos (t_e = tempo de atuação da proteção (t_p) + tempo de interrupção de falta pelo disjuntor (t_i)): (tabela 2 a seguir)

Tabela 2 – Tempos máximos para eliminação de defeitos em função da tensão de operação

Tensão nominal de operação (kV)	Tempos de eliminação dos defeitos (t_e) sem falha do disjuntor	
	ms	Ciclos a 60 Hz
765	80	4,8
525 e 550	100	6
440	100	6
345	100	6
230	150	9
138	150	9

Pode-se verificar, pelos valores acima, que o uso de disjuntores de até cinco ciclos seria aceitável, pelos critérios do ONS, para disjuntores operando em sistemas de 138 kV a 550 kV, admitindo-se $t_p \leq 1$ ciclo. Entretanto, no presente estágio de desenvolvimento, os disjuntores habitualmente fornecidos para essas tensões têm capacidade inerente de interromper faltas em tempos significativamente menores que cinco ciclos. Tendo em vista esta capacidade inerente e a indiscutível conveniência de reduzir ao mínimo o tempo de atuação das faltas e, ainda, a evolução histórica dos sistemas brasileiros, recomenda-se especificar $t_i =$ dois ciclos para todos os disjuntores de 750 kV e 500 kV. Para disjuntores de 345 kV e 230 kV pode-se especificar $t_i =$ três ciclos para subestações em que esse tempo tenha sido, previamente, utilizado, convindo especificar $t_i =$ dois ciclos nos demais casos. Para disjuntores de 138 kV é recomendável adotar $t_i =$ três ciclos, evitando-se dessa forma excluir da concorrência algum fabricante nacional cujos disjuntores tenham t_i maior que dois ciclos. Para disjuntores de tensões menores que 138 kV é usual especificar $t_i =$ cinco ciclos.

Capacidade de interrupção nominal em curto-circuito

É o valor mais elevado da corrente de curto-círcito que o disjuntor é capaz de interromper, nas condições de uso e ensaio estabelecidas na norma IEC 62271-100. É caracterizada pela declaração dos valores das componentes periódica e aperiódica da corrente para a qual o disjuntor deve ser testado:

Valor da componente periódica (kA, eficaz)

É um valor escolhido entre os vários definidos com base na série R10 (10 – 12,5 – 16 – 20 – 25 – 31,5 – 40 – 50 – 63 – 80 kA), devendo exceder por certa margem (por exemplo, 20%) o valor eficaz da maior corrente de curto-círcito monofásico ou trifásico calculada, nos estudos de planejamento, para a subestação onde o disjuntor será instalado, ao longo de todo o período de vida útil do equipamento (25/30 anos).

Embora, numa subestação, certos disjuntores sejam submetidos a correntes de curto-círcuito menores do que outros, dependendo da sua localização, é conveniente que todos os disjuntores instalados num mesmo local tenham a mesma capacidade de interrupção.

Nos estudos de planejamento da expansão de subestações existentes, pode ocorrer que o curto-círcuito máximo calculado para determinada subestação exceda, a partir de certo ano, o valor da componente periódica dos disjuntores já instalados – que estariam, portanto, superados a partir do referido ano caso não fossem tomadas providências. O ONS mantém um programa permanente de monitoramento da superação futura dos equipamentos instalados na rede básica do sistema interligado nacional (SIN), que impõe a adoção de medidas corretivas quando tal situação se configura. As diretrizes a serem consideradas nesse programa são definidas na referência [25].

Valor da componente aperiódica

A norma [1] determina que a componente CC da corrente de falta, no instante de separação dos contatos do disjuntor, seja especificada em percentagem do valor inicial I_{CCO} na figura 31 (como $I_{CCO} = I_{CA(pico)}$, o valor percentual expressará também a relação $I_{CCO} / I_{CA(pico)} \times 100$). A mesma norma determina, ainda, que o menor tempo possível de abertura (especificado pelo fabricante) seja considerado para a definição dessa componente, juntamente com um tempo de atuação da proteção de 0,5 ciclo.

O valor da componente CC varia, ao longo do tempo, segundo a exponencial:

$$I_{CC}(\%) = e^{\frac{-t}{\tau}} \cdot 100$$

t é o tempo contado a partir do início da falta, e τ é a constante de tempo do circuito visto dos terminais do disjuntor, sendo função da relação X/R.

$$\tau = \frac{1}{\omega} \cdot \frac{X}{R} \cdot 1.000 \quad (ms) \quad (\omega \text{ em rad/s})$$

Para circuitos trifásicos, $X/R = X_1/R_1$; e para curtos monofásicos, $X/R = (2X_1 + X_0)/(2R_1 + R_0)$.

Os valores de X/R esperados numa subestação, ao longo da vida útil do disjuntor a ser adquirido, devem ser calculados por ocasião da especificação. A referência [3] apresenta valores típicos da relação X/R de componentes dos sistemas elétricos, tais como geradores, transformadores, linhas de transmissão etc., bem como exemplos práticos do cálculo da reatância e resistência equivalentes de um circuito. Embora diferentes valores da relação X/R possam ser calculados para diferentes disjuntores de uma subestação, é conveniente que a mesma componente CC seja especificada para todos os disjuntores de idêntica tensão nominal instalados num mesmo local, a exemplo do critério adotado para a componente CA. Esse valor corresponderá, naturalmente, à maior relação X/R encontrada para os diversos disjuntores da subestação no período de interesse, considerando-se todos os tipos de faltas.

Caso os valores de X/R sejam inferiores ou iguais a 17,0, recomenda-se adotar $\tau = 45$ ms para cálculo da componente CA, um valor adequado para a maioria das aplicações. Esta constante de tempo corresponde a um decaimento da componente CC de 20 % em 10 ms, sendo associada a $X/R = 17,0$ para $\omega = 377$ rd/s (60 Hz) ou a $X/R=14,1$ para $\omega = 314,16$ rd/s (50 Hz).

Embora defina como normalizada a constante de tempo de 45 ms, a norma [1] menciona (cláusula 4.101.2) os seguintes valores alternativos para casos especiais, conforme a tensão nominal do disjuntor: 120 ms (para $U_r \leq 52$ kV); 60 ms ($72,5$ kV $\leq U_r \leq 420$ kV); e 75 ms $U_r = 550$ kV e $U_r = 800$ kV). A referência a esses valores alternativos expressa o reconhecimento, pela IEC, de que o valor normalizado pode ser inadequado para alguns sistemas. A norma [1] reconhece, ainda, que algumas aplicações podem exigir valores de constante de tempo ainda maiores: por exemplo, aplicações em que os disjuntores estejam próximos a um gerador ou central geradora.

A nota explicativa I.1 da norma [1], que apresenta sugestões para a escolha da constante de tempo apropriada, esclarece um ponto importante: a constante de tempo considerada na definição da componente aperiódica de um disjuntor está relacionada à sua capacidade de interrupção nominal em curto-circuito. Em vista disso, se constantes de tempo superiores a 45 ms forem esperadas, mas com uma corrente simétrica de curto-circuito inferior à capacidade nominal do disjuntor, tais casos podem ser cobertos pelo ensaio de corrente nominal de curto-circuito assimétrica usando uma constante de tempo de 45 ms. Na tabela 1 da referência [25], o ONS correlaciona constantes de tempo, tempos de interrupção e fatores de redução das correntes de curto-circuito para que esse efeito seja levado em conta. O capítulo 9 da referência [27] apresenta a fundamentação desse tipo de procedimento.

A tabela 1 deste capítulo apresenta os valores de constante de tempo correspondentes a diversos valores da relação X/R dos circuitos.

Como já informado, a norma [1] refere o valor da componente aperiódica ao menor tempo possível para a separação dos contatos do disjuntor – que é definido, por sua vez, em função do menor tempo possível de abertura. Uma dificuldade a ser contornada ao emitir uma especificação é o fato de esse último tempo não ser, em geral, conhecido, a não ser pelo fabricante (o tempo normalmente referido nas especificações é o tempo de abertura máximo). É recomendável, portanto, indicar o valor da constante de tempo ou da relação X/R no local da instalação, para que a componente CC possa ser calculada pelo fabricante.

Capacidade de estabelecimento nominal em curto-circuito (kA, crista)

A capacidade de estabelecimento nominal em curto-circuito é o maior valor instantâneo de corrente que o disjuntor é capaz de estabelecer, isto é, fechar e grudar (*close and latch*) quando operando com tensão nominal. O maior valor instantâneo de uma corrente de falta corresponde, em geral, ao primeiro pico de corrente após o início da falta (figura 31). Esse valor pode ser calculado por:

$$I_{f\max} = I_{CA(\text{eficaz})} \times f \quad (f \text{ é denominado fator de assimetria})$$

Sendo $f = \sqrt{2} \cdot (1 + e^{-\frac{t}{\tau}})$ e fazendo-se:

$$t = 8,33 \text{ ms (60Hz) ou}$$

$$t = 10 \text{ ms (50 Hz)}$$

A tabela 3 apresenta alguns valores do fator de assimetria em função de valores da relação X/R e da constante de tempo de circuitos a 60Hz. São indicados também, em percentagem, os valores da componente CC no instante de separação dos contatos, bem como os tempos em ciclos aos quais esses valores se referem. Os valores de % CC foram arredondados para números inteiros.

A IEC padroniza [1], para a capacidade de estabelecimento de um disjuntor, correntes definidas pelos seguintes fatores de assimetria:

- Para frequência nominal 50 Hz e constante de tempo normalizada de 45 ms: $f = 2,5$.
- Para frequência nominal 60 Hz e constante de tempo normalizada de 45 ms: $f = 2,6$.
- Para todos os casos especiais de constante de tempo, independentemente da frequência nominal do disjuntor: $f = 2,7$.

Tabela 3 – Valores do fator de assimetria e da componente aperiódica (% CC) em função de X/R e da constante de tempo

X/R	τ (ms) (para $\omega = 377$ rd/s)	f (fator de assimetria) (para $t = 8,33$ ms)	% CC	Tempo de separação dos contatos (ciclos)
12	32	2,5	46	1,5
			27	2,5
17	45	2,59	57	1,5
			40	2,5
20	53	2,62	62	1,5
			46	2,5
30	80	2,69	73	1,5
			59	2,5
40	106	2,72	79	1,5
			67	2,5
50	133	2,74	83	1,5
			73	2,5
60	159	2,76	85	1,5
			77	2,5
100	265	2,78	91	1,5
			85	2,5
∞	∞	2,83	100	1,5
			100	2,5

No caso de subestações com bancos de capacitores, um curto-círcuito normalmente produz uma componente de alta frequência cujo máximo, em geral, não coincide com o máximo da componente de frequência industrial. Nesse caso, é recomendável especificar, além da capacidade de estabelecimento correspondente à frequência industrial, o valor de crista da componente de alta frequência, juntamente com o valor dessa frequência em Hz.

Tensão de restabelecimento transitória

Denomina-se tensão de restabelecimento transitória (TRT) a diferença de potencial entre os terminais do disjuntor em seguida à interrupção de uma corrente, no período transitório anterior ao amortecimento das oscilações.

A tensão de restabelecimento transitória é particularmente elevada em seguida à abertura de faltas terminais (faltas ocorridas praticamente sobre os terminais dos disjuntores, seja nos barramentos, seja nas saídas de linha) e de faltas quilométricas (faltas ocorridas sobre linhas de transmissão, à distância de poucos quilômetros do disjuntor) [6].

Nos testes de abertura de curto-círcuito é necessário não somente que o disjuntor seja submetido às correntes que caracterizam sua capacidade de interrupção, como também que entre seus terminais seja estabelecida, após a interrupção, uma tensão não inferior à tensão de restabelecimento transitória especificada.

TRTs na interrupção de faltas terminais

A figura 32 ilustra a formação de tensão de restabelecimento aplicada a um disjuntor em seguida à interrupção, por este, de uma falta terminal. A figura foi construída [6] para o caso de uma falta trifásica aterrada alimentada por um sistema solidamente aterrado, tipo barra infinita, sendo pressuposto que a tensão nos terminais sob falta é igual a zero. A tensão representada na figura é aquela que se forma, em qualquer fase do disjuntor, sobre o terminal do lado oposto ao da fase. Antes da interrupção da corrente, esta tensão difere de zero, assumindo o valor da tensão do arco elétrico formado no interior do polo correspondente. Em seguida à interrupção de corrente, esta tensão cresce rapidamente, buscando alcançar o valor da tensão de frequência industrial aplicada ao disjuntor pelo sistema, que nesse instante estará próxima do seu máximo V_m . Nesse processo, o valor de V_m é ultrapassado, e uma oscilação transitória (com frequência determinada pelas indutâncias e capacitâncias do circuito) tem lugar, até ser completamente amortecida. Sendo a tensão do lado da falta igual a zero, a tensão do lado oposto confunde-se com a tensão de restabelecimento. Como a figura ilustra claramente, esta tem uma componente transitória que se superpõe à componente de frequência industrial.



Figura 32 – Formação da tensão de restabelecimento em seguida à interrupção de uma falta terminal

No caso considerado, a interrupção da corrente em cada polo do disjuntor ocorre independentemente do que se passa nos outros dois polos, e a componente de frequência industrial da tensão de restabelecimento confunde-se com a senoide da tensão aplicada ao disjuntor pelo circuito fonte. Nos casos em que a falta é não aterrada, ou o sistema é não solidamente aterrado, as coisas não se passam assim, já que a componente de frequência industrial da tensão de restabelecimento assume valores diferentes em seguida à interrupção de corrente no primeiro, segundo e terceiro polos do disjuntor.

A figura 33 mostra o que ocorre em seguida à abertura do primeiro polo do disjuntor durante uma falta terminal trifásica não aterrada em um sistema solidamente aterrado. Após a interrupção da corrente pelo primeiro polo, os dois outros polos continuam a conduzir corrente durante um certo tempo. A interrupção provoca a mudança de potencial do ponto em que ocorre a falta, que passa, no diagrama da figura 33(b), do ponto

O para o ponto O' , sendo $\overrightarrow{OO'} = \frac{\overrightarrow{E_b} + \overrightarrow{E_c}}{2}$. Como $\overrightarrow{E_a} = \overrightarrow{E_b} + \overrightarrow{E_c}$, a diferença de potencial

V' (componente de frequência industrial da tensão de restabelecimento em seguida à abertura do primeiro polo do disjuntor) será igual a $1,5E_a$. Uma demonstração dessa relação é oferecida nas referências [6], [9], [10].

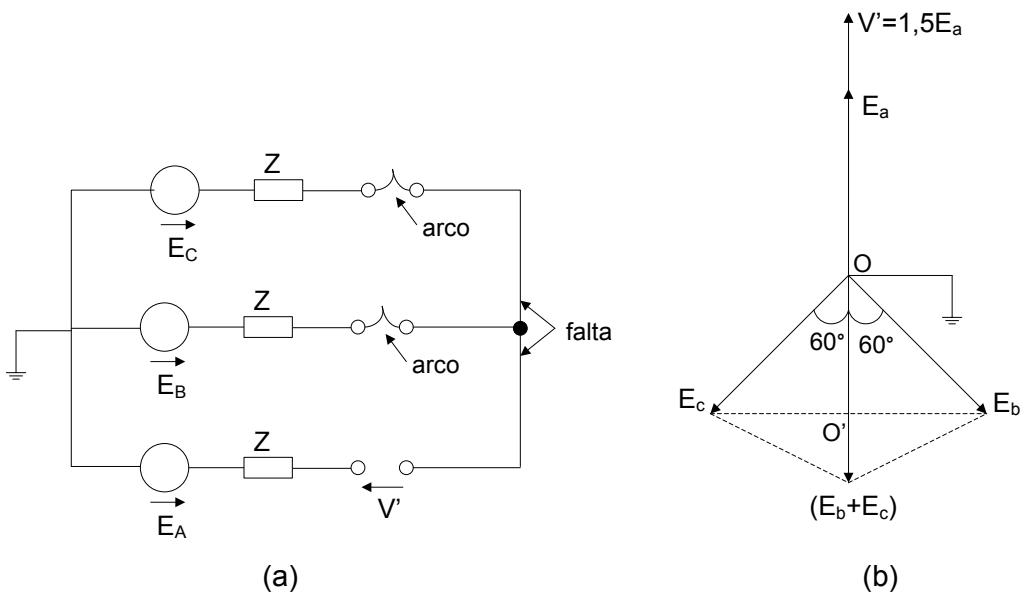
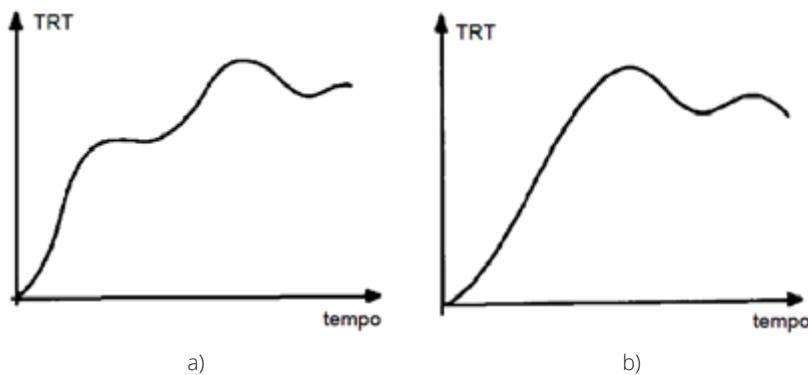


Figura 33 – Circuito e diagrama fasorial para a primeira fase a interromper uma falta trifásica não aterrada

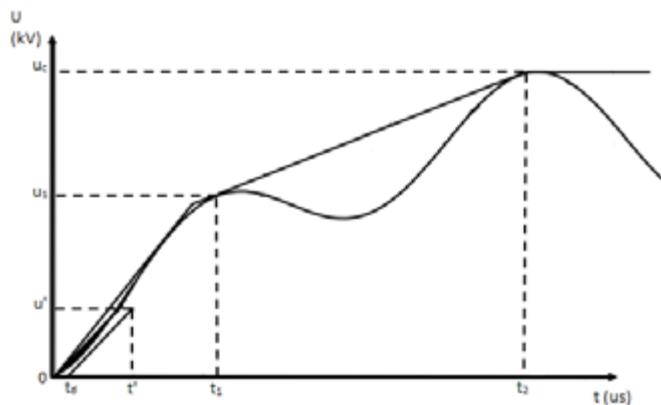
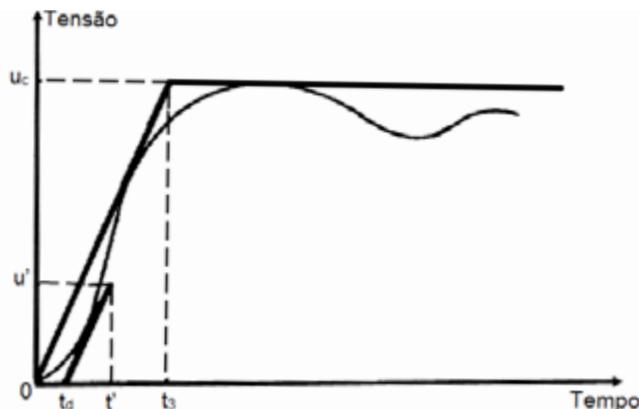
O fator de primeiro polo (k_{pp}) expressa a elevação da componente de frequência industrial da tensão de restabelecimento aplicada ao primeiro polo a interromper de um disjuntor. No exemplo da figura 33 (abertura de falta trifásica não aterrada), o fator de primeiro polo é 1,5. Para outros tipos de falta o fator de primeiro polo é, normalmente, menor do que 1,5. Verifica-se, portanto, que cada tipo de falta em cada sistema é caracterizado por um valor do fator de primeiro polo.

A norma [1] define esse fator do seguinte modo, que alguns talvez considerem um tanto obscuro: “Quando da interrupção de alguma corrente trifásica simétrica, o fator de primeiro polo é a relação da tensão à frequência industrial através do primeiro polo a interromper, antes da interrupção das correntes nos outros polos, para a tensão à frequência industrial ocorrendo através do polo ou dos polos depois da interrupção em todos os três polos”.

Em algumas formas de onda de tensão de restabelecimento, pode-se distinguir, nos instantes iniciais, o efeito da variação do potencial do ponto de falta – que leva a componente de frequência industrial a assumir o valor de k_{pp} (em p.u) – da oscilação transitória que ocorre em torno dessa componente. Um aspecto típico dessas formas de onda é o da figura 34(a), em que a tensão de restabelecimento atinge um primeiro pico de tensão para, em seguida, crescer novamente, até atingir o valor máximo. Em outros casos, como ilustra a figura 34(b), esses efeitos não são discerníveis, de forma que o primeiro pico de tensão atingido é o pico máximo.

**Figura 34** – Formas de ondas típicas de tensão de restabelecimento para faltas terminais

Tendo em vista as formas de ondas típicas de tensão de restabelecimento exemplificadas na figura 34, as normas IEC definem envoltórias para caracterizar as tensões de restabelecimento aplicadas aos disjuntores durante os ensaios de interrupção de faltas terminais. As tensões de restabelecimento semelhantes às da figura 34(a) são caracterizadas por envoltórias a quatro parâmetros (figura 35); e as semelhantes às da figura 34(b), por envoltórias a dois parâmetros (figura 36).

**Figura 35** – Envoltória da TRT definida a quatro parâmetros**Figura 36** – Envoltória da TRT definida a dois parâmetros

A norma IEC 62271-100 [1] define os parâmetros das envoltórias normalizadas para testes de correntes de falta (I_f) iguais a 10%, 30%, 60% e 100% da componente periódica da capacidade de interrupção nominal. O significado desses parâmetros é definido, graficamente, nas figuras 35 e 36, e o formulário para sua definição quantitativa é apresentado nas tabelas 4 e 5. Os parâmetros de tensão que estabelecem o contorno das envoltórias, u_1 e u_c , são definidos pelas seguintes expressões:

$$u_1 = 0,75 \cdot k_{pp} \cdot U_r \cdot \sqrt{\frac{2}{3}}$$

$$u_c = k_{af} \cdot k_{pp} \cdot U_r \cdot \sqrt{\frac{2}{3}}$$

Nas quais U_r representa a tensão nominal do disjuntor, k_{af} é denominado *fator de amplitude* e k_{pp} é o fator de primeiro polo.

Tabela 4 – Definição das envoltórias a dois parâmetros para faltas terminais

Corrente de falta	Parâmetros					
	k_{af}	t_3 (μs)	td (μs)	u' (kV)	t' (μs)	s (kV/μs) (variável com U_r)
100% ⁽¹⁾	1,4 (classe S1) 1,54 (classe S2)	u_c/s	0,15 t_3 (classe S1) 0,05 t_3 (classe S2)	$u_c/3$	$t_d + t_3/3$	(0,15 ≤ s ≤ 0,75) (classe S1) (0,91 ≤ s ≤ 1,47) (classe S2)
60% ⁽¹⁾	1,5 (classe S1) 1,65 (classe S2)	u_c/s	0,15 t_3	$u_c/3$	$t_d + t_3/3$	(0,37 ≤ s ≤ 1,82) (classe S1) (1,44 ≤ s ≤ 2,35) (classe S2)
30% ⁽¹⁾	1,6 (classe S1) 1,74 (classe S2)	u_c/s	0,15 t_3	$u_c/3$	$t_d + t_3/3$	(0,79 ≤ s ≤ 3,94) (classe S1) (2,56 ≤ s ≤ 4,19) (classe S2)
30% ⁽²⁾	1,54	u_c/s	0,15 t_3	$u_c/3$	$t_d + t_3/3$	5
10% ⁽¹⁾	1,7 (classe S1) 1,8 (classe S2)	u_c/s	0,15 t_3	$u_c/3$	$t_d + t_3/3$	(0,83 ≤ s ≤ 4,19) (classe S1) (2,67 ≤ s ≤ 4,32) (classe S2)
10% ⁽²⁾	0,9 × 1,7	u_c/s	0,15 t_3	$u_c/3$	$t_d + t_3/3$	7
10% ⁽³⁾	1,76	u_c/s	0,15 t_3	$u_c/3$	$t_d + t_3/3$	7

Notas:

(1) Parâmetros definidos apenas para $U_r < 100$ kV.

(2) Parâmetros definidos apenas para $U_r \geq 100$ kV.

(3) Parâmetros definidos apenas para $U_r > 800$ kV.

s = taxa de crescimento da TRT (TCTRTRT) em kV/μs.

k_{pp} = fator de primeiro polo. Para envoltórias a dois parâmetros, a IEC recomenda usar $k_{pp} = 1,5$ em todos os casos, exceto nos ensaios referentes às seguintes condições, em sistemas efetivamente aterrados:

- Ensaios com $I_f = 30\%$, para tensões nominais $100 \text{ kV} \leq U_r \leq 800 \text{ kV}$ ($k_{pp} = 1,3$).
- Ensaios com $I_f = 10\%, 30\%, 60\%$ e 100% , para tensões nominais $U_r > 800 \text{ kV}$ ($k_{pp} = 1,2$).

Classes S1 e S2: disjuntores classe S1 são aqueles destinados ao uso em um sistema de cabos; os de classe S2 são destinados ao uso em um sistema de linhas – ou um sistema de cabos diretamente conectado (sem cabos) a uma linha aérea [1].

Tabela 5 – Definição das envoltórias a quatro parâmetros para falta terminal

Corrente de falta	Parâmetros							
	k_{af}	u_c (kV)	t_1 (μs)	t_2 (μs)	t_d (μs)	u' (kV)	t' (μs)	s (kV/ μs)
100% ⁽¹⁾	1,4	$1,87 u_1$	u_1/s	$4 t_1$	2	$u_1/2$	$t_d + u'/s$	2
100% ⁽²⁾	1,5	$2 u_1$	u_1/s	$3 t_1$	2	$u_1/2$	$t_d + u'/s$	2
60% ⁽¹⁾	1,5	$2 u_1$	u_1/s	$6 t_1$	$2 \mu s \leq t_d \leq 0,3 t_1$	$u_1/2$	$t_d + u'/s$	3
60% ⁽²⁾	1,5	$2 u_1$	u_1/s	$4,5 t_1$	$2 \mu s \leq t_d \leq 0,3 t_1$	$u_1/2$	$t_d + u'/s$	3
30%	–	–	–	–	–	–	–	–
10%	–	–	–	–	–	–	–	–

Notas:

⁽¹⁾ Parâmetros definidos apenas para $100 \text{ kV} \leq U_r \leq 800 \text{ kV}$.

- $k_{pp} = 1,3$ para sistemas efetivamente aterrados.
- $k_{pp} = 1,5$ para sistemas não efetivamente aterrados ($100 \text{ kV} \leq U_r \leq 170 \text{ kV}$).

⁽²⁾ Parâmetros definidos apenas para $U_r > 800 \text{ kV}$.

- $k_{pp} = 1,2$.

Para a especificação das tensões de restabelecimento dos disjuntores de uma subestação, devem ser efetuados estudos de TRT para diversos tipos de faltas terminais possíveis, aplicadas em ambos os lados do disjuntor no período de vida útil previsto para o equipamento, considerando diferentes configurações do sistema com relação ao número de linhas e transformadores energizados, condições de carga (leve ou pesada) etc. Nos novos empreendimentos, as exigências da Aneel com relação às condições a serem consideradas nas simulações são definidas no Anexo Técnico do Edital do leilão referente ao empreendimento. A referência [26] contém as recomendações do ONS para os estudos a serem levados a cabo para os diversos empreendimentos.

Os gráficos da evolução, no tempo, das piores solicitações encontradas nos estudos (especialmente quanto ao pico e à taxa de crescimento da TRT) devem ser comparados com as envoltórias padronizadas. Como as correntes de falta dificilmente correspondem aos valores dos ensaios padronizados (10%, 30%, 60% e 100%), essa comparação deve levar em conta os valores dos parâmetros definidos na norma [1] para os níveis de corrente imediatamente superiores aos registrados nos estudos. Caso as formas de onda calculadas não ultrapassem a suportabilidade do disjuntor definida pelas envoltórias padronizadas, os parâmetros normalizados deverão ser especificados. No caso, porém, de alguma forma de onda ultrapassar a suportabilidade assim estabelecida, os parâmetros de uma envoltória especial poderão ser especificados, tentando-se utilizar, na medida do possível, o formulário das tabelas 4 e 5 para compatibilizar os diversos parâmetros. É evidente que toda exceção à norma deve ser submetida à apreciação do requisito pelo fabricante do disjuntor.

Na norma [1] o fator de primeiro polo (k_{pp}) 1,3 é admitido na maioria dos casos para a definição dos parâmetros das envoltórias de TRT referentes à interrupção de faltas terminais. O fator $k_{pp} = 1,5$ é considerado apenas nos seguintes casos:

- Para disjuntores de tensão nominal entre 3,6 kV e 72,5 kV.
- Para disjuntores de tensões superiores a estas na série de ensaios T10 (com correntes de falta limitadas a 10%).
- Para disjuntores de tensão nominal entre 100 kV e 170 kV em sistemas de neutro não solidamente aterrado.

Esta limitação decorre da opinião formada na IEC de que a ocorrência de faltas trifásicas não aterradas em sistemas de neutro solidamente aterrado é extremamente improvável. Ocorre, porém, que os editais emitidos pela Aneel para os leilões de novos empreendimentos têm exigido que os estudos de TRT a serem apresentados pelas concessionárias considerem a ocorrência desse tipo de falta, assim como de faltas monofásicas e trifásicas aterradas. Isto equivale a admitir o uso do fator de primeiro polo 1,5 nos cálculos da TRT. Dessa forma, quando os valores de TRT registrados nos estudos são confrontados com os valores de pico normalizados (definidos para $k_{pp} = 1,3$), frequentemente são verificadas ultrapassagens dos valores normalizados.

Da posição da IEC acima referida, decorre que praticamente todos os ensaios de interrupção de faltas terminais definidos em norma são executados com TRTs definidas admitindo-se $k_{pp} = 1,3$. Felizmente, porém, quase todos os fabricantes de disjuntores de alta e extra-alta tensão estão dispostos a garantir (e demonstrar) o bom desempenho desses equipamentos quando expostos a TRTs definidas admitindo-se $k_{pp} = 1,5$. Isto significa considerar aceitáveis TRTs com valores de crista 15,4% superiores aos valores definidos na norma [1].

Tensão de restabelecimento transitória inicial (TRTI)

Durante os primeiros microssegundos após a interrupção de uma corrente, a tensão de restabelecimento será determinada pelos parâmetros dos elementos situados a uma distância muito pequena do disjuntor (1.000 m no máximo). Dessa forma, o arranjo da subestação tem importância fundamental para sua determinação.

A IEC caracteriza uma envoltória de tensão de restabelecimento inicial por um par de coordenadas u_i (kV), t_i (μs) e uma reta ligando a origem ao ponto definido por esse par. Esta envoltória deve conter, no seu interior, a tensão de restabelecimento prevista no circuito, para o intervalo de tempo apropriado. A padronização IEC aplica-se a disjuntores de tensão nominal igual ou superior a 100 kV, e capacidade de interrupção não inferior a 25 kA. A figura 37 mostra como a envoltória da TRTI se relaciona com a da TRT.

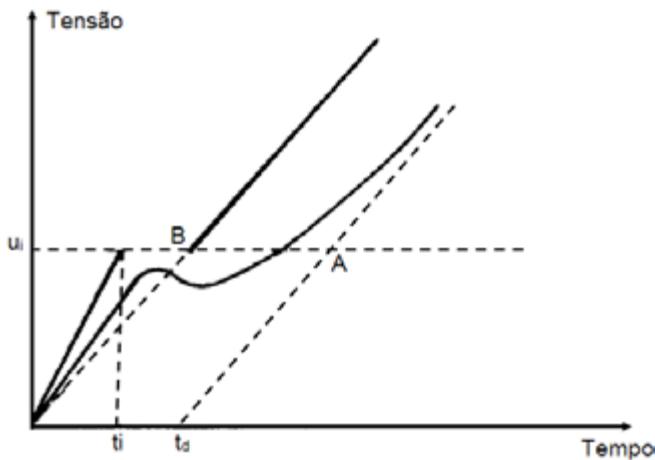


Figura 37 – Relação entre as envoltórias da TRT e da TRTI

Os tempos t_i variam de 0,4 μ s a 1,5 μ s, conforme a tensão do disjuntor. O parâmetro U_i é determinado multiplicando-se o parâmetro normalizado f_i pelo valor eficaz da componente CA da capacidade de interrupção nominal em curto-círcuito do disjuntor (f_i é de valor variável, conforme a tensão nominal do disjuntor). Ver tabela 7 da norma [1].

A prática usualmente adotada no Brasil é especificar os valores de TRTI padronizados pela IEC, uma vez que raras concessionárias têm efetuado, de forma adequada, cálculos da TRT inicial como medida preliminar à preparação de uma especificação. A referência [13] contém recomendações para realização de cálculos da TRTI, assim como alguns exemplos práticos.

TRTs na interrupção de faltas quilométricas

Denomina-se falta quilométrica a falta que ocorre em uma linha de transmissão à pequena distância (seja 1 a 5 km) do disjuntor responsável por sua manobra. A abertura de faltas quilométricas pode constituir uma operação particularmente difícil para o disjuntor, pois essa condição combina uma corrente de falta de valor elevado a uma taxa de crescimento da tensão de restabelecimento transitória mais alta que a que se verifica em caso de falta junto aos terminais do disjuntor. Deve-se lembrar que nos disjuntores a suportabilidade à taxa de crescimento da TRT é menor para as correntes mais elevadas (ver tabela 5). Essa característica acomoda-se bem, no caso de faltas terminais, à tendência desse tipo de falta associar menores taxas de crescimento da TRT às correntes de valor mais elevado, pelo fato de as maiores correntes de falta ocorrerem quando há mais linhas de transmissão ligadas ao barramento (as linhas ligadas ao barramento têm o efeito de reduzir a taxa de crescimento da TRT, pelo efeito resistivo das impedâncias de surto).

A formação da tensão de restabelecimento nas faltas quilométricas é ilustrada, na figura 38, para uma falta monofásica em um sistema solidamente aterrado. O sistema do lado da fonte é representado por uma tensão (fase-neutro) U_s e uma reatância equivalente X_s (suposta indutiva), e a linha de transmissão é representada pela associação de elementos indutivos e capacitivos em cascata, caracterizada por um valor X_L (por unidade

de comprimento) de reatância à frequência industrial e por um valor Z da impedância de surto. No instante imediatamente anterior à interrupção da corrente de falta, a tensão em ambos os lados do disjuntor pode ser considerada idêntica (desprezando-se a ddp produzida pelo arco elétrico), sendo igual ao valor máximo da queda de tensão ocorrida, ao longo da linha, entre o disjuntor e o ponto em curto-círcuito.

Após a interrupção, a tensão V_s do lado da fonte passará a oscilar em torno do valor U_s . A frequência desse transitório será determinada pela indutância e capacitância equivalentes do circuito alimentador, sendo, normalmente, da ordem de poucos kHz. No lado da linha, a tensão (V_L) evoluirá do modo diferente: como sabemos, a resposta inicial de uma linha transmissão a um transitório é a mesma de um resistor de valor ôhmico igual à sua impedância de surto. Logo, a resposta à interrupção da corrente de falta i será uma tensão linearmente crescente com coeficiente angular $Z \frac{d_i}{d_t}$. Esse formato da tensão manter-se-á durante os tempos de viagem da onda trafegante até o ponto de curto-círcuito e da onda refletida de volta ao disjuntor. Com a chegada da onda refletida, o coeficiente angular da tensão será invertido. O prosseguimento deste processo levará à formação, no lado da linha, de um transitório de curta duração em forma de dente de serra, cuja frequência será determinada pelo comprimento da linha entre o disjuntor e a falta.

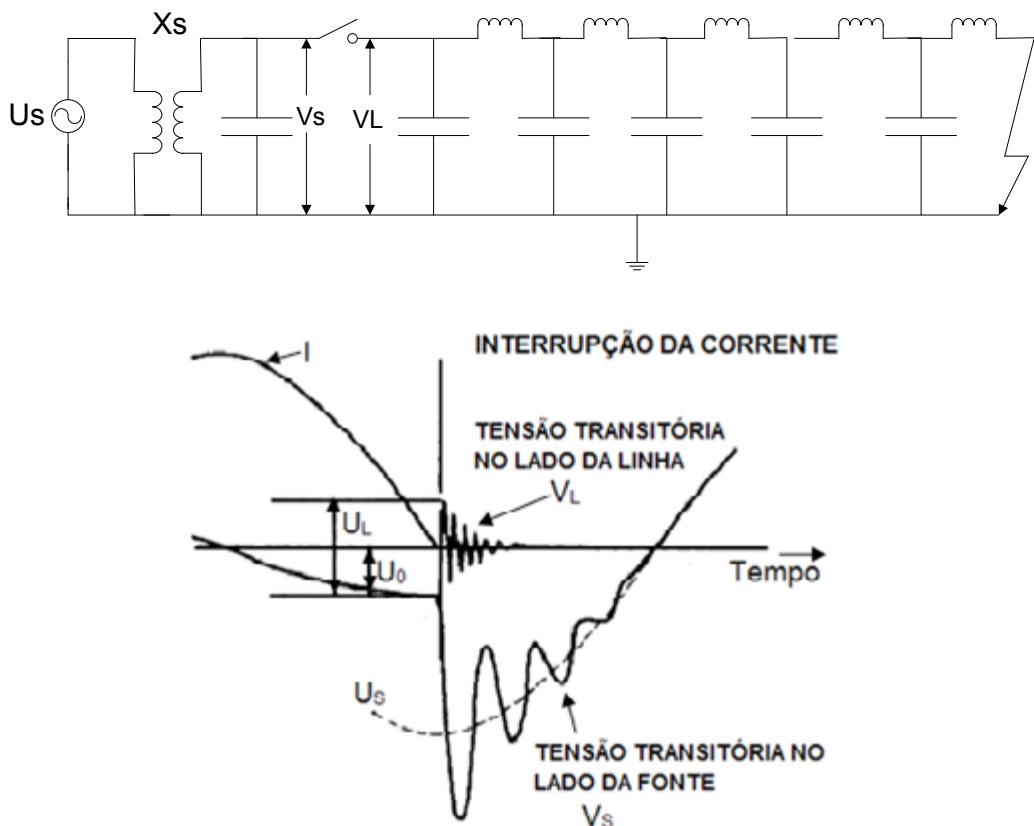


Figura 38 – Formação da TRT para falta quilométrica em sistema solidamente aterrado

A IEC determina que as características nominais de interrupção de faltas quilométricas sejam especificadas para disjuntores destinados à manobra de linhas, com tensão nominal maior ou igual a 52 kV e capacidade nominal de interrupção de 12,5 kA. As características padronizadas pela IEC referem-se à interrupção de uma falta monofásica em sistema solidamente aterrado, condição que se considera cobrir todos os outros tipos de faltas.

A prática estabelecida pela IEC é de padronizar os parâmetros do circuito do lado da fonte e do lado da linha, separadamente.

As características padronizadas do lado da fonte são: tensão igual à nominal do sistema; corrente de curto-círcuito igual à capacidade de interrupção nominal do disjuntor; TRTI igual à especificada para falta terminal e tensão de restabelecimento prospectiva (correspondente ao transitório do lado da fonte apenas) definida segundo a tabela 6, com os parâmetros u_1 e u_c das envoltórias definidos pelas mesmas expressões aplicáveis a faltas terminais, isto é:

$$u_1 = 0,75 \cdot k_{pp} \cdot U_r \cdot \sqrt{\frac{2}{3}}$$

$$u_c = k_{af} \cdot k_{pp} \cdot U_r \cdot \sqrt{\frac{2}{3}}$$

Devendo o fator de primeiro polo, para faltas quilométricas, ser sempre admitido igual a um.

Tabela 6 – Características padronizadas de TRT – Lado da fonte (falta quilométrica)

Notas	Características a dois parâmetros					
	k_{af}	t_3 (μs)	t_d (μs)	u' (kV)	t' (μs)	s (kV/ μs)
(1)	1,54	u_c/s	$0,05 t_3$	$u_c/3$	$t_d + t_3/3$	$0,62 \leq s \leq 0,98$
Características a quatro parâmetros						
Notas	k_{af}	t_1 (μs)	u_c (kV)	t_2 (μs)	t_d (μs)	u' (kV)
(2)	1,4	u_1/s	$1,87 u_1$	$4 t_1$	2	$u_1/2$
(3)	1,5	u_1/s	$2 u_1$	$3 t_1$	2	$u_1/2$

Notas:

(1) Parâmetros definidos para $15 \text{ kV} \leq U_r < 100 \text{ kV}$.

(2) Parâmetros definidos para $100 \text{ kV} \leq U_r \leq 800 \text{ kV}$.

(3) Parâmetros definidos para $U_r = 1100 \text{ kV}$ e $U_r = 1200 \text{ kV}$.

As características padronizadas para o lado da linha são: impedância de surto Z , fator de pico k , fator de taxa de crescimento s e tempo de retardo t_d , com valores definidos na tabela 7, a seguir:

Tabela 7 – Características padronizadas de linhas de transmissão para falta quilométrica

Tensão nominal U_r (kV)	Impedância de surto Z (Ω)	Fator de pico k	Fator de TCTR T s / 60 Hz ($\text{kV}/\mu\text{s}$)/kA)	Tempo de retardo t_{dL} (μs)
15 kV $\leq U_r < 38$ kV	450	1,6	0,24*	0,1
48,3 kV $\leq U_r \leq 170$ kV	450	1,6	0,24*	0,2
245 kV $\leq U_r < 800$ kV	450	1,6	0,24*	0,5
$U_r > 800$ kV	330	1,6	0,176**	0,5

* Para disjuntores de 50 ciclos, adotar $s = 0,20$ ($\text{kV}/\mu\text{s}$)/kA.

** Para disjuntores de 50 ciclos, adotar $s = 0,147$ ($\text{kV}/\mu\text{s}$)/kA.

O fator de pico k é expresso por:

$$k = \frac{U_L}{U_0}$$

Onde U_L é o valor da *variação* da tensão no terminal do disjuntor a partir do valor inicial U_0 , na ocorrência do primeiro pico (ver figura 38). Esse valor é determinado pela taxa de crescimento do transitório do lado da linha e pelo tempo t_L entre a interrupção da falta e a chegada ao disjuntor da primeira onda refletida, determinado pelo comprimento de linha entre o disjuntor e a falta, isto é:

$$U_L = (s \cdot I_L) \cdot t_L$$

onde $s \cdot I_L$ define o valor da taxa de crescimento (I_L = valor eficaz de I).

$$t = \frac{2 \cdot L}{c}$$

onde L é a distância entre o disjuntor e a falta, e c = velocidade de propagação.

U_0 , por sua vez, é determinado pela reatância X_L da linha (por unidade de comprimento), pela distância L entre o disjuntor e o curto-círcuito e pelo valor I_L assumido pela corrente.

$$U_0 = \sqrt{2} \cdot X_L \cdot L \cdot I_L$$

O fator de TCTR T (s) não é parâmetro independente, uma vez que seu valor pode ser determinado a partir da impedância de surto da linha e da frequência do sistema:

$$s = Z \cdot \sqrt{2} \cdot 2\pi f \cdot 10^{-6}$$

O tempo de retardo td_L resulta do efeito das capacitâncias concentradas existentes entre o disjuntor e a linha de transmissão (divisores capacitivos, buchas etc.), produzindo um “adoçamento” dos ângulos do transitório em forma de dente de serra formado no lado da linha. Esse efeito é mostrado, na figura 39, pela curva 2. A curva 1, na mesma figura, foi construída desprezando-se as capacitâncias concentradas.

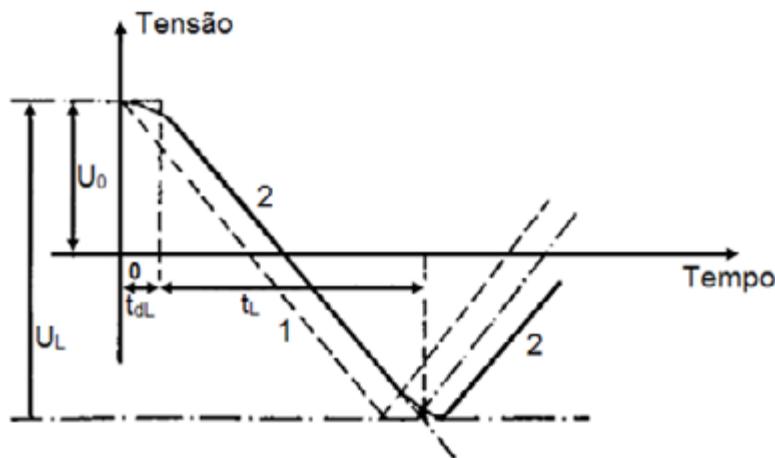


Figura 39 – Efeito no tempo de retardo td_L sobre a TRTI

Uma prática frequentemente adotada é não especificar a TRTI do lado da fonte e considerar nulo o tempo de retardo do transitório do lado da linha. Esse procedimento é autorizado pela IEC [1].

As envoltórias definidas na tabela 6 podem ser utilizadas para fins de comparação com os gráficos (obtidos por meio de simulações digitais) da evolução no tempo das TRTs decorrentes da interrupção de faltas quilométricas, desde que alguns cuidados sejam tomados. Como os parâmetros definidos na tabela 6 referem-se apenas à evolução das TRTs formadas no lado da fonte do disjuntor, os valores de taxa de crescimento definidos pelas envoltórias da referida tabela não podem ser considerados como indicativos da supertabilidade às TCTRTs exigida neste tipo de interrupção. É preciso calcular, em separado, os valores máximos admissíveis dessas taxas, considerando os transitórios do lado da barra (fonte) e do lado da linha, levando em conta o formulário apresentado na norma [1] (tabelas 6 e 7). Por outro lado, os valores de crista (u_c) das TRTs definidos para as envoltórias pela tabela 6 podem ser utilizados sem restrições, pois normalmente os transitórios de tensão no lado da linha são amortecidos rapidamente, e por isto seus máximos dificilmente afetam o valor de crista da componente da TRT formada no lado da fonte.

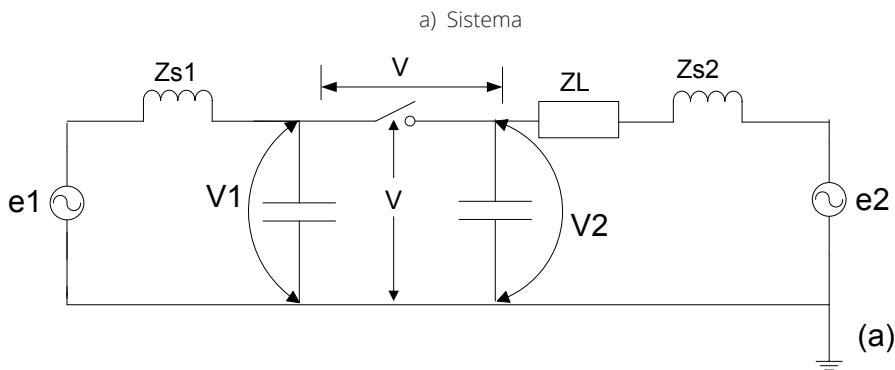
De resto, deve-se lembrar que as simulações digitais tornam possível a plotagem em separado da evolução das tensões nos dois lados do disjuntor após a interrupção de corrente, o que facilita a comparação dos gráficos das tensões no lado da fonte com as envoltórias definidas na norma [1].

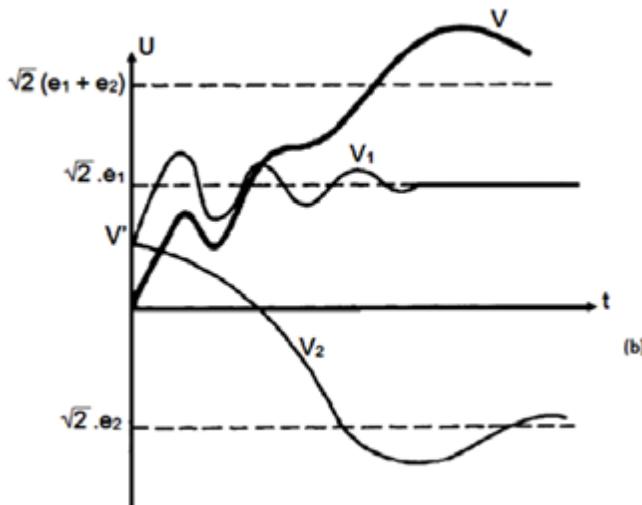
Condições de abertura em discordância de fases

Disjuntores de interligação entre duas estações geradoras, ou duas partes de um sistema elétrico independentes quanto à geração, podem ter de abrir quando estas partes estão em discordância de fases, o que, em condições mais desfavoráveis, pode implicar formação de tensões de restabelecimento superiores às produzidas por curtos-circuitos.

A condição de discordância de fases pode surgir após a abertura do último elo de interligação entre duas partes de um sistema, ou mesmo durante a permanência de um ou mais elos fracos, em consequência das oscilações provocadas por um distúrbio de maior severidade em uma destas partes. No primeiro caso, a abertura em discordância de fase ocorrerá se o disjuntor for religado durante a permanência dessa condição. Em ambos os casos, a abertura em discordância de fases será determinada pela operação da proteção, causada pela detecção de oscilações de potência sustentadas (não transitórias), ou da circulação de altas correntes (da ordem de grandeza das correntes de curto-círcuito) pelos elos existentes. Em sistemas razoavelmente interligados, a ocorrência da combinação de contingências que pode tornar possível a abertura de disjuntores em condições de discordância de fases habitualmente pode ser considerada extremamente improvável.

A figura 40 apresenta um circuito ilustrativo e exemplifica as oscilações de tensão que têm lugar, em cada lado do disjuntor, em seguida a uma interrupção em condição de discordância de fases.





e_1, e_2, v = tensões para a terra antes da interrupção (valores eficazes).

v' = valor momentâneo de v no instante da interrupção.

V_1, V_2, V = Tensões formadas após a interrupção.

Figura 40 – Abertura em discordância de fases

Nos sistemas aterrados e de neutro isolado, a condição de maior severidade está associada à ocorrência de uma defasagem angular de 180° entre as tensões de cada lado do disjuntor. Nessa ocasião, a componente de frequência industrial da tensão de restabelecimento será aproximadamente o dobro da tensão fase-terra ($k_{pp} = 2,0$) se o sistema for solidamente aterrado. Nos sistemas não solidamente aterrados $k_{pp} = 2,5$; e $k_{pp} = 3,0$ nos sistemas de neutro isolado [4].

A componente transitória da tensão de restabelecimento é determinada pelas oscilações da onda de tensão registradas em cada lado do disjuntor após a interrupção. A figura 40(b) mostra a forma dessas oscilações no sistema da figura 40(a), com defasagem de 180° através do disjuntor, explicando porque a amplitude da componente transitória é, geralmente, menor na abertura em discordância de fases do que na interrupção de curtos-circuitos. Devido ao posicionamento do disjuntor, nessa figura, em uma das extremidades de um elo de interligação (linha de transmissão), a queda de potencial causada no barramento pela circulação de corrente de sincronização i_s será consideravelmente menor no sistema da esquerda ($e_1 - v$) que no da direita ($e_2 - v$), tendo em vista a predominância do valor da impedância da linha (Z_L) sobre os das fontes (Z_{s1} e Z_{s2}). Em decorrência desse fato, as oscilações em torno da tensão e_1 serão de pequena amplitude, enquanto aquelas em relação à tensão e_2 , de maior amplitude, serão rapidamente amortecidas pela linha. Se

o disjuntor estiver situado numa posição média entre duas fontes, a TRT poderá ser ainda menor, devido ao amortecimento das oscilações em ambos os lados. Por essa razão, na norma IEC [1] o fator de amplitude k_{af} (que relaciona os valores de u_c e u_l) é igual a 1,25 para os testes de abertura em discordância de fases (ver tabela 8), enquanto nos testes de abertura de curto-círcuito a relação entre u_c e u_l é igual a 1,4 ou 1,5 (tabela 5).

O valor da corrente que circula por um disjuntor situado entre dois sistemas em discordância de fases (corrente de sincronização) é, normalmente, consideravelmente inferior à maior corrente de curto-círcuito possível no local. A figura 41 mostra o disjuntor de interligação entre duas partes de um sistema, durante oposição de fases (defasagem de 180°). x_a e x_b são as reatâncias de curto-círcuito das duas partes do sistema, i_s é a corrente de sincronização e i_f a corrente de falta correspondente a um curto-círcuito no barramento.

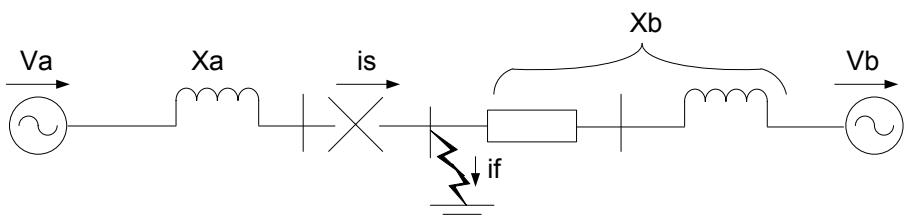


Figura 41 – Comparação entre corrente de sincronização durante oposição de fases e corrente de curto-círcuito

Supondo $v_a = v_b = v$, a corrente de sincronização será dada por:

$$i_s = \frac{2v}{x_a + x_b}$$

E a corrente em caso de falta equilibrada será:

$$i_f = \frac{v}{x_a} + \frac{v}{x_b} = \frac{v(x_a + x_b)}{x_a \cdot x_b}$$

A relação entre i_s e i_f será dada por:

$$\frac{i_s}{i_f} = \frac{2 \cdot x_a \cdot x_b}{(x_a + x_b)^2}$$

Essa relação alcançará o valor máximo ($= 0,5$) quando $x_a = x_b$. A figura 42 mostra a variação da relação i_s/i_f em função da relação entre x_a e x_b .

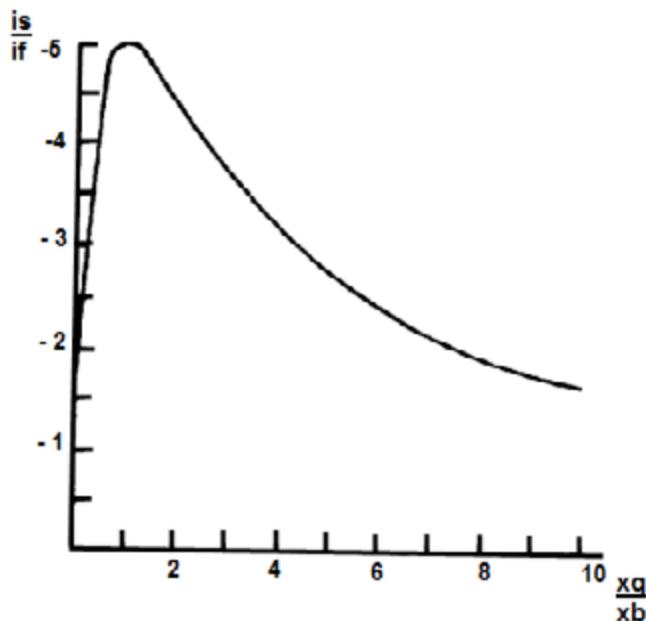


Figura 42 – Variação da relação i_s/i_f em função da relação entre x_a e x_b

Embora a corrente de falta considerada no desenvolvimento acima não seja aquela que circula pelo disjuntor e sim a corrente total, deve-se considerar que a capacidade de interrupção nominal dos disjuntores é, normalmente, especificada acima do valor da corrente máxima dos curtos-circuitos monofásicos e trifásicos previstos na subestação ao longo da vida útil do equipamento. Dessa forma, pode-se esperar que a maior corrente através de um disjuntor, em caso de oposição de fases, seja, no máximo, igual a 50% da capacidade de interrupção nominal do equipamento. A ocorrência desse valor máximo é, contudo, pouco provável, pois a rapidez de atuação dos modernos sistemas de proteção determina a abertura dos disjuntores bem antes de se verificar a condição de oposição de fases, que normalmente só vem a ocorrer após um tempo comparativamente longo de oscilação.

A abertura durante uma situação de séria discordância de fases é possível, modernamente, apenas na atuação da proteção de segunda linha (*back up*), ou na segunda abertura de um disjuntor com religamento. Por isso, a IEC [1] padronizou uma corrente de 25% da capacidade de interrupção nominal do disjuntor, para o teste de abertura em condições de discordância de fases. Já ficou demonstrado, também, que os parâmetros de TRT apresentados em [1] para os ensaios de interrupção em discordância de fases não foram definidos para 180º de discordância e sim para ângulos inferiores. Por este motivo, quando cálculos da TRT são feitos admitindo-se a condição de plena oposição de fases, as TRTs registradas excedem, quase sempre, as envoltórias definidas em [1] para essa condição de interrupção.

A IEC [1] considera não obrigatória a especificação de características especiais relativas à abertura em discordância de fases, mesmo para disjuntores que eventualmente tenham que efetuar esse tipo de operação. As características normalmente especificadas são:

Capacidade de interrupção nominal em discordância de fases (kA, eficaz)

Como exposto acima, um valor de 25% da componente periódica da capacidade de interrupção nominal em curto-círcuito foi padronizado pela IEC.

Requisitos de TRT para abertura em discordância de fases

Para especificação dessas características, deve-se obter, por cálculo, informações sobre as formas de onda da tensão de restabelecimento durante a abertura em condições de discordância de fases, na ausência de faltas, se esse tipo de operação for previsto. Essas formas de onda são caracterizadas, para fins de ensaio e especificações, por envoltórias a dois ou quatro parâmetros, à semelhança das envoltórias da TRT definidas para o ensaio de abertura de curtos-circuitos. As características padronizadas pela IEC são definidas na tabela 8, com os parâmetros u_1 e u_c das envoltórias definidos pelas mesmas expressões aplicáveis a faltas terminais e quilométricas, isto é:

$$u_1 = 0,75 \cdot k_{pp} \cdot U_r \cdot \sqrt{\frac{2}{3}}$$

$$u_c = k_{af} \cdot k_{pp} \cdot U_r \cdot \sqrt{\frac{2}{3}}$$

Tabela 8 – Parâmetros da envoltória da TRT para abertura em discordância de fases

Notas	Características a dois parâmetros								
	k_{pp}	k_{af}	t_3 (μ s)	t_d (μ s)	u' (kV)	t' (μ s)	s (kV/ μ s)		
(1)	2,5	1,25	u_c/s	$0,15 t_3$	$u_c/3$	$t_d + t_3/3$	$0,11 \leq s \leq 0,56$		
(2)	2,5	1,25	u_c/s	$0,15 t_3$	$u_c/3$	$t_d + t_3/3$	$0,62 \leq s \leq 0,99$		
(3)	2	1,25	u_c/s	$0,05 t_3$	$u_c/3$	$t_d + t_3/3$	1,54		
Notas	Características a quatro parâmetros								
	k_{pp}	k_{af}	t_1 (μ s)	u_c (kV)	t_2 (μ s)	t_d (μ s)	u' (kV)	t' (μ s)	s (kV/ μ s)
(4)	2*	1,25	u_r/s	$1,87 u_r$	$A \leq t_2 \leq 2A^{**}$	$2 \leq t_d \leq 0,1 t_1$	$u_r/2$	$\frac{t_d}{(u_r/s)} +$	1,54***

Notas:

(1) Parâmetros definidos para $3,6 \text{ kV} \leq U_r < 100 \text{ kV}$, disjuntores classe S₁.

(2) Parâmetros definidos para $15 \text{ kV} \leq U_r < 100 \text{ kV}$, disjuntores classe S₂.

(3) Parâmetros definidos para $U_r = 1.100 \text{ kV}$ e $U_r = 1.200 \text{ kV}$.

(4) Parâmetros definidos para $100 \text{ kV} \leq U_r \leq 800 \text{ kV}$.

* Para sistemas não efetivamente aterrados, com $100 \text{ kV} \leq U_r \leq 170 \text{ kV}$, $k_{pp} = 2,5 \text{ kV}/\mu\text{s}$.

** $A = \text{valor de } t_2 \text{ no ensaio T100 (interrupção de falta terminal com corrente de } 100\%$.

*** Para sistemas não efetivamente aterrados, com $100 \text{ kV} \leq U_r \leq 170 \text{ kV}$, $s = 1,67 \text{ kV}/\mu\text{s}$.

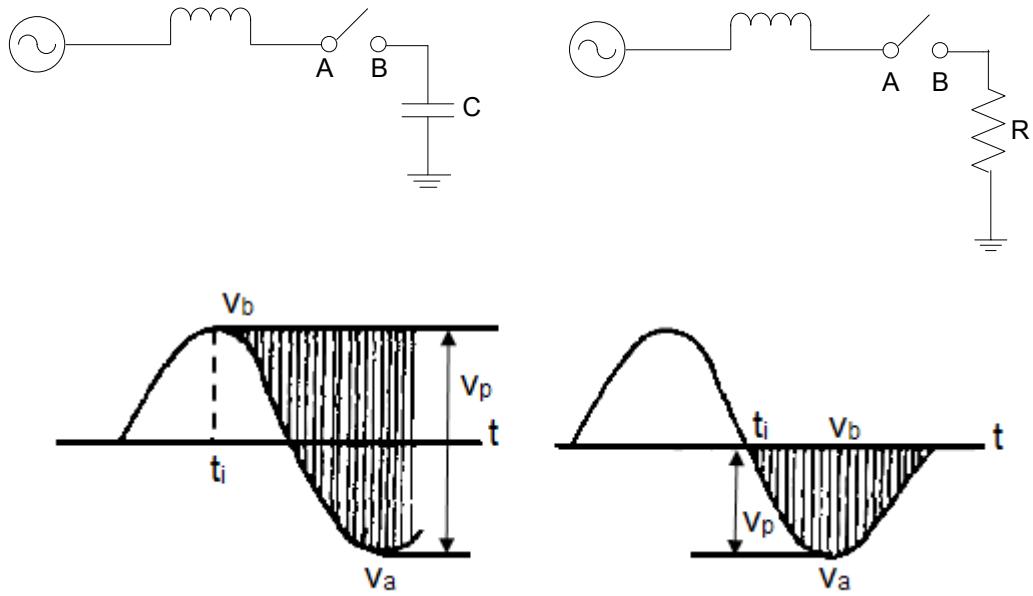
Como informado acima, quando estudos são feitos admitindo-se a condição de plena oposição de fases, as TRTs registradas excedem, quase sempre, as envoltórias apresentadas em [1], que não foram definidos para essa condição extrema de discordância. Por este motivo, é conveniente que os cálculos da TRT sejam precedidos de simulações dinâmicas em que sejam determinados os máximos ângulos de afastamento de fases possíveis em seguida a distúrbios significativos no sistema considerado. Tais estudos usualmente demonstram que, no decorrer de intervalos de tempos realísticos, os maiores afastamentos possíveis situam-se em patamares significativamente inferiores a 180º. Os cálculos da TRT poderiam ser feitos, então, considerando apenas esses menores ângulos de discordância.

Na inexistência de simulações dinâmicas, o cálculo das TRTs deverá ser feito admitindo-se ângulos de discordância sucessivamente menores, começando por 180º, até ser encontrado o ângulo para o qual a plena conformidade com a norma é alcançada. O sistema de proteção da subestação deverá, então, ser ajustado para garantir que a proteção *out of step* obrigue o disjuntor a abrir antes de esse ângulo de discordância ser atingido.

Características Relativas à Manobra de Correntes Normais

A interrupção das correntes verificadas em condições normais de funcionamento do sistema – com ordem de grandeza variável entre zero ampères e a corrente nominal do disjuntor – solicita de diferentes formas o equipamento, conforme o fator de potência verificado. Merece atenção particular a interrupção de correntes capacitivas e de pequenas correntes indutivas, que exigem a especificação de características especiais sempre que o disjuntor estiver destinado a realizar essas operações, isto é, chavear motores, reatores ou transformadores em vazio (pequenas correntes indutivas), banco de capacitores ou linhas de transmissão abertas (correntes capacitivas).

A interrupção de correntes de carga com fator de potência próximo da unidade é a operação de abertura executada com maior facilidade pelos disjuntores, não exigindo a especificação de características especiais. Neste tipo de interrupção, normalmente apenas a componente de frequência industrial da tensão de restabelecimento é significativa. Já na interrupção de correntes capacitivas, uma componente contínua se somará à componente de frequência industrial. Dessa forma, enquanto no último caso a tensão de restabelecimento na ausência de reacendimento pode aproximar-se de duas vezes o valor de crista da tensão aplicada, na abertura de corrente com fator de potência próximo da unidade, o pico de tensão de restabelecimento não ultrapassará 1,0 pu. do valor de crista da tensão aplicada (figura 43).



t_i = instante da interrupção.
 v_a, v_b = tensões nos lados A e B do disjuntor após a interrupção.
A área hachurada mostra a evolução da tensão de restabelecimento.
 v_p = pico da tensão de restabelecimento.

Figura 43 - Comparação entre a abertura de correntes capacitivas (esquerda) e resistivas (direita).

Problemas das correntes críticas

Na especificação de disjuntores a óleo em geral e, especialmente, os tipos sem pressurização permanente das câmaras ou não providos de dispositivos de injeção de óleo, era necessário levar em conta a possibilidade de certas correntes de baixo valor serem críticas para o disjuntor. Nesses disjuntores, a extinção do arco formado entre os terminais de um polo aberto era feita com auxílio de uma movimentação do óleo isolante provocada pela formação de gases decorrente da própria presença do arco. Essa movimentação era necessária para desionização do caminho percorrido pelo arco, sem a qual o disjuntor sofreria reignições ou reacendimentos, por não poder suportar as tensões de restabelecimento. Às correntes menores correspondiam menores taxas de vaporização do óleo, e, por essa razão, sua interrupção podia ser dificultada. Uma curva de variação do tempo de duração do arco com o valor da corrente é apresentada, na figura 44, onde se pode notar a existência de uma duração máxima correspondendo a uma corrente X, que podia ser crítica para o disjuntor a óleo.

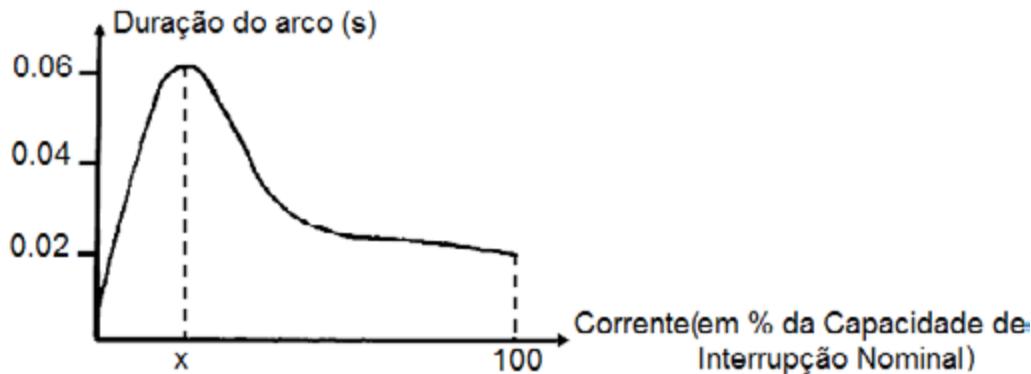


Figura 44 – Variação da relação duração do arco com o valor da corrente a interromper num disjuntor a óleo

Em disjuntores de pequeno volume de óleo, podia-se obter uma característica em que os tempos de interrupção fossem quase independentes do valor da corrente, inexistindo uma corrente que fosse crítica para o equipamento. Esse efeito era, em geral, obtido pela utilização das alternativas (a) ou (b) mencionadas na descrição dos disjuntores a óleo. O aumento da velocidade de separação dos contatos ou a utilização de maior número de câmaras podiam, também, contribuir para o sucesso da interrupção na região de correntes críticas.

Tendo em vista o exposto, verifica-se por que era importante exigir, quando da especificação de disjuntores a óleo, que esses equipamentos fossem submetidos a ensaios de tipo que demonstrassem sua imunidade ao problema das correntes críticas. Era desejável, também, a apresentação pelo fabricante, na fase da concorrência, de curvas de variação do tempo de arco com o valor da corrente a interromper, baseadas em ensaios de protótipo, de forma que fosse claramente demonstrada, nessa fase, a inexistência de correntes críticas para o equipamento. A Norma IEC 62271-100 (cláusula 6.107) recomenda a realização de ensaios de corrente crítica em qualquer tipo de disjuntor, sempre que o tempo de arco mínimo, nos ensaios de interrupção de curtos-circuitos das séries T10, T30 ou T60, tenha duração igual ou superior a meio ciclo em relação ao tempo de arco mínimo registrado numa das séries adjacentes.

Abertura e fechamento de correntes capacitivas

Na abertura de correntes capacitivas, seja de bancos de capacitores, seja de linhas em vazio, os capacitores ou as linhas são mantidos carregados (com tensão) após a interrupção em cada fase. Essa tensão mantém-se aproximadamente constante (sofrendo apenas uma lenta redução, devido às correntes de fuga), enquanto a tensão no lado da fonte evolui segundo a frequência do sistema (figura 43). Nessas condições, a tensão através do disjuntor (tensão de restabelecimento) crescerá inicialmente de forma muito lenta, sendo facilitada, desse modo, a interrupção, que deverá ser feita por cada polo do disjuntor logo à ocorrência do primeiro zero de corrente. A tensão de restabelecimento

(TR) alcançará, porém, um pico elevado ao fim de meio ciclo após a interrupção. Esse valor elevado, associado a uma insuficiente separação dos contatos (causada pela facilidade da interrupção inicial), poderá levar ao reacendimento do arco através do disjuntor.

O valor do pico da tensão de restabelecimento dependerá do aterramento do sistema e do banco de capacitores, bem como da relação C_1/C_0 . A figura 45 mostra uma representação generalizada de todas as formas de circuito capacitivos energizados a partir de uma fonte aterrada [8]. O circuito apresentado contém tanto capacitâncias aterradas quanto não aterradas, que são definidas em termos das componentes de sequência positiva e zero. Nesse circuito, a capacitância de sequência zero C_0 é igual à capacitância aterrada, e a capacitância de sequência positiva C_1 é igual à soma das capacitâncias aterradas e desaterradas. Assim, quando todas as capacitâncias do circuito estão aterradas (ex.: banco de capacitores solidamente aterrados), a capacitância desaterrada $C_1 - C_0$ é zero, e o circuito terá relação C_1/C_0 igual a um. Quando todas as capacitâncias do circuito estão desaterradas (ex.: banco de capacitores com neutro isolado), a capacitância aterrada C_0 será nula, e a relação C_1/C_0 do circuito será infinita. No caso das linhas de transmissão, em que as capacitâncias entre fases (desaterradas) têm valor significativo em comparação com as capacitâncias para a terra, a relação C_1/C_0 situa-se na faixa de 1,6 a 2,0.

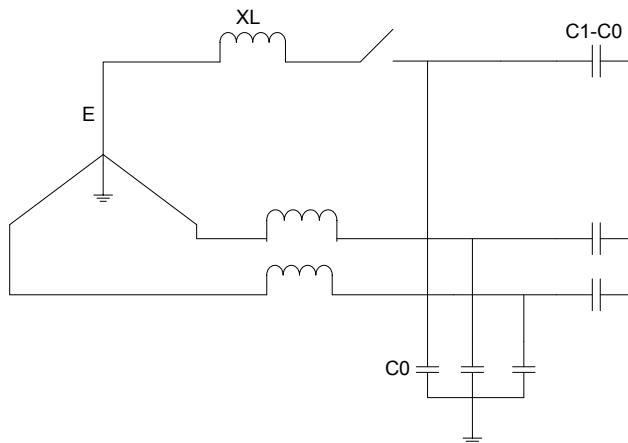


Figura 45 – Representação generalizada de todas as formas básicas de circuitos capacitivos energizados a partir de uma fonte aterrada

A figura 46 mostra o valor máximo da tensão de restabelecimento através do primeiro polo a se abrir, sem reacendimento, em função do valor da relação C_1/C_0 , em p.u. do valor de crista da tensão fase-terra aplicada. Pode-se ver que o caso dos bancos de capacitores solidamente aterrados ($C_1/C_0 = 1,0$), o valor máximo da tensão de restabelecimento é 2,0 p.u., enquanto no caso dos bancos desaterrados, a tensão de restabelecimento pode chegar a 3,0 p.u. No caso das linhas de transmissão, o máximo da tensão de restabelecimento situar-se-á em torno de 2,4 p.u., quando $C_1/C_0 \approx 2,0$. Os valores superiores a 2,0 p.u. ocorrem em virtude do deslocamento do potencial do neutro após a abertura do primeiro polo, como ilustra a figura 48.

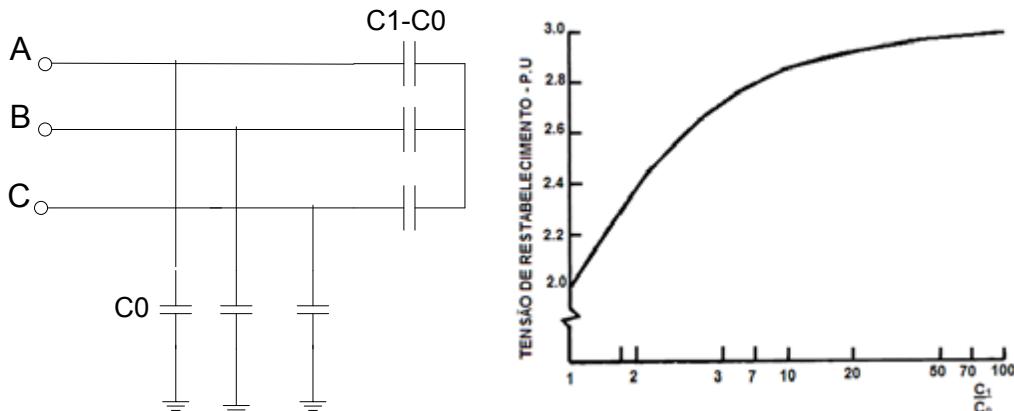


Figura 46 – Variação da tensão de restabelecimento em um circuito capacitivo

Deve-se observar que os valores de tensão de restabelecimento da figura 46 correspondem à hipótese de interrupção do primeiro polo, sem interrupção subsequente pelo segundo e terceiro polos, dentro dos 180° elétricos iniciais (primeiro meio ciclo). Quando o banco de capacitores e o sistema são solidamente aterrados, a interrupção de cada fase ocorrerá independentemente das demais, e o valor da tensão de restabelecimento indicado na figura (correspondente a $C_1/C_0 = 1,0$) não se alterará com a interrupção dos outros polos. Entretanto, no caso de banco de capacitores não aterrados, as aberturas do segundo e terceiro polos (que deverão ocorrer simultaneamente, 90° elétricos após a abertura do primeiro polo) limitarão a 2,5 p.u. o máximo da tensão de restabelecimento através do primeiro polo a abrir. Quando, por outro lado, um desses dois polos deixa de interromper, por qualquer motivo, a tensão através do primeiro polo a abrir pode chegar a 4,37 p.u. [15]. As referências [14] e [15] analisam, em detalhes, as diversas possibilidades de chaveamento e as tensões de restabelecimento associadas.

Quando o disjuntor não consegue suportar a tensão de restabelecimento à qual é exposto em qualquer instante, um reacendimento do arco elétrico ocorrerá através de suas câmaras, reconectando o capacitor à fonte. Como consequência, a tensão no capacitor passará a oscilar em torno da tensão da fonte, ultrapassando-a por um valor igual à tensão de restabelecimento existente antes do reacendimento do arco. As figuras 46 e 47 mostram a evolução da tensão de restabelecimento após a interrupção e em seguida a um reacendimento do arco em bancos de capacitores com neutro solidamente aterrado e isolado, respectivamente. Em ambas as figuras, o reacendimento é suposto no instante em que a tensão de restabelecimento é máxima. No caso do banco aterrado (figura 47), o reacendimento em um polo do disjuntor elevará a 3,0 p.u. a tensão na fase correspondente do banco de capacitores. Se a corrente transitória decorrente do reacendimento for interrompida na sua primeira passagem por zero, o capacitor será deixado com essa tensão (3,0 p.u.), e a tensão de restabelecimento voltará a crescer a partir do valor 2 p.u. Nessas condições, a tensão de restabelecimento poderá chegar a 4,0 p.u. no banco aterrado e, em caso de novo reacendimento no mesmo polo do disjuntor, a fase correspondente do banco de capacitores ficará exposta a uma sobretensão de 5,0 p.u.

No caso dos bancos de capacitores com neutro isolado (figura 48), as sobretensões devidas a reacendimentos serão diferentes se, após o reacendimento, o disjuntor interromper a corrente numa passagem por zero devida à oscilação à frequência natural, ou apenas no zero seguinte de sua componente fundamental [14].

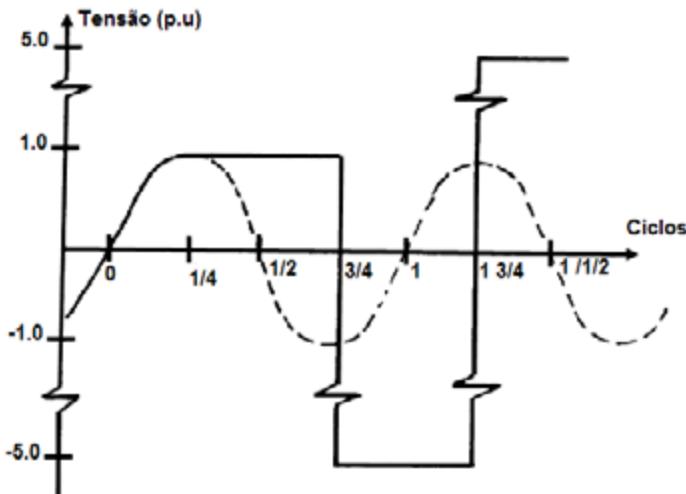


Figura 47- Escalada da tensão em consequência de reacendimentos na abertura de um banco de capacitores com neutro solidamente aterrado

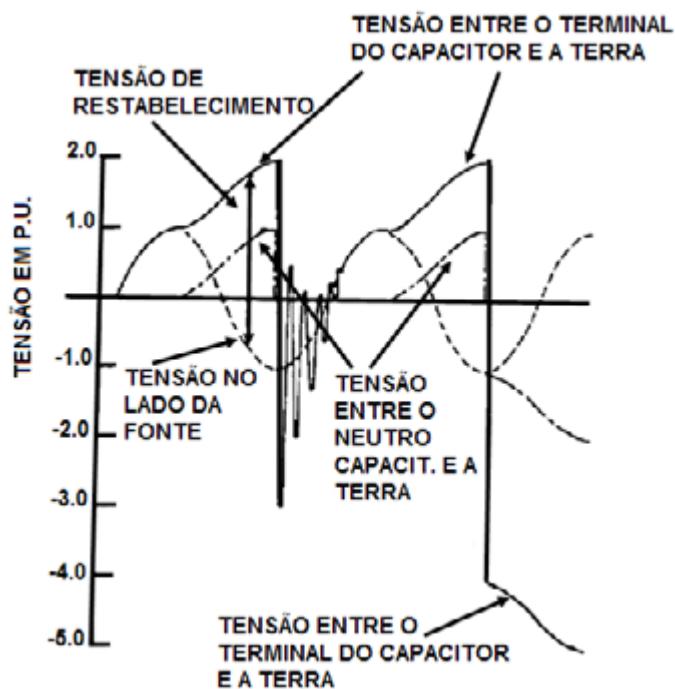


Figura 48 – Escalada de tensão em consequência de reacendimentos na abertura de um banco de capacitores com neutro isolado

A escalada, em decorrência de reacendimentos, da tensão aplicada ao capacitor e da tensão restabelecimento são indesejáveis e, por essa razão, há poucas décadas era habitual exigir-se que os disjuntores fossem livres de reacendimento (*restrike-free*) na abertura de correntes capacitivas. Esse conceito determinístico evoluiu para um conceito estatístico. A norma [1] classifica os disjuntores em duas classes, de acordo com a probabilidade aceita de ocorrência de reacendimentos na interrupção de correntes capacitivas: C1 (baixa probabilidade de reacendimentos), e C2 (baixíssima probabilidade de reacendimentos). A mesma norma define diferentes séries de ensaios para os disjuntores de cada classe.

As manobras de abertura de correntes capacitivas caracterizam-se, normalmente, pela quase inexistência de uma fase térmica da interrupção, em virtude dos reduzidos valores das correntes envolvidas. Isto facilita a ocorrência de interrupções prematuras, em instantes nos quais o afastamento dos contatos pode ser insuficiente para oferecer a suportabilidade dielétrica capaz de contrapor-se às tensões de restabelecimento formadas – ainda que, nos instantes iniciais, estas tenham valores moderados (por terem crescimento muito lento, segundo a frequência do sistema, nesse tipo de interrupção). As descargas disruptivas que têm lugar nos primeiros instantes que se seguem às interrupções são denominadas *reignições*. A literatura técnica [28] e a norma [1] distinguem as reignições dos reacendimentos. As primeiras são definidas como descargas disruptivas que ocorrem no primeiro $\frac{1}{4}$ de ciclo em seguida à interrupção de corrente, e os últimos como descargas disruptivas que têm lugar em seguida a esse intervalo de tempo.

Naquilo que diz respeito à interrupção de correntes capacitivas, as reignições, ao contrário dos reacendimentos, são consideradas aceitáveis, mesmo durante os ensaios normalizados [1], por não produzirem sobretenções (valor máximo teórico 1,0 p.u.) [28]. A referência [28] admite, contudo, que as reignições, assim como os reacendimentos, representam curtos-circuitos temporários, e sua ocorrência afeta em algo a qualidade do suprimento de energia elétrica. A probabilidade dessa ocorrência, porém, não pode ser limitada nem controlada, a não ser por meio da instalação de sincronizadores [11], [31], [32] para o controle da operação de abertura. Neste caso, tais dispositivos atuariam para garantir que a separação dos contatos de cada polo do disjuntor somente tivesse lugar $\frac{1}{4}$ ciclo (pelo menos) antes da passagem por zero da corrente capacitiva a ser interrompida – impedindo, dessa forma, a ocorrência de interrupções com insuficiente separação dos contatos. Essa providência, porém, raramente é cogitada para o controle da abertura dos disjuntores, por ser senso comum que reignições são eventos aceitáveis na interrupção de correntes capacitivas.

Uma condição particularmente grave da abertura de correntes capacitivas é a abertura em seguida a uma rejeição de carga, quando a tensão aplicada à linha ou ao capacitor pode alcançar patamares da ordem de até 1,5 p.u., o que resultaria num aumento de 50% da tensão de restabelecimento. A consideração de tensões pré-abertura dessa ordem de grandeza na especificação provavelmente exigiria a aquisição de disjuntores com tensões nominais mais elevadas (eventualmente com maior número de câmaras de interrupção), face à necessidade de evitar reacendimentos.

É de rotina incluir, nas especificações de disjuntores, a exigência de bom desempenho na abertura de linhas em vazio ou de bancos de capacitores com neutro aterrado durante a ocorrência de uma falta monofásica. Este tipo de manobra só se caracteri-

za como abertura de corrente capacitiva nos polos das fases sadias, isto é, das fases não afetadas pela falta. Em simulações dessa manobra, é conveniente definir os tempos de separação dos contatos dos polos do disjuntor de forma que a interrupção da fase em falta ocorra em último lugar.

A utilização de resistores de abertura de valores ôhmicos não elevados ($\approx 100 \Omega$ por câmara), na época dos disjuntores a ar comprimido, contribuía para reduzir a severidade da tensão de restabelecimento no chaveamento de correntes capacitivas, por possibilitar a descarga parcial do capacitor ou da linha, durante o período em que o resistor permanecia ligado (figura 10).

O fechamento de banco de capacitores, isoladamente ou na presença de bancos já energizados (*back-to-back*), dá lugar à formação de correntes de alta frequência. O disjuntor deve ser capaz de suportar essas correntes, que podem também ser reduzidas pela utilização de resistores de fechamento no disjuntor (100 a 200 Ω por fase) ou de reatores série no circuito.

Na energização de linhas de transmissão desconectadas na outra extremidade, o fenômeno é diferente do fechamento de capacitores, devido à natureza distribuída das reatâncias e capacitâncias da linha. Em seguida à energização, uma onda trafega pela linha, dobrando o valor ao atingir a outra extremidade. Em linhas de transmissão longas, esse efeito se superpõe ao efeito Ferranti. Nos sistemas de extra-alta tensão, em que a relação entre o nível de isolamento e a tensão nominal é baixa, a superposição dos dois efeitos pode provocar uma descarga disruptiva.

Para reduzir o valor da sobretensão de manobra, os disjuntores destinados ao chaveamento de linhas longas são, em geral, providos de resistores de fechamento de valor ôhmico (por fase) aproximadamente igual à impedância de surto da linha. A energização é feita, inicialmente, através desse resistor, que é curto-circuitado pelo chaveamento dos contatos principais 10 a 20 ms depois.

Na especificação de disjuntores destinados à manobra de capacitores ou linhas de transmissão em vazio, devem ser indicados:

Capacidade de interrupção nominal de linhas em vazio (ou de bancos de capacitores)

Essa corrente (que não deve exceder a corrente nominal do disjuntor) é a maior que o disjuntor deve ser capaz de interromper no tipo de manobra em referência, sob tensão nominal e nas condições de uso e comportamento especificadas pela norma [1]. Os valores padronizados são definidos na tabela 9 da norma. Algumas concessionárias preferem definir esse parâmetro considerando os valores mais elevados de sobretensão sustentada e sobre-frequência possíveis de ocorrer em seguida a contingências (como uma rejeição de carga) anteriores à abertura. Idealmente, essa sobretensão e sobre-frequência devem ser determinadas por meio de estudos dinâmicos prévios. Deve-se ter em mente que a especificação de valores desnecessariamente elevados pode tornar imperativa a aquisição de disjuntores com tensões nominais mais elevadas.

A corrente será também determinada pelo comprimento da linha. Por uma questão de uniformidade, recomenda-se considerar comprimentos não inferiores a certo valor (por exemplo, 400 km para disjuntores de 145 kV a 550 kV e 600 km para disjuntores de 800 kV).

Tensão de restabelecimento associada à interrupção de corrente capacitiva

A norma [1] permite definir envoltórias padronizadas de tensão de restabelecimento aplicáveis à interrupção de correntes capacitivas, que devem ser comparadas com os gráficos da evolução no tempo das TRs calculadas por meio de simulações digitais das interrupções previstas. Os parâmetros dessas envoltórias (u_1 , t_1 , u_c , t_2) podem ser definidos com base na figura 54 e na tabela 32 de [1]. O parâmetro mais importante, u_c (valor de pico da TR) tem seu valor estabelecido, para sistemas de 60 Hz, como “igual ou maior a 1,95 vezes o valor de pico da tensão de ensaio”. Como esta última, por sua vez, tem seu valor estabelecido na cláusula 6.111.7 (d), para a interrupção em presença de faltas monofásicas ou bifásicas em sistemas de neutro aterrado, em $1,4 \times U_r / \sqrt{3}$ (em que U_r é a tensão nominal do disjuntor), o valor de pico pode ser calculado por:

$$u_c = 1,95 \cdot 1,4 \cdot U_r \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

Deve-se notar que o fator 1,4 não corresponde a uma sobretensão pré-abertura, sendo, na verdade, utilizado para simular os efeitos da influência entre fases da falta e da relação C_1/C_0 em ensaios monofásicos (como os habitualmente feitos em laboratório para disjuntores de alta e extra-alta tensão).

Considerando para t_2 o valor (7,3 ms) definido para sistemas de 60 Hz na tabela 32 da norma [1], pode-se definir (negligenciando u_1 e t_1) uma taxa de crescimento padronizada pela relação u_c / t_2 . A tabela 9 a seguir apresenta, para algumas tensões nominais, os valores de u_c e da taxa de crescimento (TCTR) calculadas dessa forma, para comparação com os gráficos da evolução no tempo das TRs calculadas.

Tabela 9 – Parâmetros das envoltórias padronizados das TRs na abertura de correntes capacitivas

U_r (kV _{ef})	U_c (kV _{pico})	TCTR (kV/μs)
145	323	0,044
245	546	0,075
362	807	0,111
550	1226	0,168
800	1783	0,244

Capacidade de estabelecimento em operação isolada ou *back-to-back*

Especifica-se o valor de crista da corrente, a frequência e a constante de tempo da envoltória da oscilação de alta frequência, para caracterizar a rapidez de sua atenuação. Esse requisito é adicional à capacidade de estabelecimento correspondente à frequência industrial. Sendo a manobra de bancos de capacitores feita, em geral, diariamente, e tendo em vista o previsível desgaste dos contatos causados pelas altas correntes e freqüências, é conveniente exigir que os disjuntores sejam capazes de efetuar o número de operações diárias esperado ao longo de sua vida útil, sem necessidade de mudança de contatos ou qualquer forma de manutenção mais que uma vez por ano.

Corrente de curta duração para curtos-circuitos próximos a bancos de capacitores

Especifica-se o valor de crista de corrente, a frequência e a constante de tempo da envoltória da oscilação. Esse requisito é adicional à declaração da corrente suportável nominal de curta duração da componente de frequência fundamental. Essa característica deve ser especificada não apenas para disjuntores que chaveiam capacitores, mas para todos os disjuntores próximos de bancos de capacitores, que podem ser submetidos às correntes de alta frequência causadas por sua descarga, em caso de um curto-círcuito na subestação.

Abertura de pequenas correntes indutivas

Na abertura de motores, transformadores em vazio, reatores e transformadores com reatores ligados ao terciário, as correntes a serem interrompidas (indutivas e pequenas com relação à capacidade de interrupção nominal dos disjuntores) passam por um processo de instabilidade ao se aproximarem de zero, durante o período de arco. Esse processo é determinado pela interação entre o arco do disjuntor e a rede e costuma determinar uma interrupção prematura ou “corte” da corrente, causada por sua passagem por zero antes do instante “natural” (isto é, do instante em que o zero de corrente ocorreria se o arco não se tornasse instável).

O fenômeno do corte de corrente determina a formação de sobretensões nos terminais do equipamento desconectados (figura 49) em virtude da transformação da energia magnética armazenada no circuito indutivo em energia eletrostática, transferida para as capacitâncias do circuito (usualmente pequenas e formadas, principalmente, pelas capacitâncias para a terra de buchas e ligações). Após atingir um primeiro máximo, u_m , a tensão na carga indutiva oscilará a uma frequência determinada pelos parâmetros do circuito (usualmente 0,5 a 10 kHz).

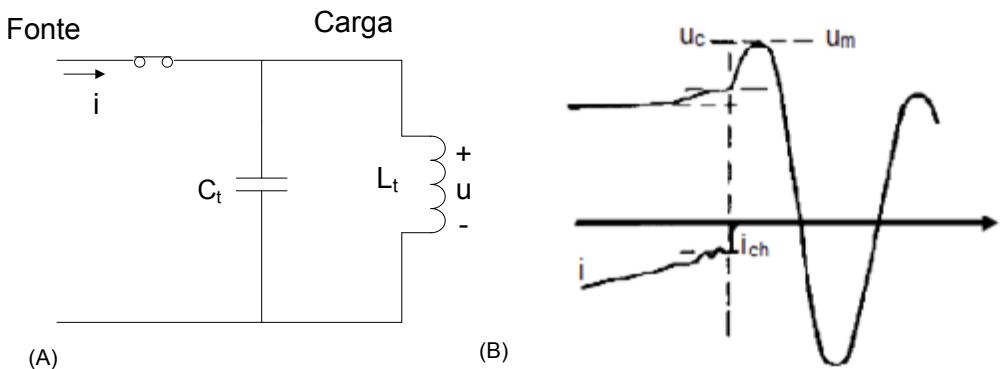


Figura 49 - Corte de corrente na abertura de um reator e sobretensão associada

A determinação dos valores das sobretensões esperadas resultantes da interrupção de transformadores em vazio, reatores etc. pode ter interesse para a definição dos disjuntores que farão a manobra desses equipamentos. Essas sobretensões são determinadas principalmente pelos valores da corrente cortada i_{ch} , da capacitância C_t e da indutância L_t da carga (figura 50). Se toda a energia magnética armazenada na indutância fosse li-

berada para as capacitâncias em paralelo com esta, o cálculo da sobretensão poderia ser feito pela clássica equação:

$$\frac{1}{2} \cdot L_t \cdot i_{ch}^2 = \frac{1}{2} \cdot C_t \cdot u_m^2$$

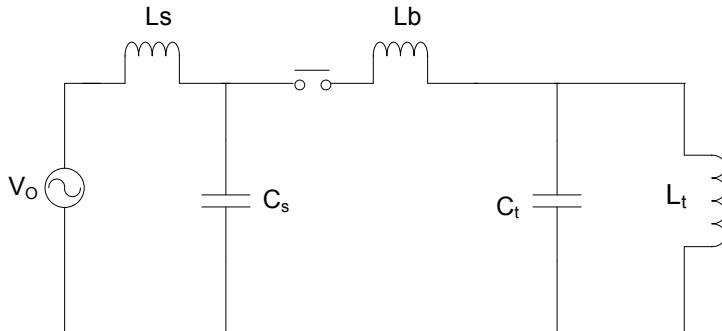


Figura 50 – Circuito equivalente monofásico simplificado para análise da manobra de pequenas correntes indutivas

Entretanto, nem sempre a energia magnética de um circuito é, inteiramente, convertida em energia eletrostática, sendo conveniente introduzir o conceito de eficiência magnética (η_m), definida como a relação entre a energia magnética liberada pela carga no processo de desmagnetização e aquela recebida durante a magnetização [16]. Para reatores, motores e transformadores com reatores no terciário η_m é próxima da unidade, enquanto para transformadores em vazio é da ordem de 0,3 a 0,5. Deve-se frisar que η_m não é uma constante, mas depende de uma série de fatores listados na referência [16].

Utilizando o fator η_m levando em conta a elevação prévia da tensão durante o período de arco até u_c (figura 49), a conversão de energia eletromagnética em eletrostática passa a ser expressa por:

$$\frac{1}{2} \cdot L_t \cdot i_{ch}^2 \cdot \eta_m + \frac{1}{2} \cdot C_t \cdot u_c^2 = \frac{1}{2} \cdot C_t \cdot u_m^2$$

Partindo dessa equação (em que as perdas são negligenciadas), o fator de sobre-tensão $k_a = u_m / u_0$ pode ser determinado [16] por:

$$k_a = \sqrt{k_c^2 + \left(\frac{i_{ch}}{u_0} \right)^2 \cdot \frac{L_t}{C_t} \cdot \eta_m}$$

Onde $k_c = u_c / u_0$, sendo u_0 o valor de crista da tensão fase-terra à frequência fundamental.

Notas:

1. A equação acima aplica-se a circuitos monofásicos. Para circuitos trifásicos, a influência do aterramento e da indução mútua pode exigir adaptação. Consultar referência [16].
2. Pode-se considerar, de forma simplificada, $k_C = 1$, negligenciando a tensão de arco e supondo que a interrupção tem lugar no momento em que a tensão é máxima (essa hipótese é válida nos casos mais críticos de interrupção de correntes indutivas – de reatores, por exemplo –, mas não na interrupção da corrente de magnetização de transformadores, em que o corte pode coincidir com um máximo de corrente, quando a tensão aplicada é próxima de zero).

A dificuldade oferecida ao cálculo de k_a reside no imperativo de se conhecer previamente os valores de L_t , C_t , η_m e i_{ch} . Ressalta-se que os valores de L_t e C_t não são os normalmente medidos em ensaios à frequência fundamental, devendo ser obtidos em testes de determinação dos parâmetros do equipamento à frequência natural – que, a rigor, só podem ser feitos após a instalação deste em seu local definitivo, uma vez que as capacidades das conexões são componentes importantes de C_t . Quanto ao valor da corrente no instante do corte, pode-se, no caso de transformadores em vazio, admitir que a corrente de magnetização será cortada no instante em que é máxima, o que definirá o valor de i_{ch} . No caso de motores, reatores e transformadores com reatores no terciário, contudo, essa hipótese conduziria a valores irrealisticamente elevados de corrente cortada e da sobretensão de manobra. A referência [16] apresenta a seguinte expressão para um cálculo aproximado do valor de corrente, no instante de corte:

$$i_{ch}^{\alpha+1} = \frac{\alpha \cdot \eta \cdot C}{\theta}$$

Em que C representa a capacidade equivalente em paralelo com o disjuntor (resultante das capacidades equivalentes nos lados da carga e da fonte); θ é a constante de tempo da equação dinâmica dos arcos na região de pequenas correntes (vide equação de Mayr em [4], [8], [9], [10], [17]); α e η são parâmetros da equação estática dos arcos, da forma:

$$u_a \cdot i_a^\alpha = \eta$$

Em que u_a e i_a representam a tensão e corrente do arco.

No caso especial em que $\alpha = 1$ obtemos:

$$i_{ch} = \sqrt{\frac{\eta \cdot C}{\theta}}$$

Nesse caso $\eta = P_0$ (potência de equilíbrio do arco)

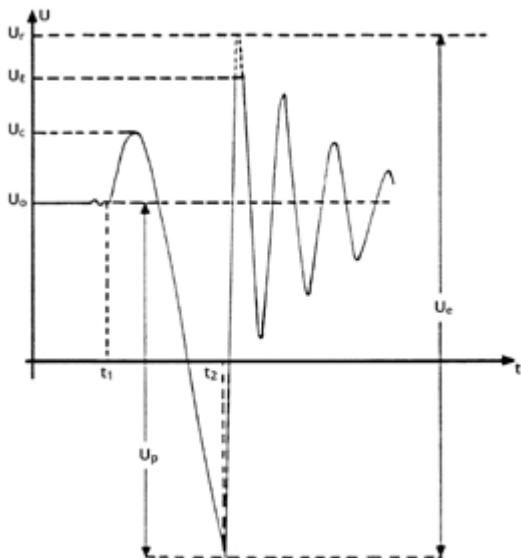
Equação que confirma a experiência, usualmente referida na literatura, de que o valor da corrente, no instante do corte é proporcional à raiz quadrada da capacitância em paralelo como disjuntor.

Fazendo $\lambda = \sqrt{\eta/\theta}$, a expressão acima pode ser escrita como $i_{ch} = \lambda \cdot \sqrt{C}$. O fator λ é usualmente chamado de *número de corte*, sendo admitido como constante para cada tipo de disjuntor. Segundo a referência [16], para disjuntores a SF₆ os valores típicos de λ situam-se na faixa $(4...17) \cdot 10^4 A \cdot F^{1/2}$.

Verifica-se, novamente, não ser tarefa simples o cálculo de i_{ch} , não apenas pelas dificuldades oferecidas ao conhecimento do valor correto de C relativo à frequência dominante no período de instabilidade do arco, como pela ausência de informações dos fabricantes sobre os valores dos parâmetros α , η e θ do disjuntor. Embora o valor de λ (número de corte) possa ser mais facilmente obtido, o uso desse parâmetro em aplicações práticas deve ser cercado de muito cuidado, tendo em vista suas limitações explicitadas em [17].

Além das sobretensões causadas pelos cortes de corrente, ainda podem ocorrer, na interrupção de pequenas correntes indutivas, outras sobretensões de manobra causadas por reuniões posteriores às interrupções (figura 51). Estas ocorrem quando as tensões de restabelecimento formadas em seguida a essas interrupções excedem a suportabilidade dielétrica do espaço entre os contatos (em processo de afastamento) de um polo do disjuntor operante. As sobretensões causadas por reuniões se caracterizam por frequências superiores (da ordem de centenas de kHz) às daquelas causadas pelo corte de corrente (da ordem de 1 a 5 kHz). Além disso, as amplitudes das sobretensões decorrentes de reuniões também superam, normalmente, as associadas a cortes de corrente: sendo k_a o valor (em p.u.) de crista das sobretensões do último tipo, as sobretensões resultantes de reuniões podem alcançar (se não limitadas por para-raios) valores de até $(k_a + 2)$ p.u. [16].

Enquanto as amplitudes das sobretensões de manobra solicitam o isolamento para a terra dos enrolamentos dos equipamentos chaveados, a rapidez (ou taxa) de variação das oscilações de tensão que caracterizam as sobretensões solicitam, particularmente, o isolamento entre espiras dos enrolamentos [16], [18]. Este tipo de solicitação normalmente só alcança níveis críticos no caso de reuniões, devido à alta frequência das oscilações de tensão a elas associadas. Deve-se lembrar, também, que, embora os para-raios limitem a patamares seguros os valores eventualmente excessivos das amplitudes das sobretensões de manobra, nada podem fazer para limitar as taxas de variação das oscilações de tensão a elas associadas.



- t_1 = Instante da interrupção (corte) de corrente.
 t_2 = Instante da ocorrência de uma reunião.
 U_0 = Valor de crista da tensão à frequência industrial.
 U_c = Valor de crista da sobretensão associada ao corte de corrente.
 U_r = Valor de crista prospectivo (não limitado) da sobretensão associada à reunião.
 U_e = Valor máximo alcançado pela sobretensão decorrente da reunião (limitada pelos para-raios).
 U_p = tensão de restabelecimento no instante de ocorrência da reunião.
 U_e = Amplitude prospectiva (não limitada) da excursão de tensão que se segue à reunião.

Figura 51 – Oscilações de tensão associadas ao corte de corrente e a uma reunião durante manobra de abertura de pequena corrente indutiva

É habitual encontrar, nas especificações de disjuntores dedicados ao chaveamento de transformadores, autotransformadores e reatores, a exigência da limitação a determinados níveis máximos (por exemplo, 2.0 p.u.) das sobretensões de manobra resultantes dos cortes de corrente no processo de abertura e mesmo de reuniões posteriores à interrupção da corrente. A partir das constatações do grupo de trabalho do Cigré que produziu o documento [16], entretanto, e de trabalhos posteriores como os reportados em [17] e [18], esse tipo de requisito vem caindo em desuso, em virtude das seguintes razões:

O corte de corrente e as sobretensões de manobra resultantes tanto do corte como de eventuais reuniões dependem da interação entre o disjuntor, a rede e o equipamento manobrado, não podendo ser vistos como características exclusivas do disjuntor. Essas interações, particularmente as relacionadas com as reuniões, envolvem parâmetros com valores definidos para altas frequências, da ordem de 1 a 500 kHz.

Caso uma sobretensão de manobra máxima fosse especificada, a demonstração do atendimento dessa exigência em laboratório seria tarefa extremamente complexa, provavelmente exigindo, para confiabilidade dos resultados, a presença nos testes do próprio equipamento indutivo a ser chaveado – o que, além dos altos custos envolvidos, teria complicações logísticas difíceis de contornar. Em vista disso, a demonstração pretendida talvez só pudesse ser obtida (muito tarde) por meio da realização de testes de campo após a instalação do próprio disjuntor e reator / transformador na subestação.

A tarefa de limitar sobretensões para a terra não cabe aos disjuntores e sim aos para-raios, sempre instalados junto aos terminais de reatores e transformadores de alta e extra-alta tensão. Não há motivos válidos para exigir que os disjuntores “colaborem” nessa tarefa.

Em eventuais ensaios de campo, uma demonstração da limitação das sobretensões “pelo próprio disjuntor” só poderia ser rigorosamente obtida caso os para-raios associados ao reator ou transformador permanecessem desconectados durante sua realização – uma providência cujos riscos provavelmente seriam considerados inaceitáveis pela operação.

Em vista das razões acima, recomenda-se não incluir nas especificações de disjuntores dedicados à função em tela a exigência da limitação a níveis máximos das sobretenções de manobra para a terra. Considera-se preferível exigir que o fabricante informe o valor ou faixa de valores do número de corte característico dos equipamentos em aquisição, e informações sobre os ensaios que levaram à sua determinação. Esses dados poderão ser úteis em cálculos das sobretensões de manobra esperadas nas operações de abertura.

No que diz respeito ao desempenho do disjuntor na ocorrência de reignições, pelas mesmas razões não devem ser especificados limites a serem observados nem feitas exigências de ensaios de laboratório para comprovação de conformidade. Entretanto, para disjuntores destinados ao chaveamento de reatores, é recomendável que o usuário realize, com apoio do fabricante dos disjuntores no que diz respeito a suas características, estudos que comprovem, por meio de simulações, que as taxas de variação das oscilações de tensão associadas a reignições na subestação não ultrapassarão o máximo suportável pelo isolamento entre espiras dos enrolamentos (a ser informado pelo fabricante do reator). Caso esse máximo seja excedido, o uso de sincronizadores para impedir a ocorrência de reignições pelo controle do processo de abertura [11], [18], [31], [32] poderá ser especificado.

Esses dispositivos serão calibrados para impedir que o início do movimento dos contatos dos polos, nesse processo, tenha lugar pouco antes da passagem por zero da corrente indutiva a ser interrompida. Ao impedir a ocorrência de interrupções com insuficiente separação dos contatos, os sincronizadores estarão também inviabilizando a ocorrência de reignições.

Além do acima referido, recomenda-se incluir, nas especificações de disjuntores dedicados à manobra de equipamentos indutivos, os seguintes itens:

Características dos transformadores e reatores

Transformadores e autotransformadores

- Tipo (trafo ou autotrafo).
- Relação de transformação.
- Ligação (indicando também se é trifásico ou não).
- Potência nominal (MVA - 3φ).
- Corrente de magnetização (%).
- Impedâncias (%).
 - ▷ MVA base
 - ▷ X_{p-s}
 - ▷ X_{p-t}
 - ▷ X_{s-t}

Reatores

- Ligação (indicando também se trifásico ou não).
- Tensão nominal (kV).
- Potência nominal trifásica (MVA à tensão nominal).
- Frequência natural (Hz).
- Parâmetros à frequência natural.
 - ▷ Indutância (H)
 - ▷ Capacitância (nF)
 - ▷ Resistência (Ω)
- Relação X_0/X_1 à frequência fundamental.

Características da subestação (para as simulações acima referidas, no caso de chaveamento de reatores)

- Arranjo físico (diagrama unifilar da subestação, desenhos de planta e corte do pátio de manobra).
- Composição e disposição dos condutores (cabos e tubos) na SE – entre si e para a terra.
- Capacitâncias parasitas admitidas para os equipamentos instalados, na faixa de 100 a 500 kHz.
- Valor máximo suportável do isolamento entre espiras dos enrolamentos do reator (informado pelo seu fabricante).

Outras Características

Sequência nominal de operação

Tendo em vista a natureza transitória da maioria das condições que levam à ocorrência de curtos-circuitos nos sistemas elétricos, é prática comum efetuar uma ou duas tentativas de religamento de disjuntores antes da adoção de providências para a localização do defeito e identificação de suas causas.

Essa prática permite, na maioria das vezes, reduzir a um mínimo o tempo de interrupção do suprimento e, em certos casos, preservar a estabilidade do sistema.

A operação de religamento de disjuntores pode ser manual, mas quando uma sequência nominal de operações é especificada, esta é feita, normalmente, de forma automática. A automatização da operação permite a adoção do religamento rápido, em que o tempo de religamento é reduzido ao mínimo necessário à dispersão dos produtos ionizados formados pelo arco no disjuntor.

A IEC padroniza [1] dois tipos de sequência nominal de operação:

a) O – t – CO – t' – CO

Sendo:

t = três minutos para disjuntores em que o religamento rápido não é previsto.

$t = 0,3$ s para disjuntores em que o religamento rápido é previsto.

t' = três minutos.

b) CO – t" – CO

Sendo:

$t" = 15$ s, para disjuntores em que o religamento rápido não é previsto.

Os esquemas de religamento automático são, normalmente, trifásicos, mas esquemas de religamento monofásicos são algumas vezes usados. Um esquema monofásico tem a vantagem de permitir a transmissão de alguma potência pelas fases sadias, no caso de ocorrência de falta monofásica.

Os problemas associados ao projeto de disjuntores de ar comprimido destinados ao religamento rápido eram de natureza mecânica, ligados à necessidade de lançar na atmosfera o ar comprimido utilizado na operação de abertura antes de efetuar o religamento, e dispor de uma reserva suficiente de ar comprimido para efetuar o ciclo completo. Nos disjuntores a pequeno volume de óleo, os principais problemas eram também mecânicos, mas convém mencionar a necessidade de substituir por óleo o gás deixado na câmara de extinção, entre a primeira interrupção e o início da segunda abertura.

Para fins de especificação, pode ser conveniente exigir o desempenho da sequência a) (com $t = 0,3$ s) para todos os disjuntores, embora nem sempre o religamento automático seja adotado inicialmente. Dessa forma, serão evitadas as dificuldades de adaptar e ensaiar disjuntores já instalados em que a operação de religamento, não prevista de início, venha a se tornar necessária no futuro.

Tempo de abertura máximo (ciclos)

É o maior tempo que o disjuntor pode levar entre o recebimento do sinal de abrir pela bobina de abertura e a efetiva separação dos contatos em todos os polos do equipamento. Embora alguns usuários costumem especificar esse tempo, é preferível não fazê-lo, já que o parâmetro efetivamente relevante é o tempo de interrupção – cujo valor nominal, como já informado, deve ser especificado conforme as necessidades do sistema. A diferença entre o tempo de interrupção e o tempo de abertura corresponde ao tempo de arco. Este parâmetro é característico do projeto do disjuntor e definido pelo fornecedor. Ao projetar o disjuntor, o fabricante estabelece um compromisso entre o tempo de abertura e o tempo de arco definido nos ensaios de interrupção em curto-círcuito.

Tempo máximo entre o fechamento (e separação) dos contatos do primeiro e último polo (ms)

A não simultaneidade do fechamento ou separação dos contatos dos polos de um disjuntor deve ter um limite máximo aceitável, que é definido pela especificação da característica em tela (*pole spread*). Durante a operação de abertura, o *pole spread* (limitado aos valores usualmente verificados) não tem influência sobre os transitórios formados, uma vez que a efetiva interrupção das correntes nos polos tem lugar nos instantes de suas passagens por zero, determinados, principalmente, pelas características do circuito. Mesmo assim, a especificação de um limite máximo (compatível com os valores verificados na prática) tem sentido como critério de controle da qualidade do equipamento.

Durante a operação de fechamento, a discrepância entre os instantes de toque dos contatos nos três polos (*pole spread*) pode ter influência sensível nos transitórios formados, por determinar os instantes de conexão de cada fase ao sistema. Devido a esse fato, em estudos de energização e religamento de linhas e transformadores feitos pelas concessionárias brasileiras, a não simultaneidade do fechamento dos contatos do disjuntor é, normalmente, considerada. Nesses casos, os instantes de fechamento de cada polo são determinados estatisticamente, admitindo distribuições normais, em torno de um mesmo valor médio, dos tempos de ocorrência do fechamento nas três fases.

Algumas concessionárias têm especificado uma discrepância máxima de cinco ms durante a abertura ou fechamento dos contatos principais, e de três ms durante o fechamento ou abertura dos contatos auxiliares (contatos dos resistores de abertura ou fechamento). A norma IEC [1] define os seguintes limites (cláusula 5.101), a serem considerados quando as discrepâncias máximas não são especificadas pelo usuário:

- a) Fechamento dos contatos da câmara principal:
 - discrepância máxima entre contatos de diferentes polos = $\frac{1}{4}$ de ciclo (4,17 ms).
 - discrepância máxima entre câmaras do mesmo polo = $\frac{1}{6}$ ciclo (2,78 ms).
- b) Fechamento dos contatos da câmara auxiliar (resistor de fechamento):
 - discrepância máxima entre contatos de diferentes polos = $\frac{1}{2}$ ciclo (8,33 ms).
 - discrepância máxima entre câmaras do mesmo polo = $\frac{1}{3}$ ciclo (5,55 ms).
- c) Abertura dos contatos da câmara principal:
 - discrepância máxima entre contatos de diferentes polos = $\frac{1}{6}$ ciclo (2,78 ms).
 - discrepância máxima entre câmaras do mesmo polo = $\frac{1}{8}$ ciclo (2,08 ms).

Características relativas ao resistor de fechamento

É prática usual especificar uma faixa de valores ôhmicos e o tempo de inserção mínimo de resistores de fechamento destinados à redução das sobretensões de manobra associadas à energização de linhas de transmissão longas, bancos de capacitores ou transformadores (ver parágrafo 5.2). O tempo de inserção mínimo é definido como mostrado na figura 6.10 da referência [7] a partir de estudos de transitórios, sendo seu valor,

normalmente, fixado entre seis a 10 ms (sistemas de 60 Hz), juntamente com a faixa de valores ôhmicos recomendável para minimização das sobretensões de manobra. Para 50 Hz, a faixa usual é entre oito e 12 ms.

Especificação do comportamento em condições especiais de chaveamento

Interrupção em presença de faltas evolutivas

a falta evolutiva é definida como um curto-círcuito ocorrendo durante a interrupção de uma pequena corrente, sendo mais frequente em sistemas solidamente aterrados com os transformadores protegidos por centelhadores ajustados para tensões disruptivas relativamente baixas.

Um caso típico de falta evolutiva, no sistema acima descrito, é o que pode ocorrer durante a abertura de um transformador em vazio, na seguinte sequência (figura 52):

- a) A corrente de magnetização do transformador é interrompida.
- b) A sobretensão gerada pela interrupção causa uma descarga do centelhador para terra.
- c) A oscilação causada pela descarga disruptiva do centelhador aumenta a tensão de restabelecimento no disjuntor até provocar a reigrição do arco em seu interior.

A reigrição do arco no disjuntor faz passar por este uma corrente de curto-círcuito que deve ser interrompida no instante em que seus contatos já estão parcialmente abertos. Essa condição é menos preocupante em disjuntores a ar comprimido ou a SF₆ (em que a capacidade de interrupção é independente da corrente interrompida) que nos disjuntores a óleo, em que a capacidade de interrupção era, parcialmente, dependente da pressão gerada na câmara de extinção pela corrente a interromper. Como a corrente de curto-círcuito só tinha início quando o contato móvel estava a meio caminho, a maior parte das aberturas das câmaras de extinção podia estar descoberta e a pressão necessária à interrupção podia ser impedida de se formar.

A despeito da maior incidência desse tipo de falta em sistemas que utilizam centelhadores (raros no Brasil) e da expectativa de operação correta de disjuntores a ar comprimido e SF₆ na sua interrupção, é recomendável, em qualquer caso, solicitar dos fabricantes, nas especificações, a demonstração da capacidade dos seus disjuntores interromperem faltas evolutivas. Essa demonstração pode ser fornecida por relatórios de ensaios de protótipo.

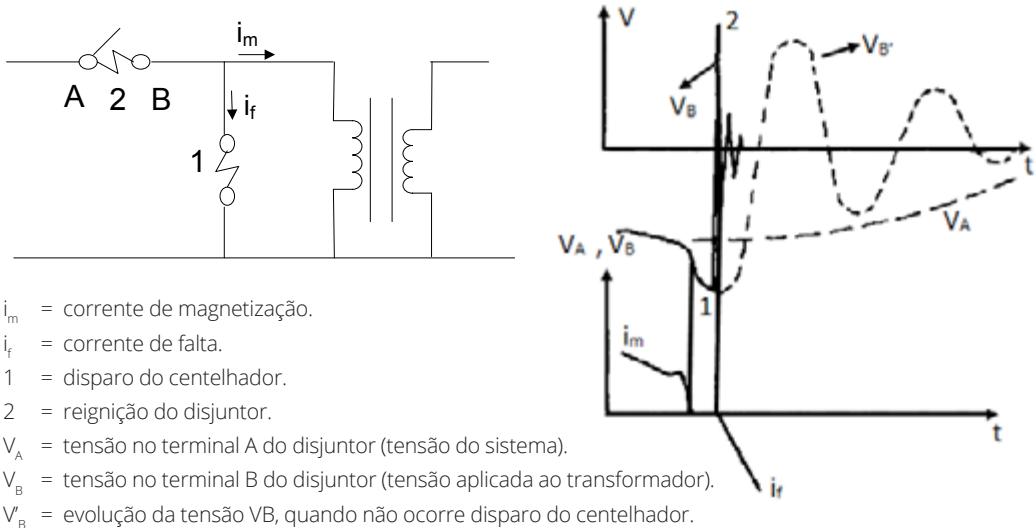


Figura 52 – Falta evolente durante a abertura da corrente de magnetização de um transformador protegido por centelhador

Abertura de disjuntores em paralelo

Nas subestações com arranjos do tipo disjuntor-e-méio ou anel, a abertura de uma linha ou outro elemento chaveável exige a abertura simultânea de dois disjuntores. A figura 53 mostra, esquematicamente, uma subestação com arranjo do tipo disjuntor-e-méio durante a ocorrência de um curto-círcuito numa saída da linha. A corrente de curto-círcuito I_{TOT} , que chega na subestação pelo alimentador indicado na figura, divide-se em duas componentes I_1 e I_2 determinadas pelas impedâncias Z_1 e Z_2 dos dois caminhos oferecidos à sua passagem. O isolamento da falta será feito pela abertura dos disjuntores 1 e 2, respectivamente atravessados pelas correntes I_1 e I_2 .

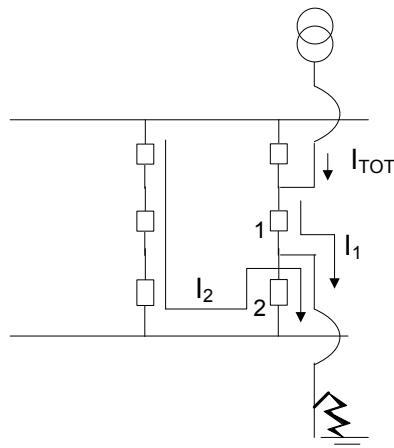
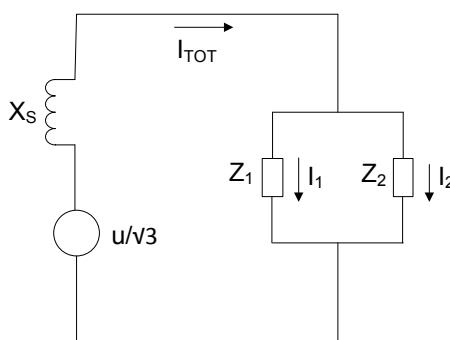


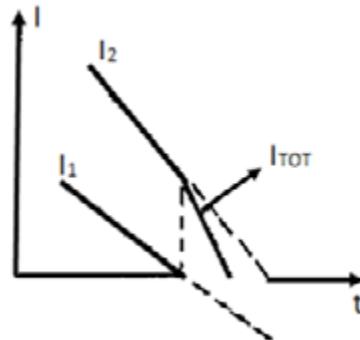
Figura 53 – Divisão da corrente entre os dois disjuntores que chaveiam um ramal em falta, numa subestação com arranjo do tipo disjuntor-e-méio

As correntes I_1 e I_2 serão, normalmente, de valor diferente, não apenas em função dos diferentes valores de impedância dos caminhos oferecidos à sua passagem, como também pelos diferentes valores de resistência dos arcos elétricos formados em cada disjuntor, após as respectivas aberturas. A figura 54(a) mostra de forma simplificada o circuito percorrido pelas correntes de falta.

As componentes I_1 e I_2 , ao se aproximarem de zero, terão taxas de decréscimo diferentes, além de uma pequena defasagem devida aos diferentes ângulos de fase das impedâncias complexas Z_1 e Z_2 . Em virtude dessa defasagem, os instantes de ocorrência de zeros de corrente nos disjuntores 1 e 2 não serão coincidentes, o que implicará interrupção da corrente por um disjuntor antes do outro. A corrente interrompida pelo primeiro disjuntor será comutada para o segundo, causando uma súbita alteração da taxa de decréscimo da corrente nesse último. A figura 54(b) mostra o efeito da comutação da corrente I_1 para o disjuntor 2, sendo visível a antecipação da ocorrência do zero, nesse disjuntor, em consequência da comutação.



a) diagrama esquemático da figura 32



b) comutação da corrente

Figura 54 – Abertura de disjuntores em paralelo

A antecipação da ocorrência do zero de corrente no segundo disjuntor a abrir, bem como o súbito aumento da potência de curto-circuito a interromper, podem ocasionar dificuldades equivalentes à da interrupção de faltas evolutivas. Os casos mais críticos parecem ser, aparentemente, os seguintes:

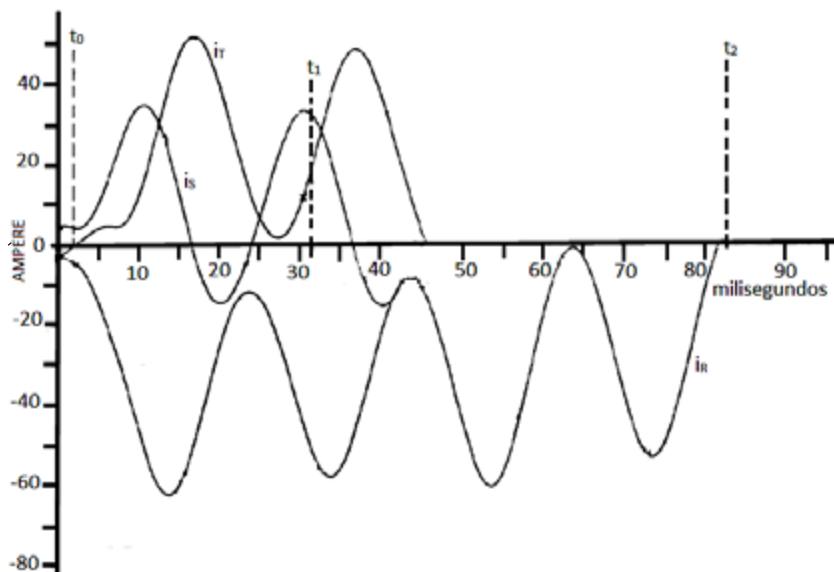
- Abertura de dois disjuntores de tipos diferentes (logo com valores muito diversos de tensão de arco).
- Presença de poucos (dois) bays na subestação (o que maximiza a diferença entre as impedâncias Z_1 e Z_2).

Embora a literatura não se tenha ocupado muito desse problema e a experiência operativa das concessionárias brasileiras não registre, até o momento, a ocorrência de falhas de disjuntores atribuídas à abertura em paralelo, parece razoável incluir nessas especificações de disjuntores a serem instalados em subestações com os arranjos indicados a exigência de demonstração, por meio de relatórios de ensaios de protótipo, da capacidade de os disjuntores interromperem satisfatoriamente, após uma comutação da corrente causada por abertura em paralelo.

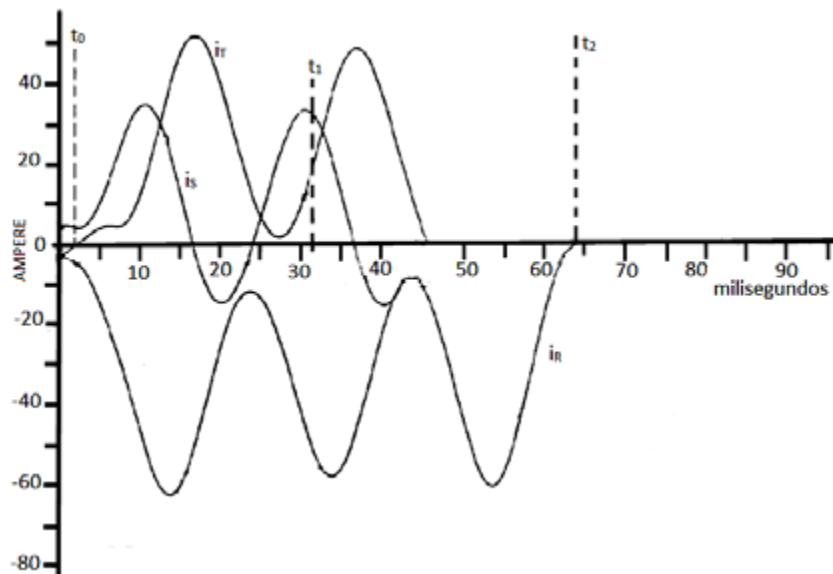
Interrupção de correntes com zeros atrasados

Durante a ocorrência de curtos-circuitos em condições de extrema assimetria nas proximidades de centrais geradoras, a passagem das correntes de falta pelo primeiro zero pode sofrer atrasos da ordem de alguns ciclos, com consequente prolongamento do tempo de arco. Essa condição é causada pelos elevados valores da relação X/R, a atenuação rápida da componente CA e lenta das componentes CC das correntes de falta, característicos da vizinhança de estações geradoras. Sua ocorrência pode constituir um problema particularmente sério para disjuntores rápidos, com tempo de interrupção nominal de dois ciclos. Nesses disjuntores, o tempo de abertura (intervalo entre o reacendimento do sinal de abertura e a efetiva separação dos contatos) é inferior ou igual a 1,5 ciclo, enquanto sua capacidade interruptora (*quenching capability*) é limitada a um período de cerca de 40 ms a partir do início do movimento dos contatos. Nessas condições, a interrupção da corrente de falta será possível, apenas, se a resistência introduzida no circuito pelo arco do disjuntor for capaz de forçar a ocorrência do primeiro zero antes do término desse período. A figura 55(a) mostra o resultado de uma simulação feita para a subestação conversora de Foz do Iguaçu (550 kV, 50 Hz) considerando uma falta progressiva (falta bifásica evoluindo para trifásica aterrada) e ignorando o efeito da resistência do arco, isto é, considerando o disjuntor como interruptor ideal [23].

A figura 55(b) mostra o resultado da simulação do mesmo caso com consideração da resistência de arco do disjuntor. Verifica-se que, no caso real, a interrupção ocorre a cerca de 60 ms após início da falta, enquanto no caso ideal esse tempo seria da ordem de 80 ms. Como a capacidade interruptora do disjuntor a ar comprimido a ser utilizado no local só é plena até cerca de 70 ms (40 ms após a separação dos contatos), verifica-se que o efeito do arco elétrico foi de garantir a interrupção da corrente de falta, que não ocorreria na sua ausência.



a) Ignorando a resistência do arco do disjuntor



b) Considerando a resistência do arco do disjuntor

Figura 55 – Simulação de falta progressiva com zeros atrasados na subestação conversora de Foz do Iguaçu

A referência [19] discute o efeito das faltas progressivas, que frequentemente resultam em maior atraso da corrente por produzirem, nos piores casos, componentes CC maiores que 100% do valor de crista da componente CA. As referências [20] e [21] discutem a adequação de disjuntores a SF₆ para uso junto a centrais geradoras, tendo em vista a ocorrência de faltas com zeros atrasados; a referência [23] descreve as simulações do desempenho de disjuntores submetidos a esse tipo de falta, feitas por uma concessionária brasileira.

Sugere-se, igualmente, a leitura da referência [27], onde o fenômeno da ocorrência de correntes com zeros atrasados é apresentado, assim como as condições para simulação e ensaio dos disjuntores para determinação das características relevantes para seu desempenho nessas condições.

A discussão sobre a adequação dos disjuntores a SF₆ para esse tipo de aplicação prende-se ao fato de a capacidade interruptora dos equipamentos tipo *puffer* ser limitada ao tempo de movimento dos contatos, bem como ao menor número de câmaras usualmente empregado por estes em comparação com os disjuntores a ar comprimido (isto leva a um menor comprimento total dos arcos e, consequentemente, a uma resistência de arco menor, uma vez que as resistências por unidade de comprimento dos arcos associados a altas correntes, no ar e em SF₆, são comparáveis).

Os imperativos práticos da produção determinam, todavia, que o sopro de ar comprimido nos disjuntores desse tipo tenha duração relativamente curta, o que limita sua capacidade interruptora a tempos da mesma ordem de grandeza dos verificados nos disjuntores a SF₆ tipo *puffer*. A experiência indica que não se deve considerar, *a priori*, que disjuntores a ar comprimido fossem necessariamente capazes de interromper correntes com zeros atrasados em condições desfavoráveis, nem que disjuntores a SF₆ estarão impedidos de fazê-lo.

Com a redução do número de câmaras dos disjuntores propiciada pelo contínuo desenvolvimento tecnológico, poder-se-ia chegar a uma situação em que a resistência do arco do disjuntor fosse insuficiente por si só, para forçar a passagem das correntes de falta por um zero dentro do tempo correspondente a sua “janela de interrupção”. Entretanto, estudos mais recentes levando em consideração as resistências das faltas e a resistência do arco no ar têm demonstrado que estes fatores podem também ter forte influência amortecedora na evolução das correntes com zeros atrasados. Isto talvez explique, pelo menos em parte, a baixíssima ocorrência de falhas de disjuntores atribuídas a este tipo de fenômeno nos sistemas de geração em todo o mundo.

Após a realização de uma série de testes e simulações em disjuntores a ar comprimido [23], Furnas tem adotado o critério de exigir que os fabricantes demonstrem, por meio de simulações, a capacidade de os seus disjuntores (a óleo, ar comprimido ou SF₆) interromperem, satisfatoriamente, as correntes de falta com zeros atrasados, nas condições mais desfavoráveis de ocorrência, inclusive considerando faltas progressivas. Para permitir essa simulação, as especificações devem conter informações sobre as características dos geradores, transformadores e linhas conectadas à subestação, incluindo o diagrama de operação dos geradores (*capability diagram*) – que serve à identificação das condições de carga mais desfavoráveis, já tendo sido demonstrado que, normalmente, as faltas ocorridas durante a operação com carga capacitiva levam a valores maiores da componente CC [23]. O fabricante, por sua vez, deverá demonstrar a adequacidade das simulações feitas, sobretudo a referente ao modelo do arco, que deve ser baseada em ensaios de protótipo ou – na sua ausência – em ensaios de tipo, devidamente documentados.

Nos projetos atuais de subestações de centrais geradoras, é prática usual o uso de disjuntores de geradores, normalmente instalados na saída em média tensão de cada unidade de geração. Estes disjuntores são, geralmente, especialmente projetados para interromper correntes de falta com ausência de zeros conforme descrito acima.

9. ENSAIOS

Os ensaios de importância comercial realizados sobre disjuntores podem ser classificados como de tipo, de rotina ou de protótipo, quanto à abrangência da amostragem adotada, e de laboratório ou de campo, quanto ao local de realização dos testes.

Os ensaios de tipo são realizados sobre uma unidade escolhida em cada lote de disjuntores idênticos adquiridos pela mesma ordem de compra, enquanto os ensaios de rotina são realizados sobre todas as unidades adquiridas. Os ensaios de protótipo são realizados previamente pelo fabricante sobre os disjuntores de determinado tipo (que deve ser equivalente ao que se deseja adquirir), mas sobre unidades não incluídas no fornecimento, com a finalidade de demonstrar o desempenho dos disjuntores dessa linha face às solicitações usuais. A critério do comprador, relatórios de ensaios de protótipo (certificados por laboratórios independentes) podem ser aceitos em substituição a testes de tipo.

Devido às limitações de espaço, não serão incluídas neste texto descrições dos métodos de ensaio e das rotinas adotadas nos testes. Essas informações poderão ser obtidas, sobretudo, nas normas IEC 62271-100 [1] e ANSI C37.09 (testes de tipo e de rotina) e

na norma IEC 62271-101 (*Synthetic Testing*). Um bom texto para estudo encontra-se no capítulo 10 da referência [4]. A Brochura Técnica 305 do CIGRÉ [28] discute com riqueza de detalhes aspectos relevantes dos ensaios de fechamento e abertura de disjuntores.

A seguir, são indicados os diferentes tipos de ensaios solicitados nas especificações de disjuntores e as normas a serem seguidas para sua realização.

Ensaios de Tipo

Os seguintes ensaios são descritos nas normas IEC 62271-100 [1] e NBR IEC 60694 [2]:

Norma NBR IEC 60694

- Ensaios dielétricos:
 - ▷ Ensaios de tensão à frequência industrial.
 - ▷ Ensaios de tensão de impulso de manobra.
 - ▷ Aplicação com tensão de impulso atmosférico.
 - ▷ Ensaios de poluição artificial.
 - ▷ Ensaios de descargas parciais.
 - ▷ Ensaios de circuitos auxiliares e de controle.
 - ▷ Ensaio de tensão como condição de verificação.
- Ensaio de tensão de radiointerferência.
- Medição da resistência dos circuitos.
- Ensaios de elevação de temperatura.
- Ensaios de corrente suportável de curta duração e valor de crista da corrente suportável.
- Verificação da proteção.
- Ensaios de estanqueidade.
- Ensaios de compatibilidade eletromagnética.

Norma IEC 62271-100

A norma IEC 62271-100 [1] divide, em sua tabela 11, os ensaios de tipo em: ensaios obrigatórios (para todos os disjuntores) e ensaios exigidos conforme a aplicação, o projeto ou os parâmetros nominais dos disjuntores.

Ensaios obrigatórios

- Ensaios dielétricos.
- Ensaios para medição da resistência do circuito principal.
- Ensaios de elevação de temperatura.
- Ensaios de suportabilidade à corrente de curta duração e respectivo valor de crista.

- Ensaios adicionais em circuitos de controle e auxiliares.
- Ensaios de operação mecânica na temperatura ambiente.
- Ensaios de estabelecimento e interrupção de correntes de curto-circuito.

Ensaios exigidos conforme a aplicação, o projeto ou os parâmetros nominais dos disjuntores

- Ensaios de radiointerferência.
- Ensaios para verificação do grau de proteção.
- Ensaios de estanqueidade.
- Ensaios de compatibilidade eletromagnética (EMC).
- Ensaios de durabilidade mecânica prolongada para condições especiais de serviço.
- Ensaios em alta e baixa temperaturas.
- Ensaios de umidade.
- Ensaios de carga estática terminal.
- Ensaios de corrente crítica.
- Ensaios de interrupção de falta quilométrica.
- Ensaio de estabelecimento e interrupção em discordância de fases.
- Ensaios de durabilidade elétrica (somente para disjuntores de tensão nominal ≤ 52 kV).
- Ensaios de operação sob condições severas de gelo.
- Ensaios de falta à terra monofásica e bifásica.
- Ensaios de manobra de correntes capacitivas.
- Ensaios de chaveamento de reatores *shunt* e motores.

Ensaios de Protótipo

Para os seguintes ensaios pode-se estabelecer, “a priori”, a aceitabilidade de relatórios de ensaio, sobre disjuntores não incluídos no fornecimento, desde que os métodos descritos e os resultados apresentados sejam convincentes:

- Ensaios de interrupção das faltas evolutivas.
- Ensaio de interrupção de faltas com operação de disjuntores em paralelo.
- Ensaio de abertura de transformador em vazio.
- Ensaio de abertura de correntes de falta com zeros atrasados (para determinação das características dos arcos elétricos, a serem consideradas nas simulações).

Ensaios de Rotina

A norma IEC [1] define os seguintes ensaios de rotina:

- Ensaio dielétrico no circuito principal.
- Ensaios nos circuitos auxiliar e de controle.

- Ensaio de medição da resistência do circuito principal.
- Ensaio de estanqueidade.
- Verificações de projeto e visual.
- Ensaios de operação mecânica.

A lista de ensaios de rotina da norma ANSI/IEEE C37.09-1999 e seu suplemento ANSI/IEEE C37.09a-2005 é um pouco mais extensa que a da norma [1], por relacionar, juntamente com os ensaios nos disjuntores propriamente, ensaios em alguns componentes, como buchas:

- Ensaios nas buchas.
- Ensaios nos reservatórios de ar comprimido.
- Ensaios de pressão.
- Ensaios de vazamento.
- Ensaios dos resistores, aquecedores e bobinas.
- Ensaios dos circuitos auxiliares e de controle.
- Ensaios de distanciamento (*clearance*) e de ajustes mecânicos.
- Ensaios de operação mecânica.
- Ensaios dos tempos de operação no fechamento e abertura.
- Ensaios dos sistemas de armazenagem de energia.
- Ensaios de condutividade das partes condutoras.
- Ensaios de suportabilidade dos circuitos secundários e de controle à tensão de frequência industrial.
- Ensaios de suportabilidade dos componentes isolantes principais à tensão de frequência industrial.

10. REFERÊNCIAS

- [1] Norma IEC 62271-100 Edição 2.1 (2012-09). *High-Voltage Switchgear and Controlgear – Part 100: Alternating-current Circuit Breakers*.
- [2] Norma ABNT NBR IEC 60694:2006. *Especificações Comuns para Normas de Equipamentos de Manobra de Alta-Tensão e Mecanismos de Comando* (na IEC esta norma recebeu – em 2008 – o número 62271-1).
- [3] Norma ANSI / IEEE C.37.010-1999 . *Application Guide for AC High Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis*.
- [4] *Power Circuit Breaker Theory and Design* (livro) – IEE Monograph Serie 17 – Editado por C.H. Flursheim. Publicado por Peter Peregrinus Ltd, Inglaterra, 1975.
- [5] ZAJIC, V. *High Voltage Circuit Breakers* (livro) - ARTIA, Praga, Checoslováquia.
- [6] GUILE, A. E.; PATERSON, W. *Electrical Power Systems* (livro em 2 volumes). Cap. 2, v. 2: *Circuit Interruption and Switching Overvoltages* – Oliver & Boyd Edinburgo, Escócia, 1969.
- [7] *Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento – Aplicação em Sistemas de Potência de Alta Tensão* (livro) – Vários autores. Furnas / EDUUFF, 1987.
- [8] *Disjuntores e Chaves – Aplicação em Sistemas de Potência* (livro) – Vários autores. Furnas / Cigré/ EDUUFF, 1995.
- [9] *Disjuntores de Alta Tensão* (livro) – R. Colombo. Editora Nobel / Siemens, 1986 – 1987.
- [10] *Disjuntores em Sistemas de Potência – Parte 1 – A Interrupção de Corrente e Aplicação na Rede* (livro) – R. Colombo. Publicação Siemens S.A, 1990.

- [11] GARZON, R. D. *High Voltage Circuit Breakers – Design and Applications* (livro) – Editora Marcel Dekker, Inc – New York / Basel. 2nd Edition, 2002.
- [12] FILHO, J. M. *Manual de Equipamentos Elétricos* (livro em 2 volumes) – Cap. 11, v. 1: *Disjuntores de Alta Tensão. Livros Técnicos e Científicos*. Editora Ltda – Rio de Janeiro, RJ, São Paulo, SP, 1993.
- [13] *Contribution on the Study of the initial Part of the Transient Recovery Voltage* – G. Catenacci, ELECTRA, n. 46, p. 39-65.
- [14] JOHNSON, A. B.; SHULTZ, A. J.; Schultz, N. R.; SHORES, R. B. *Some Fundamentals on Capacitance Switching*, Transactions of the AIEE, v. 74, parte III (1955), p. 727-736.
- [15] *Switching High Voltage Capacitors with Airblast Circuit Breakers*, Publicação BROWN BOVERI n. 2580 E – XI.1 (5.69).
- [16] *Interruption of Small Inductive Currents*, Brochura Técnica 50 do Cigré, dez. 1995.
- [17] PORTELA, C. M.; MORAIS, S. A.; TEIXEIRA, J. S. *Circuit-Breaker Behaviour in Reactor Switching: Applicability and Limitations of the Concept of Chopping Number*, IEEE Transactions on Power Delivery, v. 3, n. 3, July 1988, p. 1009-1021.
- [18] MORAIS, S. A. *Considerations on the Specification of Circuit Breakers Intended to Interrupt Small Inductive Currents*, ELECTRA n. 147, Apr. 1993, p. 44-69.
- [19] OWEN, R. E.; LEWIS, W. A. *Assymmetry Characteristics of Progressive Short-Circuits on Large Synchronous Generators*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-90, n. 2, Mar., Apr. 1971, p. 587-596.
- [20] KULICHE, B.; SCHRAMM, H. H. *Clearance of Short-Circuits with Delayed Current Zeros in the Itaipu 500 kV Substation*, Artigo Técnico n. F 79 761-8, IEEE PES Summer Meeting Vancouver, B.C., Canadá, July 1979.
- [21] GRABER, W.; GYSEL, T. *The Interruption of Fault Currents with Delayed Current Zeros by HV Circuit Breakers*, BROWN BOVERI Review n. 4-80, p. 237-243.
- [22] LIMA, J. A.; Santagostino, G.; CORRADI, E. *Short Circuit Near Large Synchronous Machines – Evaluation of the Short-Circuit Currents and General Circuit-Breaker Stresses During its Interruption*, Artigo Técnico n. 13-01 da Sessão de 1982 da Cigré-Paris, set. 1982.
- [23] MORAIS, R.; MENDES, E.; RUOSS, M. P. Waddleton. *Interrupção de Correntes de Falta com Zeros Atrasados pelos Disjuntores de 550 kV de Foz do Iguaçu – S.A.*, Artigo n. BSB/SGE/15, apresentado no VII SNPTEE, Brasília, DF, dez. 84.
- [24] *Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos*, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Documento atualizado em 11 nov 2011.
- [25] *Diretrizes para Análise de Superação de Disjuntores, Seccionadores e Bobinas de Bloqueio*, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Documento ONS RE 2.1 206/2004 – Revisão 1.
- [26] *Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão – Estudos Elétricos, Especificação das Instalações, de Equipamentos e de Linhas de Transmissão*, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2013.
- [27] *Guide for Application of IEC 62271-100 and IEC 62271-1 – Part 1 – General Subjects*, Brochura Técnica 304 do Cigré, out. 2006.
- [28] *Guide for Application of IEC 62271-100 and IEC 62271-1 – Part 2 – Making and Breaking Tests*, Brochura Técnica 305 do Cigré, out. 2006.
- [29] *High Voltage Circuit Breakers: Trends and Recent Developments*, Brochura Siemens AG, 2011.
- [30] *Manobra Controlada com PSD*, Material de Treinamento Siemens.
- [31] *Controlled Switching of HVAC Circuit Breakers – Guide for Application – Lines, Reactors, Capacitors, Transformers – Part I*, Revista Electra n. 183, abr. 1999.
- [32] *Controlled Switching of HVAC Circuit Breakers – Guide for Application – Lines, Reactors, Capacitors, Transformers – Part II*, Revista Electra n. 185, ago. 1999.
- [33] *Controlled Switching of HVAC Circuit Breakers – Benefits and Economic Aspects*, Brochura Técnica 262 do Cigré, pelo Working Group A3.07, dez. 2004.
- [34] *Controlled Switching of HVAC Circuit Breakers – Guidance for further application including unloaded transformer switching, load and fault interruption and circuit breaker uprating*, Brochura Técnica 263 do Cigré, pelo Working Group A3.07, dez. 2004.

Além das referências acima, foram consultados pelos autores os seguintes elementos:

- Catálogos dos fabricantes: Siemens, Brown Boveri, ASEA, Delle Alsthom, GEC Switchgear, Sprecher & Shuh e Merlin Gerin.
- *Manobra controlada de Disjuntores AT*. Material didático de treinamento da SIEMENS.
- IEC 62271-1. *High-voltage switchgear and controlgear – Part 1: Common specifications*.
- IEC 62271-110 – *High-voltage switchgear and controlgear – Part 110: Inductive load switching*.
- IEC 62271-205 – *High-voltage switchgear and controlgear – Part 205: Compact switchgear assemblies for rated voltages above 52 kV*.
- IEC/TR 62271-302 – *High-voltage switchgear and controlgear – Part 302: Alternating current circuit-breakers with intentionally non-simultaneous pole operation*.
- IEEE Std C37.012-2005 – *IEEE Application Guide for Capacitance Current Switching for AC High-Voltage Circuit Breakers*.
- IEEE Std C37.015-2009 – *IEEE Application Guide for Shunt Reactor Switching*.
- IEEE Std C37.10.1-2000 – *IEEE Guide for the Selection of Monitoring for Circuit Breakers*.

CAPÍTULO 13

Capacitores em Derivação

Ary D'Ajuz
Ricardo Carvalho Campos

Foto: Alstom ®



1. OBJETIVO

Apresenta os principais aspectos de projeto e características construtivas de unidades capacitivas e bancos de capacitores em derivação para aplicação em sistemas elétricos de potência. Serão analisados as normas e ensaios usuais, os sistemas de proteção, o efeito das manobras dos capacitores em derivação no sistema, os componentes, os tipos de ligação, os níveis de isolamentos, os requisitos para especificação.

Palavras-chave: capacitor em derivação, banco de capacitores, unidade capacitativa, capacitação, proteção, harmônicos.

2. INTRODUÇÃO

A instalação de bancos de capacitores em derivação, em pontos estratégicos do sistema e em diferentes níveis de tensão, proporciona uma melhor utilização da rede elétrica, com reflexos positivos na qualidade e no custo da energia elétrica entregue aos consumidores. A compensação reativa capacitativa pode ainda postergar investimentos estruturais na rede, tais como a construção de novas linhas de transmissão, contribuindo, assim, para a preservação do meio ambiente.

Os principais benefícios da utilização de bancos de capacitores, tanto em sistemas de transmissão e distribuição de energia, quanto em instalações industriais, estão listados a seguir:

- Controle de tensão.
- Correção do fator de potência.
- Elevação da capacidade da rede.
- Redução das perdas.
- Redução do consumo de energia.
- Filtragem de harmônicos, quando da utilização de bancos na forma de filtros passivos.

Foto: Furnas Centrais Elétricas ®



Figura 1 – Banco de capacitores 345 kV 150 Mvar da SE Samambaia

3. NORMAS TÉCNICAS

Basicamente, existem dois principais institutos de normalização: o IEC – *International Electrotechnical Commission*, que corresponde à prática europeia; e o IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*, que está associado aos procedimentos adotados nos Estados Unidos. No Brasil, a ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas é o organismo responsável pela emissão e controle das normas técnicas. A ABNT adota, como referência, os padrões estabelecidos nas normas IEC. Contudo, algumas características das normas IEEE também podem ser encontradas nas normas brasileiras.

As principais normas aplicáveis às unidades capacitivas e bancos de capacitores são:

- IEC 60871-1 – *Shunt capacitors for AC Power Systems – Part 1: General*.
- IEEE Std 18 – *IEEE Standard for Shunt Power Capacitors*.
- ABNT/NBR 5282 – Capacitores de Potência – Especificação.

Outras referências também importantes estão listadas a seguir, classificadas segundo a sua origem:

Série IEC:

- IEC 60871-2 – *Shunt capacitors for AC Power Systems – Part 2: Endurance Testing*.
- IEC 60871-3 – *Shunt capacitors for AC Power Systems – Part 3: Protection of shunt capacitors*.
- IEC 60871-4 – *Shunt capacitors for AC Power Systems – Part 4: Internal fuses*.
- IEC 61642 – *Industrial AC networks affected by harmonics – Application of filters and shunt capacitors*.

Série IEEE:

- IEEE Std 1036 – IEEE *Guide for Application of Shunt Power Capacitors.*
- IEEE Std 1531 – IEEE *Guide for Application and Specification of Harmonic Filters.*
- IEEE Std C37.99 – IEEE *Guide for the Protection of Shunt Capacitor Banks.*
- NEMA CP-1 – *Shunt Capacitors.*

Série ABNT/NBR:

- ABNT/NBR-12479 – Capacitores de Potência – Características Elétricas e Construtivas.
- ABNT/NBR-10671 – Guia para Instalação, Operação e Manutenção de Bancos de Capacitores em Derivação.
- ABNT/NBR-8603 – Fusíveis Internos para Capacitores de Potência – Requisitos de Desempenho e Ensaios.

Quando da utilização das normas, devem ser consideradas as últimas versões publicadas, visto que estes documentos são regularmente revisados e atualizados pelos organismos de normalização.

4. UNIDADE CAPACITIVA

Aspectos Construtivos

Uma unidade capacitiva (ou, simplesmente, capacitores ou latas) é formada por vários elementos capacitivos (ou células capacitivas), dispostos numa configuração série-paralela de tal forma a fornecer uma determinada potência reativa sob uma determinada tensão de operação. A figura 2 ilustra uma unidade capacitiva monofásica e seus principais componentes.

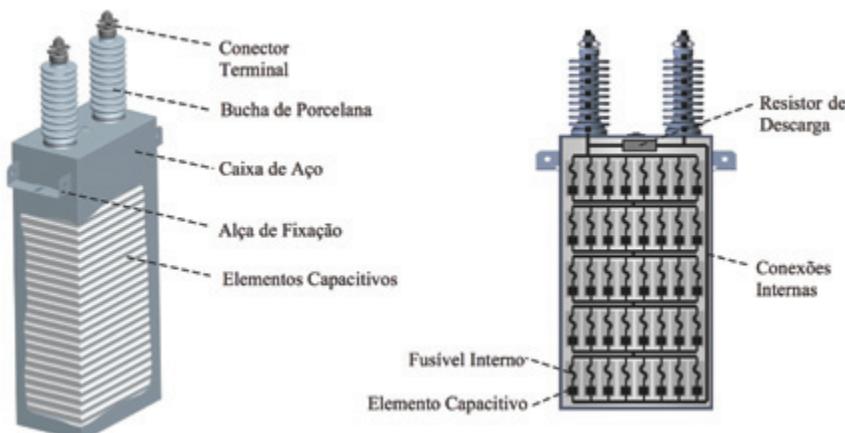


Figura 2 – Aspectos construtivos e principais componentes de uma unidade capacitiva

As unidades capacitivas podem ser monofásicas ou trifásicas. Nas unidades trifásicas, as fases podem ser conectadas em delta ou estrela, com o terminal de neutro acessível ou não.

As unidades monofásicas podem ser constituídas de uma ou duas buchas. No caso de uma bucha apenas, um dos terminais do capacitor é eletricamente conectado à caixa. Nas unidades com duas buchas, os terminais e os elementos capacitivos são isolados da caixa por meio de papel impregnado com óleo isolante.

As unidades trifásicas podem conter três ou quatro buchas, dependendo da sua conexão interna. Nos capacitores ligados em delta ou estrela com neutro não acessível, o capacitor é construído com três isoladores, enquanto que nas unidades em estrela com neutro acessível, tem-se uma quarta bucha adicionada ao equipamento.

Elementos Capacitivos

Um elemento capacitivo é a unidade elementar de capacidade de uma unidade capacitativa, sendo formado por dois eletrodos isolados por um material dielétrico. Normalmente, os eletrodos são folhas de alumínio de espessura da ordem de alguns micrômetros, com alto padrão de pureza. As folhas de alumínio podem ser cortadas a laser ou possuir margem dobrada. A conexão elétrica pode ser realizada por meio de *taps*, grampos ou soldas.

Até 1960, o material dielétrico dos elementos capacitivos era construído apenas com papel (*all-paper elements*), o que limitava a potência da unidade capacitativa em torno de 100 kvar por lata. A partir de 1960, com a introdução dos filmes plásticos, os capacitores passaram a ser construídos com material dielétrico misto, formados por papel e filmes de polipropileno (*paper-film elements*), permitindo assim atingir potências em torno de 250 kvar por unidade.

A partir de 1980, o material dielétrico dos elementos capacitivos passou a ser constituído somente de filmes de polipropileno (*all-film elements*), que, devido à sua alta permissividade relativa e rigidez dielétrica, aliado ao baixo fator de perdas, permitiu um aumento na densidade de potência, tornando possível atingir até 1000 kvar por unidade capacitativa. A utilização de filmes de polipropileno resultou em redução das perdas por unidade de potência reativa (W/kvar), aumento da confiabilidade, em função da menor temperatura de operação, e também na segurança, devido à baixa probabilidade de ruptura da caixa.

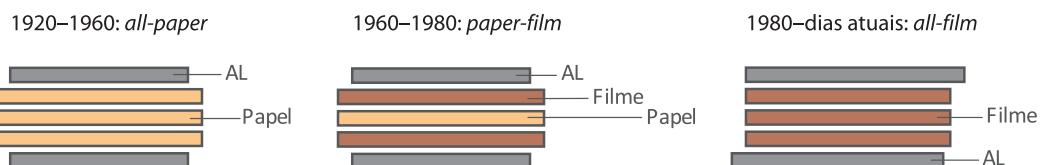


Figura 3 – Evolução do material dielétrico de elementos capacitivos

Proteção Individual das Unidades Capacitivas

Quanto à forma de proteção individual, as unidades capacitivas podem ser classificadas em:

- Capacitores com fusíveis internos.
- Capacitores com fusíveis externos.
- Capacitores sem fusíveis (*fuseless*).



Figura 4.a – Unidades com fusíveis internos



Figura 4.b – Unidades com fusíveis externos

Figura 4 – Tipos de unidades capacitivas

Nos capacitores com fusíveis internos, cada elemento capacitivo é protegido por um elo fusível conectado em série. Na ocorrência de uma falha dielétrica, o elemento fusível isola apenas o elemento defeituoso, causando uma pequena redução no valor da capacitância e, consequentemente, na potência reativa fornecida pelo capacitor. O capacitor continua em operação por tempo indeterminado até que sucessivas falhas provoquem sobretensões inadmissíveis nos elementos remanescentes e a unidade capacitiva seja removida da operação pelo sistema de proteção.

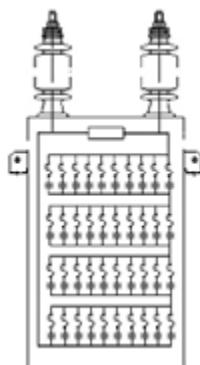


Figura 5.a – Unidade sem elemento capacitivo com defeito

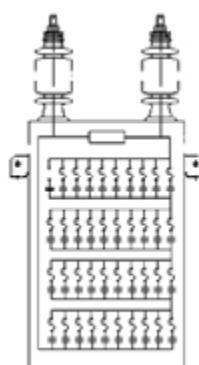


Figura 5.b – Unidade com um elemento capacitivo com defeito

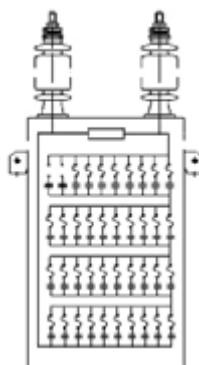


Figura 5.c – Unidade com dois elementos capacitivos com defeito

Figura 5 – Fusível interno

A utilização de unidades capacitivas com fusíveis internos apresenta as seguintes vantagens:

- Maior disponibilidade operativa do banco.
- Menor perda de potência quando da ocorrência de falhas dielétricas nos elementos.
- Maior facilidade para ajuste da proteção de desequilíbrio do banco.
- Baixa probabilidade de atuação indevida do fusível.
- Baixa probabilidade ruptura da caixa.
- Necessidade de um número menor de unidades sobressalentes.
- Menor área requerida para instalação do banco.

Nos capacitores com fusíveis externos, cada unidade capacitiva é protegida por um fusível tipo expulsão conectado em série com um dos seus terminais. Internamente, os elementos capacitivos não são autoprotegidos. Na ocorrência de falha dielétrica em um elemento capacitivo, todo um grupo série de elementos é curto-circuitado provocando uma grande variação na capacidade da unidade. A corrente através da unidade capacitiva aumenta à medida que sucessivas falhas internas ocorrem até que haja interrupção do elemento fusível e, por fim, isolamento da unidade defeituosa. Após a atuação de um ou mais fusíveis externos, o banco é desligado pelo seu sistema de proteção, para que a unidade capacitativa defeituosa e seu respectivo fusível sejam substituídos por peças sobressalentes.

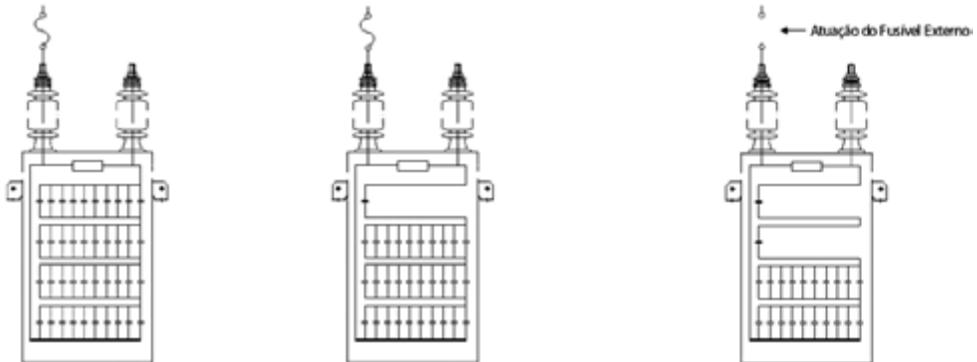


Figura 6.a – Unidade sem elemento capacitivo defeituoso

Figura 6.b – Unidade com um elemento capacitivo com defeito (sem atuação do fusível externo)

Figura 6.c – Unidade com dois elementos capacitivos com defeito (com atuação do fusível externo)

Figura 6 – Fusível externo

A principal vantagem do fusível externo é a facilidade na localização da unidade defeituosa, através de uma simples inspeção visual do banco. No caso de unidades com fusíveis internos, a localização da unidade defeituosa é feita através da medição de capacidade dos capacitores do banco, o que pode ser feito sem desconectar as unidades, a partir de pontes de medição desenvolvidas para isto.



Figura 7 – Fusível externo após ruptura do elo

Um capacitor sem fusíveis (*fuseless*) possui a mesma construção interna de um capacitor com fusíveis externos. Entretanto, a aplicação deste tipo de capacitor não se resume simplesmente à remoção dos fusíveis externos das unidades capacitivas, mas está relacionada a uma concepção totalmente diferente para a conexão e proteção banco de capacitores. Quando um elemento capacitivo falha, a fusão das folhas de alumínio deve ser segura e confiável, para propiciar uma conexão elétrica de baixa resistência com baixa produção de calor e/ou gases, permitindo assim que o capacitor permaneça em operação indefinidamente. No passado, os dielétricos em papel ou mistos não permitiam a utilização deste tipo de tecnologia, visto que as falhas internas geravam aquecimento e gases em excesso, aumentando significativamente o risco de ruptura da caixa.

Caixa (ou Container)

As caixas dos capacitores são feitas de aço inoxidável, normalmente os ferríticos (AISI 409), que possuem boa resistência mecânica e menores custos do que os aços austeníticos (AISI 304 ou 316), embora estes também possam ser empregados na construção da caixa dos capacitores. A espessura das chapas deve ser determinada de tal maneira a permitir uma pequena expansão da caixa, em função da temperatura do óleo durante a operação, e garantir baixo risco de ruptura quando da ocorrência de falhas internas à unidade.

Líquido Impregnante

Atualmente, os capacitores são impregnados com óleo sintético de alto desempenho, pertencentes à família dos hidrocarbonetos aromáticos, desenvolvidos exclusivamente para fins elétricos. Estes óleos são biodegradáveis, livres de compostos clorados e PCB, assegurando baixo grau de contaminação ambiental. Também apresentam elevada rigidez dielétrica, baixo fator de dissipação, baixa viscosidade e ponto de cristalização, o que favorece a operação mesmo em temperaturas negativas extremas.

No passado, os capacitores eram isolados com óleos à base de bifenila policlorada (ou PCB, *polychlorinated biphenyls*), também conhecidos como *Askarel*, que apresentavam excelentes características dielétricas. Entretanto, devido à sua não biodegradabilidade e longa persistência no ambiente, a sua utilização em equipamentos elétricos foi proibida por lei.

Placa de Dados

As unidades capacitivas são identificadas por uma placa de dados, normalmente fabricada em aço inox ou alumínio, indicando as suas principais características nominais. A figura 8 apresenta uma placa típica, com as informações recomendadas pela norma ABNT/NBR 5282.

CAPACITOR DE POTÊNCIA EM DERIVAÇÃO		
667 kvar	9700 V	60 Hz
NI 50/125 kV	18.8 μ F	* C/Cn
COM DISPOSITIVO INTERNO DE DESCARGA		
COM FUSÍVEL INTERNO		
CAT TEMP -25/B	92 kg	NBR-5282/98
LÍQUIDO IMPREGNANTE BIODEGRADÁVEL SAS-60E		
TIPO CILP	N. SÉRIE **	ANO 2011
ELEMENTOS 5S 9P		

Figura 8 - Placa de dados de uma unidade capacitiva

Dispositivo Interno de Descarga

Para utilização em sistemas de potência, as unidades capacitivas normalmente são providas com um dispositivo interno de descarga para reduzir a tensão entre os seus terminais a um valor residual dentro de um determinado período de tempo, quando da desconexão do banco de capacitores do sistema. A tensão residual e o tempo de descarga variam de acordo com a norma, sendo de 75 V dentro de 10 min na prática europeia (IEC), e de 50 V dentro de 5 min na prática americana (IEEE) e brasileira (ABNT NBR).

O valor da resistência máxima do dispositivo de descarga é dado pela equação abaixo:

$$R_{MAX} = \frac{t_{D_{MAX}}}{C \cdot \ln\left(\frac{\sqrt{2} \cdot U_C}{U_{D_{MAX}}}\right)}$$

Onde:

- R_{MAX} = resistência máxima do dispositivo de descarga, em Ω .
- C = capacidade nominal da unidade capacitiva, em F.
- U_C = tensão eficaz nominal da unidade capacitiva, em V.
- $t_{D_{MAX}}$ = tempo máximo de descarga, em seg.
- $U_{D_{MAX}}$ = tensão máxima após o tempo máximo de descarga, em V.

Para um determinado valor de resistência de descarga, o tempo de descarga do capacitor até atingir um determinado valor de tensão pode ser calculado a partir da seguinte equação:

$$t_D = R_D \cdot C \cdot \ln\left(\frac{\sqrt{2} \cdot U_C}{U_D}\right)$$

Onde:

- t_D = tempo de descarga, em seg.
- R_D = resistência do dispositivo de descarga, em Ω .
- U_D = tensão de descarga após o tempo de descarga, em V.
- C = capacidade nominal da unidade capacitiva, em F.
- U_C = tensão eficaz nominal da unidade capacitiva, em V.

Categorias de Temperaturas

A categoria de temperatura de uma unidade capacitiva indica as temperaturas mínima e máxima de operação. Os limites da categoria de temperatura variam de acordo com a região ou país onde o banco será instalado. No Brasil, por exemplo, o limite inferior varia entre -5 e -25 °C. Nos Estados Unidos, a temperatura mínima pode ser de -40 °C, enquanto que, no Canadá, algumas concessionárias especificam temperatura mínima de até -50 °C. O limite superior padrão é de +40 °C, podendo chegar até +55 °C. O limite superior da categoria de temperatura por ser representado por um valor ou por uma letra, conforme mostrado na tabela 1.

Tabela 1 – Limites superiores das categorias de temperatura de unidades capacitivas

Letra	Valor Máximo	Valor Médio 24 h	Valor Médio 1 ano
A	+40 °C	+30 °C	+20 °C
B	+45 °C	+35 °C	+25 °C
C	+50 °C	+40 °C	+30 °C
D	+55 °C	+45 °C	+35 °C

Capacitância

A capacidade de uma unidade capacitiva monofásica pode ser obtida a partir dos seus valores nominais de tensão, potência e frequência, conforme a equação abaixo:

$$Q_C = U_C^2 \cdot 2\pi \cdot f \cdot C$$

Onde:

- Q_C = Potência nominal da unidade capacitativa, em var.
- U_C = Tensão nominal da unidade capacitativa, em V.
- f = Frequência nominal da unidade capacitativa, em Hz.
- C = Capacitância da unidade capacitativa, em F.

Segundo as normas ABNT/NBR 5282 e IEC 60871-1, as tolerâncias das capacidades de unidades capacitivas devem ser conforme a tabela 2.

Tabela 2 - Tolerâncias típicas de unidades capacitivas

Equipamento	Tolerância
Unidades capacitivas para bancos de capacitores em derivação	-5/+10%
Unidades capacitivas para filtros de harmônicos sintonizados (passa-banda)	-5/+5%
Unidades capacitivas para filtros de harmônicos amortecidos (passa-alta)	-7,5/+7,5%

Faixas menores de tolerância são possíveis de serem obtidas, dependendo das características de tensão e potência das unidades. Nestes casos, os fabricantes devem ser consultados. Para tolerâncias de bancos de capacitores, ver seção 5.

As propriedades do material dielétrico e, portanto, a capacidade de uma unidade capacitativa, podem ser afetadas pela temperatura. Normalmente, o coeficiente de temperatura de capacitores de potência é negativo, isto é, a capacidade diminui com o aumento da temperatura. Usualmente, este coeficiente é especificado pela variação da capacidade em partes por milhão (ppm) por °C ou por um percentual de variação em uma determinada faixa de temperatura. É um aspecto que pode ser importante se o equipamento está sujeito a grandes variações de temperatura.

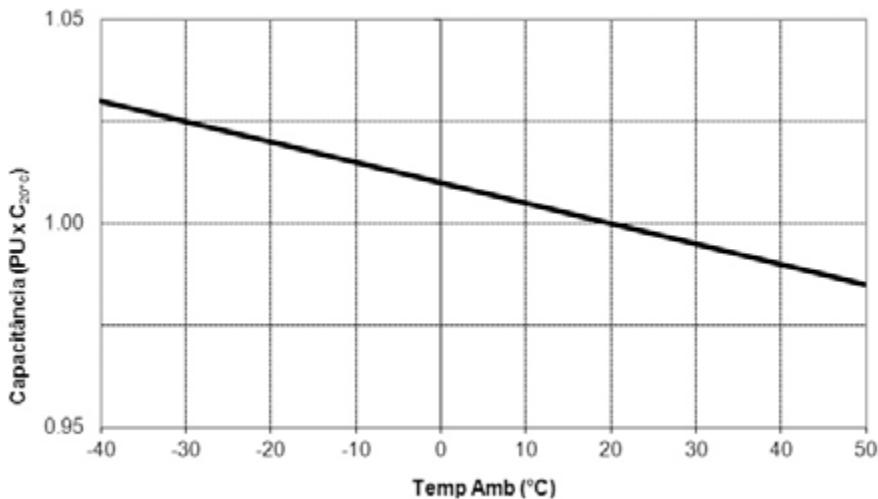


Figura 9 – Comportamento típico da capacidade em função da temperatura ambiente

Cálculo da Potência de um Capacitor Trifásico

O cálculo da potência de um capacitor trifásico, a partir das medidas monofásicas das capacidades, pode ser feito pela seguinte equação:

$$Q_C = \frac{2}{3} (C_A + C_B + C_C) \cdot \omega \cdot U_N^2$$

Onde:

- Q_C = potência reativa do banco, em var.
- C_A, C_B, C_C = capacidades medidas entre dois terminais de linha de um capacitor trifásico, em F.
- U_N = tensão nominal do sistema, em V.
- $\omega = 2\pi f$ = frequência angular do sistema.

Perdas

As perdas de uma unidade capacitiva devem contabilizar, além das perdas dielétricas, as perdas por dissipação nos fusíveis internos, nos resistores de descarga e nos elementos internos de conexão (barras, cabos, conectores, soldas etc.). As perdas totais de um capacitor são avaliadas através da medição da tangente do ângulo de perdas ($\tan \delta$),

que é definido como sendo a relação entre a resistência série equivalente e a reatância capacitiva de um capacitor, a uma determinada tensão, frequência e temperatura. Normalmente, as perdas são referidas a uma temperatura de referência de 20 °C.

Segundo os Procedimentos de Rede do Setor Elétrico, o valor médio das perdas dielétricas de cada unidade capacitativa à tensão e frequência nominais, com resistor de descargas e à temperatura de 20 °C, deve ser de 0,12 W/kvar para capacitores sem fusíveis internos, e 0,16 W/kvar para capacitores com fusíveis internos.

Adicionalmente, a norma ABNT NBR 12479 estabelece que as perdas elétricas máximas não devem ser superiores a 0,5 W/kvar, à 20 °C, referidas à tensão e frequência nominais.

A tabela 3 apresenta os valores de perdas médias para diferentes tipos de capacitores.

Tabela 3 – Perdas médias para diferentes tipos de capacitores

Material Dielétrico	Perdas Médias
Papel impregnado com óleo mineral	2,0 – 2,5 W/kvar
Papel impregnado com PCB (1)	3,0 – 3,5 W/kvar
Papel + Filme Plástico impregnado com PCB (1)	0,5 – 1,0 W/kvar
Filme Plástico impregnado com óleos sintéticos	< 0,2 W/kvar

Nota: (1) PCB é a sigla correspondente para *polychlorinated biphenyls*, que também é conhecido como *Askarel*.

As perdas de uma unidade capacitativa também variam com a temperatura e apresentam comportamento típico mostrado na figura 10.

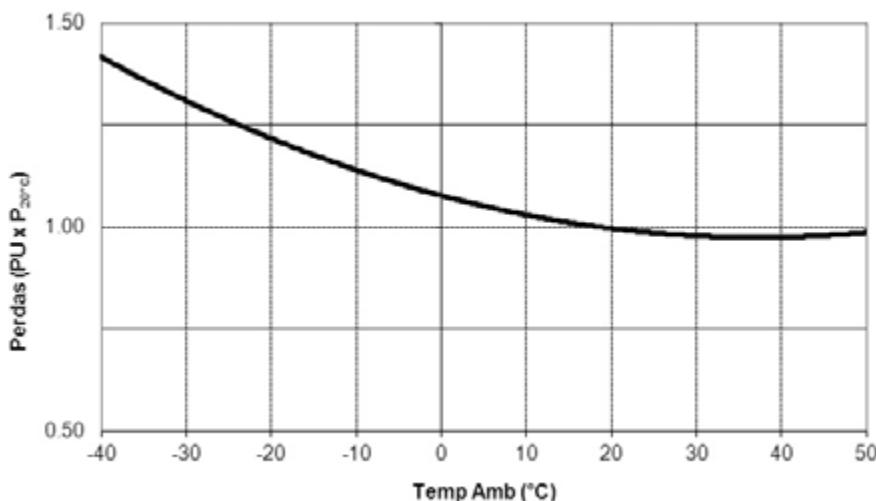


Figura 10 – Comportamento típico das perdas de uma unidade capacitativa em função da temperatura

Limitações das Unidades Capacitivas

Sobretensões à Frequência Industrial

As unidades capacitivas devem ser capazes de suportar, à frequência industrial, os níveis de tensão indicados na tabela 4.

Tabela 4 – Sobretensões admissíveis à frequência industrial

Duração	NBR-5282 IEC 60871-1	IEEE Std 18	Observação
Regime	1,00 U_N	1,10 U_N	Regime contínuo
12 h / 24 h	1,10 U_N	–	Regulação de tensão do sistema e flutuações de tensão
30 min / 24 h	1,15 U_N	1,25 U_N	Regulação de tensão do sistema e flutuações de tensão
5 min	1,20 U_N	–	Elevação de tensão durante carga leve
1 min	1,30 U_N	1,30 U_N	Faltas no sistema

O guia de projeto IEEE Std 1036 fornece ainda uma curva de suportabilidade de sobretensão à frequência industrial para as unidades capacitivas projetadas segundo a norma IEEE Std 18, mostrada na figura 11. Segundo esta norma, as unidades capacitivas não devem ser submetidas a não mais do que 300 eventos de sobretensão à frequência industrial ao longo da vida útil do equipamento.

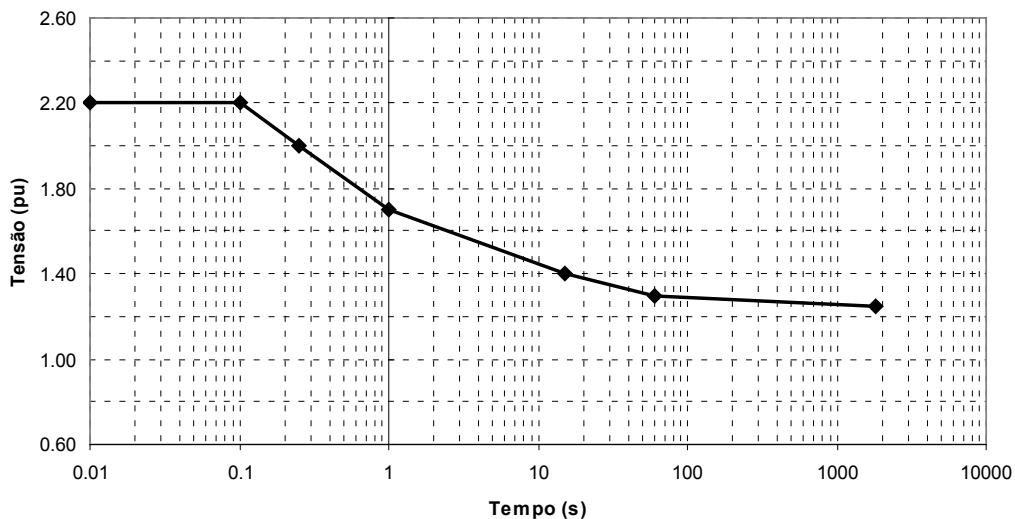


Figura 11 – Sobretensão admissível à frequência industrial de unidades capacitivas (IEEE Std 1036)

Sobretensões Transitórias

Segundo as normas NBR 5282 e IEC 60871-1, a manobra de bancos de capacitores normalmente resulta em sobretensões transitórias, em alta frequência, cujo valor de pico máximo é de $2\sqrt{2}$ vezes a tensão de operação no instante do chaveamento. As unidades capacitivas são projetadas para suportar este nível de sobretensão, desde que a frequência de ocorrência não ultrapasse 1.000 eventos de manobras por ano.

Por outro lado, segundo as normas IEEE Std 18 e IEEE Std 1036, a sobretensão transitória admissível de uma unidade capacitiva depende do número de eventos de manobra por ano, conforme indicado na figura 12.

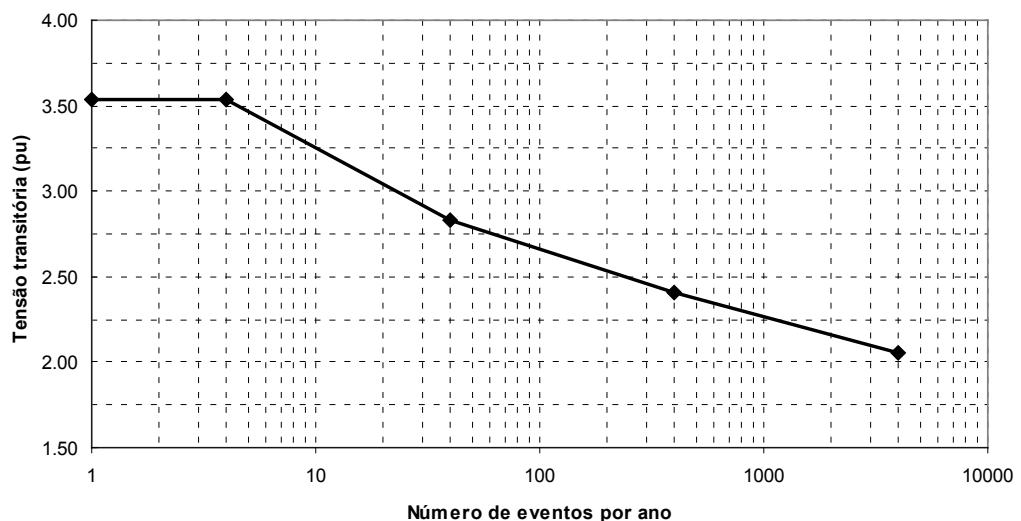


Figura 12 – Sobretensão transitória admissível de unidades capacitivas (IEEE Std 1036)

Sobrecorrentes

As unidades capacitivas devem ser projetadas para suportar as sobrecorrentes indicadas na tabela 5.

Tabela 5 – Sobrecorrentes admissíveis em unidades capacitivas

Norma	Regime Permanente	Transitória
NBR-5282	1,44 IN	100 IN
IEC 60871-1	1,43 IN	100 IN
IEEE Std 18	1,35 IN	Ver figura 13

A determinação dos fatores de sobrecorrente de regime permanente leva em consideração a tolerância de fabricação da unidade capacitiva, bem como efeitos de possíveis correntes harmônicas e sobretensões no sistema (tensão máxima operativa).

No caso de unidades capacitivas para filtros, a relação entre a corrente total, incluindo as componentes harmônicas, e a corrente nominal pode ser superior ao fator de sobrecorrente dado na tabela 5. Neste caso, as unidades devem ser adequadamente dimensionadas para o maior valor de corrente ao qual a unidade capacitativa será submetida.

Segundo as normas IEEE Std 18 e IEEE Std 1036, a sobrecorrente transitória admissível é função do número de eventos por ano, como mostrado na figura 13.

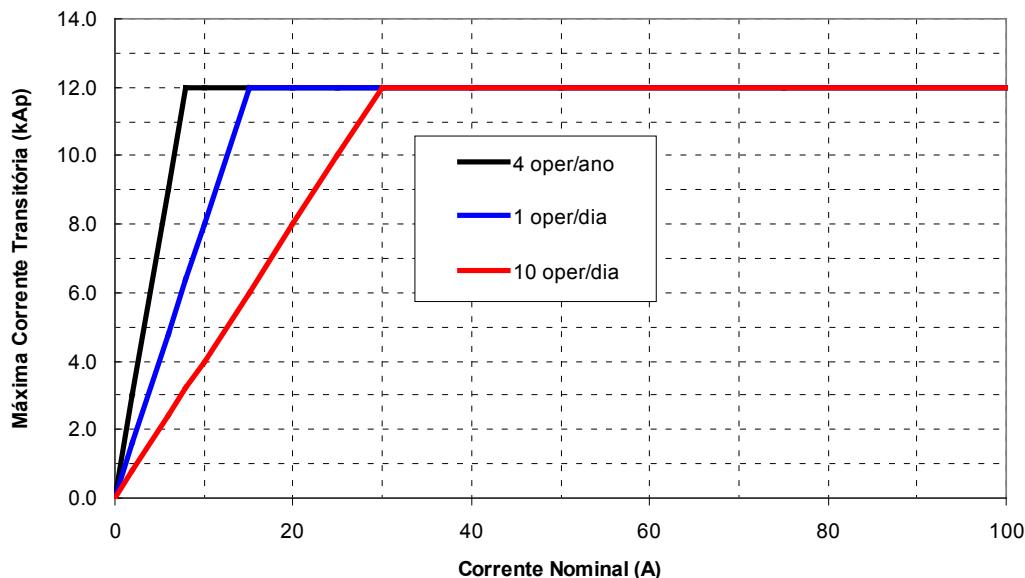


Figura 13 – Sobrecorrente transitória admissível de unidades capacitivas (IEEE Std 1036)

Sobrecargas nas Unidades Capacitivas

Segundo a IEEE Std 18 e IEEE Std 1036), as unidades capacitivas devem ser capazes de operar com uma potência de 135% da potência nominal, o que inclui o efeitos das sobretensões, correntes harmônicas e tolerâncias de fabricação.

5. BANCOS DE CAPACITORES

Aspectos Construtivos

Os bancos de capacitores são equipamentos formados por uma combinação série-paralela de unidades capacitativas dispostas de tal maneira a prover uma determinada quantidade de potência reativa sob uma determinada tensão de operação. O tipo do banco depende da proteção individual das suas unidades capacitativas, que podem ser construídas com fusíveis internos, com fusíveis externos ou sem fusíveis (*fuseless*), conforme ilustra a figura 14.

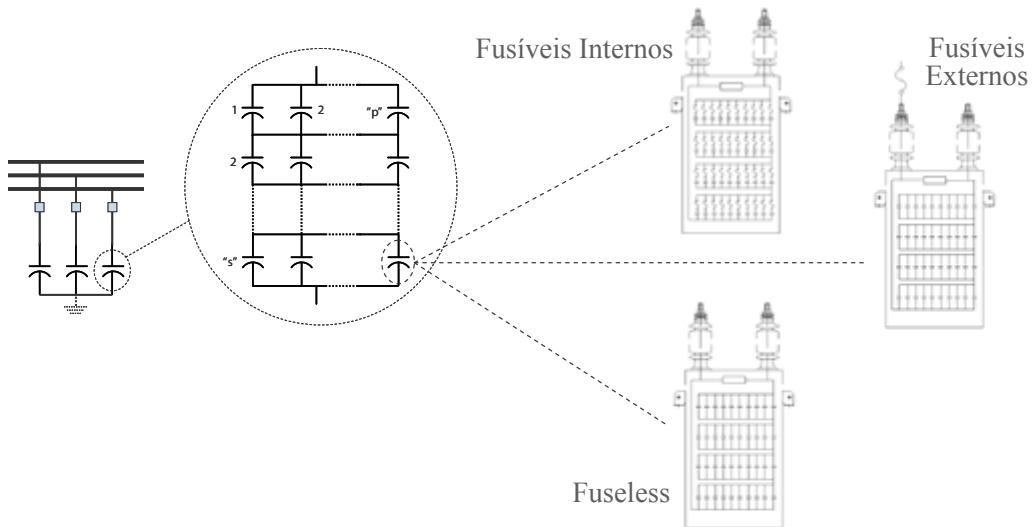


Figura 14 – Tipos de bancos de capacitores

As unidades capacitivas são montadas em estruturas metálicas (*racks*) e são eletricamente conectadas por meio de cabos ou barras condutoras. As estruturas metálicas normalmente são fabricadas em aço galvanizado, podendo também ser construídas em alumínio ou aço inoxidável. Os *racks* dos bancos de capacitores podem ser aterrados ou isolados da terra por meio de isoladores suporte. Quando não aterrados, os *racks* são potencializados, isto é, eletricamente conectados a um dos terminais de uma unidade capacitiva. Os condutores, cuja seção depende dos requisitos de corrente em regime permanente, normalmente são feitos de cobre ou de alumínio.



Figura 15 – Vista geral de um banco de capacitores e seus principais componentes

Além das unidades capacitivas, um banco de capacitores também pode ser constituído de disjuntores, chaves seccionadores, equipamentos de proteção, tais como pára-raios, reatores de amortecimento e de relés, e de transformadores de medida, de corrente e/ou de potencial. A figura 16 ilustra um *layout* típico de um banco de capacitores, apresentando seus principais componentes.

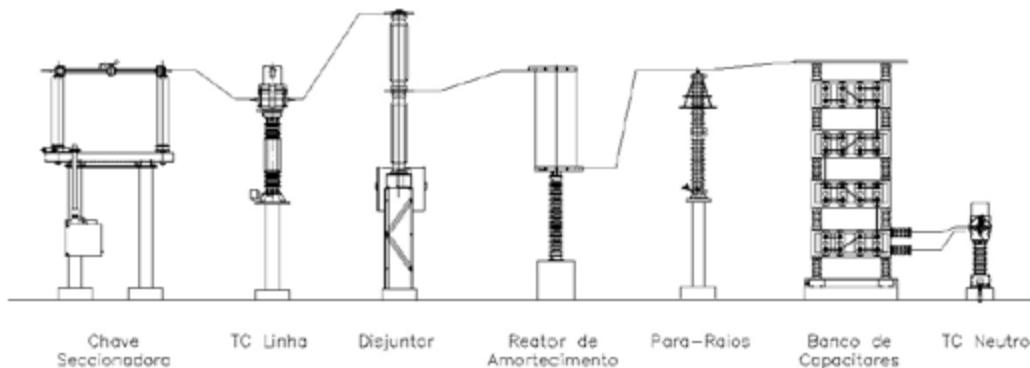


Figura 16 – Bay típico de um banco de capacitores de alta tensão

Atualmente, os equipamentos de manobra mais empregados em bancos de capacitores de alta tensão são os disjuntores de SF₆. Disjuntores a vácuo já estão disponíveis para tensões até 69 kV. Em sistemas com tensão até 34,5 kV, chaves sob carga ou a vácuo têm sido comumente empregadas para manobra dos bancos de capacitores.

A definição do equipamento de manobra depende da filosofia de proteção, das capacidades de interrupção de correntes transitórias e/ou de curto-círcuito dos equipamentos, do número de operações de manobra por ano, da efetividade da técnica adotada para redução das tensões e correntes transitórias, da confiabilidade e dos custos.

Para aplicação em bancos de capacitores, é recomendado que os dispositivos de manobra apresentem baixíssima probabilidade de reacendimento do arco durante a abertura do banco de capacitores. Segundo as normas IEEE Std C37.04 e a IEC 60271-100, os disjuntores de SF₆ que atendem a este requisito são classificados como Classe 2 (C2).

Potência de Bancos de Capacitores

A demanda de potência reativa de um sistema é determinada através de estudos elétricos que levam em consideração os possíveis cenários de operação, as diferentes características de geração *versus* carga e diversas topologias da rede (sistema completo e/ou operando sob contingências).

Uma vez definidos o montante de reativo requerido pelo sistema e o respectivo ponto de conexão, devem ser determinadas a quantidade e a potência de cada banco, ou estágio de compensação, com base em critérios técnicos e econômicos, visto que existem limitações práticas para a quantidade de Mvar a ser instalada.

A instalação de dois ou mais bancos de capacitores num mesmo barramento é permitida, porém é recomendado que cada banco seja protegido e manobrado de forma independente, sem comprometer o desempenho do sistema. Nestes casos, as correntes e tensões transitórias provenientes da energização do banco, isoladamente ou na condição *back-to-back*, não devem submeter os equipamentos e dispositivos das instalações da rede básica a solicitações acima de suas suportabilidades. Na condição de *back-to-back*, devem ser tomadas precauções que evitem elevação transitória de potencial de

terra que possa infringir os critérios de segurança pessoal ou causar interferências electromagnéticas que causem o funcionamento indevido dos circuitos de comando, controle e proteção [10].

Potência Máxima e Mínima de um Banco de Capacitores

Por um lado, a potência máxima de um banco de capacitores está limitada pela variação de tensão no sistema após a conexão e/ou desconexão do banco e também pela capacidade de condução de corrente dos dispositivos de manobra.

Por outro lado, a potência mínima de um banco de capacitores pode impactar diretamente no tipo de proteção individual das unidades capacitivas do banco de capacitores, na coordenação e/ou desempenho do tipo de fusível empregado, na forma de proteção de desequilíbrio do banco de capacitores e, finalmente, no custo geral do banco, incluindo os equipamentos de pátio e o sistema de proteção e controle. Quando da aplicação de bancos de capacitores de baixa potência, a relação desempenho *versus* custo pode ser melhorada pela instalação do banco num outro local da rede com um nível mais baixo de tensão, dentro da mesma área e/ou subestação.

A variação da tensão numa determinada barra após a conexão ou desconexão de um banco de capacitores pode ser estimada pela relação entre a potência do banco e a potência de curto-circuito desta barra, conforme a equação abaixo. Tipicamente, os bancos são dimensionados para resultar numa variação de tensão inferior a 5% da tensão de operação do sistema.

$$\Delta U = \frac{Q_c}{S_{cc}}$$

Onde:

- U = variação da tensão, em pu.
- Q_c = potência do banco de capacitores, em var.
- S_{cc} = potência de curto-circuito na barra do banco de capacitores, em VA.

Para os equipamentos de manobra, as normas recomendam que sua corrente seja especificada em, no mínimo, 1,25 pu da corrente do banco para sistemas com neutro isolado, e 1,35 pu para sistemas com neutro aterrado. Atenção especial deve ser dada para filtros de harmônicos, onde a corrente total, incluindo os componentes harmônicos, pode ser superior aos valores recomendados pelas normas.

Na concepção de banco de capacitores, é recomendado que sejam utilizadas unidades capacitivas de tensão e potência mais elevadas, para reduzir o custo por unidade de potência reativa instalado. Além do ganho financeiro, há também uma redução na área total requerida para instalação, no tempo de mão de obra para montagem e comissionamento e, por fim, nos requisitos de manutenção do banco.

A potência efetiva desenvolvida por um banco de capacitores depende da tensão de operação do sistema ao qual está conectado, podendo ser calculada conforme equação a seguir.

$$Q_C = \left(\frac{U_{SIST}}{U_{C_N}} \right)^2 Q_{C_N}$$

Onde:

- Q_C = potência desenvolvida pelo banco sob tensão de operação do sistema U_{SIST} , em var.
- U_{SIST} = tensão de operação do sistema, em V.
- U_{C_N} = tensão nominal do banco de capacitores, em V.
- Q_{C_N} = potência nominal do banco de capacitores, em var.

Deve-se observar que a potência desenvolvida é proporcional ao quadrado da relação entre as tensões de operação do sistema e nominal do banco. Dessa forma, para tensões de operação superiores à tensão nominal do banco, a potência desenvolvida pode exceder os limites das unidades capacitivas, caso não sejam devidamente dimensionadas. Por este motivo, a tensão nominal de um banco é normalmente especificada como sendo igual ou superior à máxima tensão de operação do sistema. Deve-se atentar que, quando o banco estiver operando sob tensão nominal do sistema, a potência reativa desenvolvida será inferior à potência nominal do banco.

Tolerâncias

As normas NBR 5282 e IEC 60871-1 recomendam que as tolerâncias para as capacitâncias de unidades capacitativas e bancos de capacitores sejam conforme a tabela 6.

Tabela 6 – Tolerâncias recomendadas para unidades e bancos de capacitores em derivação

Equipamento	Tolerância
Unidades capacitativas para bancos de capacitores em derivação	-5/+10%
Bancos de capacitores em derivação com potência $Q_C < 3$ Mvar	-5/+10%
Bancos de capacitores em derivação com potência $3 \leq Q_C < 30$ Mvar	-0/+10%
Bancos de capacitores em derivação com potência $Q_C \geq 30$ Mvar	-0/+5%

No Brasil, por exemplo, os Procedimentos de Rede do Setor Elétrico estabelecem que a tolerância deve ser de $\pm 2\%$ para bancos de capacitores em derivação instalados na Rede Básica do Sistema Interligado Nacional. Além disso, o valor medido de capacidade de uma das fases não deve desviar em mais de 1% com relação ao valor médio medido das três fases. [10]

Para faixas de tolerâncias muito apertadas, tais como $\pm 1\%$ ou inferiores, os fabricantes deverão ser consultados, pois dependem da tensão e potência do banco e das unidades capacitativas.

Nota: Para tolerâncias de unidades capacitativas, ver seção 3.

Ligações de Bancos de Capacitores

Os bancos de capacitores trifásicos podem ser ligados em delta, estrela simples ou dupla estrela. A definição do esquema de ligação depende, principalmente, dos seguintes fatores:

- Características do sistema: tensões de operação e tipo de aterramento.
- Tensão e potência do banco.
- Limitações das unidades capacitivas: aspectos construtivos e tecnológicos.
- Filosofia de proteção a ser implementada.

Ligações em Estrela ou Dupla Estrela

Os bancos de capacitores trifásicos são comumente ligados em estrela simples (figura 17) ou dupla estrela (figura 18). O aterramento do terminal de neutro da estrela depende de características do sistema e deve ser definido com base em estudos que avaliam a magnitude das sobretensões e sobrecorrentes transitórias decorrentes da manobra do banco. O arranjo em dupla estrela facilita a implementação de lógicas de maior sensibilidade à corrente de desequilíbrio e com menor influência a perturbações externas ao banco.

De uma forma geral, os bancos de capacitores trifásicos ligados em estrela simples ou dupla estrela são solidamente aterrados para sistemas com tensão nominal igual ou superior a 138 kV, para minimizar as sobretensões durante faltas monofásicas na rede. Dessa forma, é criado um caminho de baixa impedância para a terra, o que garante uma boa proteção contra surtos atmosféricos. Além disso, o neutro solidamente aterrado resulta em menores tensões de restabelecimento durante a manobra, reduzindo o risco de reacendimento do arco (*restrike*).

Por outro lado, o aterramento do neutro resulta em correntes transitórias com maior magnitude, além de favorecer a circulação de correntes harmônicas e de sequência zero através das unidades capacitivas, o que pode causar interferências em circuitos de comunicação e controle, atuação indevida da proteção e sobrecargas nas unidades capacitivas, queima indevida de fusíveis internos e/ou externos, e até possíveis danos às latas.

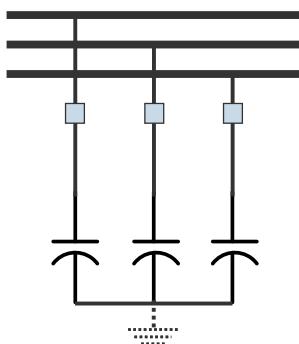


Figura 17 – Ligação em estrela simples

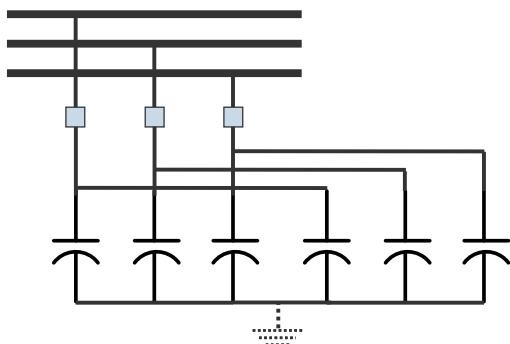


Figura 18 – Ligação em dupla estrela

Também de uma forma geral, os bancos de capacitores trifásicos ligados em estrela (figura 17) ou dupla estrela (figura 18) são isolados da terra para sistemas com tensão nominal igual ou inferior a 72,5 kV. Uma vez que o neutro está isolado da terra, não há circulação de correntes harmônicas homopolares e/ou de sequência zero pelo banco, e portanto, não há interferência eletromagnética em circuitos de comunicação e controle. As correntes transitórias possuem menores magnitudes quando comparadas às encontradas nos bancos aterrados.

O nível de isolamento do neutro de bancos isolados deve ser o mesmo do sistema, visto que a tensão do neutro pode atingir valores de fase durante a manobra do banco ou na falha de uma unidade capacitativa em bancos com apenas um grupo série de capacitores. Isto pode onerar o projeto dependendo do nível de isolamento requerido.

Ligaçāo em Delta

Os esquemas de ligação em delta (simples ou duplo) são empregados, por razões econômicas, para bancos com tensão até 13.800 V.

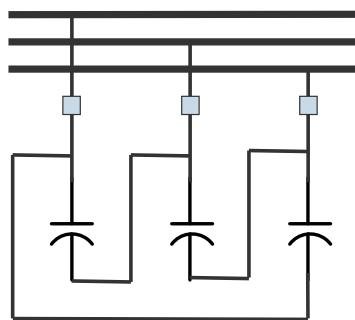
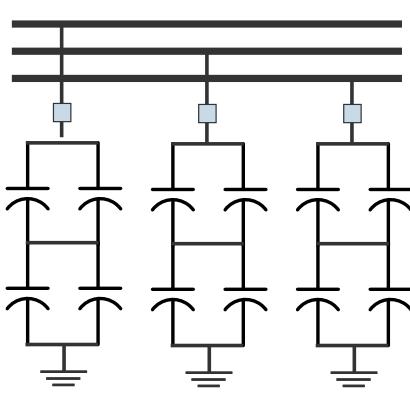
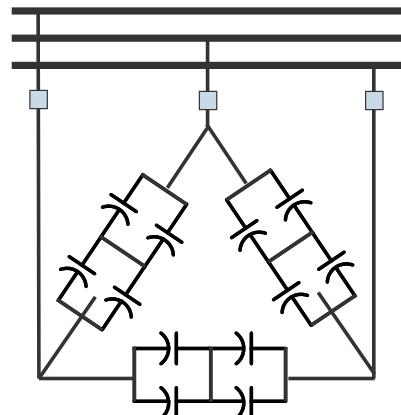


Figura 19 – Ligação em delta

Ligaçāo em Ponte H

As unidades capacitivas das fases de um banco, quer seja ligado em estrela, quer seja em delta, podem ser configuradas formando uma ponte “H”, que divide a fase em quatro seções (ou quadrantes), o que permite monitorar a corrente de desequilíbrio em qualquer um dos quadrantes pela instalação de um TC entre os dois ramos (pernas) do “H”. Esta configuração é bastante utilizada em grandes bancos de capacitores, em todos os níveis de tensão, como, por exemplo, bancos de capacitores série e bancos chaveados por tiristores (TSC) de um compensador estático.

**Figura 20** – Ligação em ponte H (estrela)**Figura 21** – Ligação em ponte H (delta)

Níveis de Isolamento de Bancos de Capacitores

Os níveis de isolamento de um banco de capacitores devem ser escolhidos com base nos valores padronizados pelas normas aplicáveis. Segundo a norma ABNT NBR 5282, os níveis de isolamento padronizados, dados nas tabelas abaixo, são divididos em dois grupos com relação à máxima tensão operativa do equipamento (Um):

Tabela 7 – Níveis de isolamento padronizados para bancos com $Um \leq 242 \text{ kV}$

Tensão Máxima do Equipamento (Um) (kVrms)	Tensão Suportável de Impulso Atmosférico (BIL) (kVp)	Tensão Suportável à Frequência Industrial (kVrms)
1,2	30	10
7,2	40	20
	60	
15	95	34
	110	
24,2 (25,8)	125	34 / 50
24,2 (25,8) / 36,2 (38)	150	50 / 70
	170	
36,2 (38)	200	70
	220	
72,5	350	140
	380	
92,4	380	150
92,4 / 145	450	185
	550	230
145	650	275
	750	325
242	850	360
	950	395

Tabela 8 – Níveis de isolamento padronizados para bancos com $U_m \geq 345$ kV

Tensão Máxima do Equipamento (U_m) (kVrms)	Tensão Suportável de Impulso Atmosférico (BIL) (kVp)	Tensão Suportável de Impulso de Manobra (kVp)
362	950	
	1.050	850
	1.175	850 / 950
460 / 550	1.300	1050
	1.425	1.050 / 1.175
	1.550	1.175 / 1.300
550	1.675	1.300
	1.800	
	1.950	1.425 / 1.550
800	2.100	1.550

Isolamento para a Terra - Tensão Suportável à Frequência Industrial à Terra

A tensão suportável à frequência industrial à terra deve ser determinada conforme o procedimento a seguir:

- Bancos com neutro isolado: todo o banco deve ter isolamento pleno do sistema, definido de acordo com a tabela 7. Isto significa que o terminal de neutro, as plataformas, transformadores de corrente e de potencial, devem ser isolados para a tensão máxima do sistema.
- Bancos com neutro aterrado: a tensão suportável mínima deve ser calculada conforme a expressão a seguir:

$$TSFI = 2,15 \cdot U_c \cdot n$$

Onde:

- $TSFI$ = tensão suportável à frequência industrial mínima no ponto de interesse, em kV.
- U_c = tensão nominal das unidades capacitivas, em kV.
- n = número de unidades capacitivas em série entre o neutro aterrado e o ponto de interesse.

Isolamento para a Terra - Tensão Suportável à de Impulso Atmosférico à Terra

O valor mínimo da tensão suportável de impulso atmosférico à terra deve ser calculado conforme a equação a seguir:

$$TSIA = \frac{TSIA_{LINHA} - TSIA_{NEUTRO}}{s} \cdot n$$

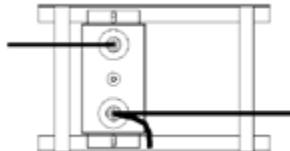
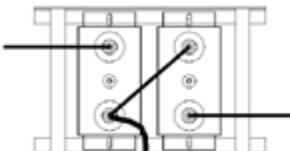
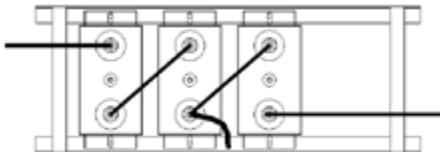
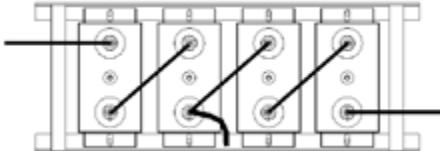
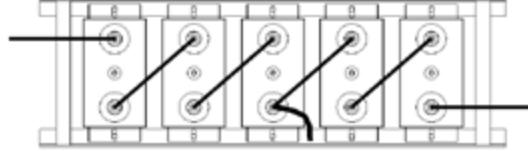
Onde:

- $TSIA$ = tensão suportável de impulso atmosférico mínima, em kVp.
- $TSIA_{LINHA}$ = tensão suportável de impulso atmosférico de linha, em kVp.
- $TSIA_{NEUTRO}$ = tensão suportável de impulso atmosférico do neutro, em kVp.
- s = número de unidades capacitivas em série por fase do banco.

A variável “n” da equação acima deve ser determinada conforme o procedimento a seguir:

- Bancos com neutro isolado: “n” é o número de unidades em relação ao potencial elétrico ao qual as caixas das unidades estão conectadas (ver tabela 9).
- Bancos com neutro aterrado: “n” é o número de unidades capacitivas em série entre o neutro aterrado e o ponto de interesse.

Tabela 9 – Valor de “n” para cálculo das tensões suportáveis de unidades capacitivas

Número de unidades capacitivas em série em cada plataforma (rack)	Esquema de ligação do potencial elétrico (ponto intermediário) à plataforma	Valor de “n”
1		1
2		1
3		2
4		2
5		3

Isolamento Entre Fases e Entre Partes de uma Mesma Fase

O isolamento entre fases de um banco de capacitores deve ser pleno e definido com base nos valores padronizados das tabela 7 e tabela 8. O isolamento entre plataformas de fases diferentes pode ser reduzido a um valor proporcional da isolação total.

O isolamento entre partes de uma mesma fase deve ser determinado conforme o seguinte procedimento:

- Tensão suportável à frequência industrial: a tensão suportável pode ser calculada conforme a expressão a seguir:

$$TSFI = 2,15 \cdot U_C \cdot n$$

Onde:

- $TSFI$ = tensão suportável à frequência industrial entre as partes consideradas, em kV.
- U_C = tensão nominal das unidades capacitivas, em kV.
- n = número de unidades capacitivas em série entre as partes consideradas.
- Tensão suportável de impulso atmosférico: o valor mínimo para a tensão suportável deve ser calculado segundo a equação a seguir.

$$TSIA = \frac{TSIA_{LINHA} - TSIA_{NEUTRO}}{s} \cdot n$$

Onde:

- $TSIA$ = tensão suportável de impulso atmosférico entre as partes, em kVp.
- $TSIA_{LINHA}$ = tensão suportável de impulso atmosférico de linha, em kVp.
- $TSIA_{NEUTRO}$ = tensão suportável de impulso atmosférico do neutro, em kVp.
- s = número de unidades capacitivas em série por fase do banco.
- n = número de unidades capacitivas em série entre as partes consideradas.

O nível de isolamento de reatores de amortecimento e/ou de filtro ligados em série com o banco de capacitores deve ser, no lado de linha, igual ou superior ao nível de isolamento do sistema.

Proteção de Bancos de Capacitores

A proteção de bancos de capacitores consiste de esquemas internos e externos que visam proteger o próprio banco, bem como o sistema ao qual o banco está conectado.

Os esquemas internos visam à detecção de falhas internas ao próprio banco, com os objetivos de isolar um componente defeituoso (unidades e/ou elementos capacitivos), desconectar o banco no caso de falhas que possam resultar num colapso total do equipamento e de alarmar no caso de desequilíbrios.

Os esquemas externos visam à proteção do banco contra solicitações externas vindas do sistema, e a proteção do sistema contra as solicitações causadas pela operação do banco de capacitores. Os esquemas externos ou sistêmicos podem se constituir de meios para controle de sobretensões e sobrecorrentes transitórias, desconexão do banco no caso de faltas severas na subestação (ou nas suas proximidades) e/ou no caso de condições anormais de operação.

A proteção contra faltas internas nas unidades capacitivas do banco é realizada pelos seus elementos fusíveis, sejam internos ou externos. No caso de capacitores *fuseless*, a solda efetiva dos eletrodos no caso de uma ruptura dielétrica de um elemento capacitivo é a garantia de que não haverá formação interna de gases, e a unidade poderá operar continuamente com um grupo série de elementos a menos.

Os esquemas externos para proteção de bancos de capacitores são formados, basicamente, por equipamentos e/ou relés com diferentes funções, conforme descrito a seguir:

- Para-raios para proteção contra surtos de tensão (atmosféricos e/ou de manobra).
- Reatores de amortecimento, resistores de pré-inserção e/ou relés sincronizadores para controle das tensões e correntes transitórias de energização e de descarga do banco de capacitores, protegendo assim os dispositivos de manobra, unidades capacitivas, transformadores de medida e demais equipamentos do banco e/ou da subestação.
- Disjuntores, chaves ou fusíveis limitadores para proteção contra curtos-circuitos na barra e/ou falhas severas no banco de capacitores.
- Relés de tensão para proteção contra sobretensões à frequência industrial e subtensões (interrupções da fonte de tensão).
- Relés com sensibilidade às correntes harmônicas para proteção contra sobrecargas harmônicas nas unidades capacitivas.

Proteção de Desequilíbrio

Quando ocorre uma falha de um elemento capacitivo, há uma alteração da distribuição de tensão e do fluxo de corrente dentro do banco de capacitores. A magnitude destas alterações depende da quantidade de elementos capacitivos falhados e da sua localização dentro do banco. De uma forma geral, estas alterações de tensão e corrente são mais significativas em bancos formados por unidades com fusíveis externos do que naqueles com unidades com fusíveis internos ou sem fusíveis.

A proteção de desequilíbrio, ou desbalanço, consiste em monitorar estas alterações de tensão e corrente dentro do banco, por meio de diferentes conexões e esquemas de relés, com o propósito de alarmar ou desconectar o banco de capacitores quando os elementos e unidades capacitivos remanescentes forem submetidos a sobretensões inadmissíveis. Normalmente, não mais do que 10% de sobretensão é permitido entre os terminais de unidades capacitivas remanescentes.

Além da função de proteção contra sobretensões nas unidades capacitivas e elementos capacitivos devido a falhas internas, a proteção de desequilíbrio também possui as seguintes funcionalidades:

- Proteção contra falhas de isolamento nas unidades capacitivas (isolação principal e buchas).
- Proteção contra falhas nas conexões das unidades capacitivas.
- Proteção contra faltas internas no banco de capacitores.

Para evitar operação indevida da proteção durante manobras e outros transitórios, o relé de desbalanço deve conter um certo atraso que varia de 100 ms a 1 s. Para bancos com fusíveis externos, o tempo da proteção deve ser coordenado com a curva de atuação dos elos fusíveis.

Devido à tolerância de fabricação das unidades capacitivas, pode haver um desbalanço intrínseco ao banco de capacitores. Como uma regra geral, considera-se que as unidades capacitativas devam ser posicionadas de tal forma que o desequilíbrio natural do banco seja inferior a 10% dos ajustes do relé.

Os principais esquemas de proteção de desequilíbrio estão descritos a seguir.

Proteção de Desequilíbrio em Bancos em Estrela com Neutro Aterrado

Em bancos ligados em estrela aterrada, transformadores de corrente são instalados entre o neutro e a terra para detectar a corrente de desequilíbrio do banco, conforme ilustrado na figura 22 para estrela simples, e na figura 23 para dupla estrela. Estes esquemas podem ser influenciados por desbalanços de tensão da rede e sua eficácia dependem do sistema ser efetivamente aterrado. Correntes harmônicas, em particular as de terceira ordem, irão passar pelo transformador de corrente, e um filtro pode ser instalado para evitar distúrbios.

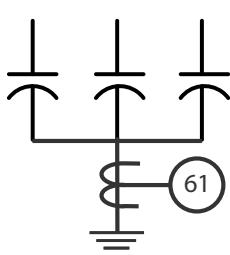


Figura 22 – Banco em estrela aterrada, proteção por corrente de neutro

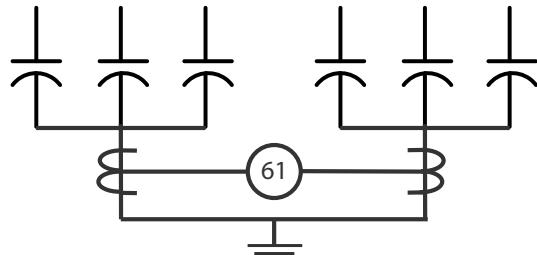


Figura 23 – Banco em dupla estrela aterrada, proteção por diferencial de corrente de neutro

Proteção de Desequilíbrio em Banco em Estrela com Neutro Isolado

Os bancos ligados em estrela simples podem ser protegidos por um transformador de potencial instalado entre o neutro isolado e a terra (figura 24), monitorando a tensão de desequilíbrio que surge no neutro em função das falhas internas às unidades. Este método apresenta baixa sensibilidade devido à influência dos desbalanços de tensão do sistema, e o esquema depende do sistema ser efetivamente aterrado. Este método é mais adequado para capacitores com fusíveis externos do que para as demais tecnologias.

Os bancos ligados em dupla estrela com neutro isolado podem ser protegidos por um transformador de corrente instalado entre os neutros das duas estrelas (figura 25), que não necessariamente precisam ser idênticas. Uma grande vantagem deste método deve-se ao fato de que não é afetado por desequilíbrios de tensão da rede e não favorece o fluxo de correntes harmônicas pelo transformador de corrente. Pode ser usado para capacitores com fusíveis internos, fusíveis externos e *fuseless*. O transformador de corrente deve ser isolado para tensão plena do sistema.

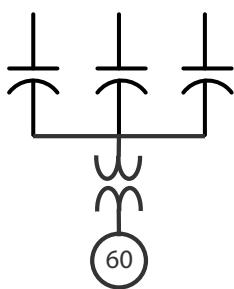


Figura 24 – Banco em estrela isolada,
proteção por tensão de neutro

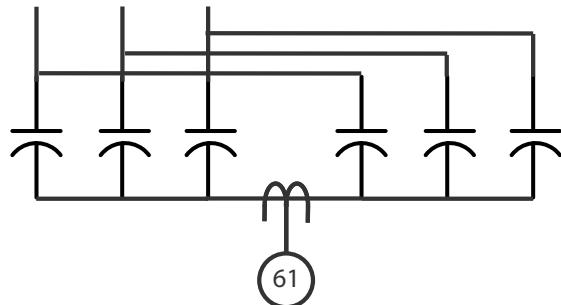


Figura 25 – Banco em dupla estrela isolada,
proteção por corrente entre neutros

Proteção de Desequilíbrio ou Proteção por Diferencial de Tensão

Para bancos de capacitores ligados em estrela, com neutro aterrado ou isolado, pode-se optar pelo esquema de proteção por diferencial de tensão, conforme mostrado na figura 26 para estrela simples, e na figura 27 para dupla estrela. A tensão medida num determinado ponto de cada fase de uma estrela é comparada com a tensão fase-neutro do sistema ou com a tensão no mesmo ponto da segunda estrela, por meio de transformadores de potencial.

Considerando que os sinais são obtidos individualmente para cada fase do banco, três zonas de proteção são criadas, o que aumenta a sensibilidade da proteção, além de deixar o esquema imune aos desequilíbrios de tensão do sistema.

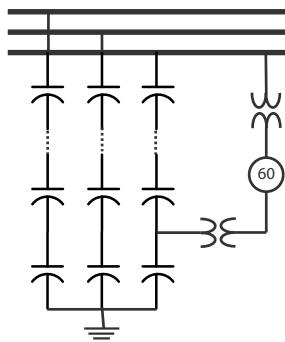


Figura 26 – Banco em estrela aterrada, proteção por diferencial de tensão

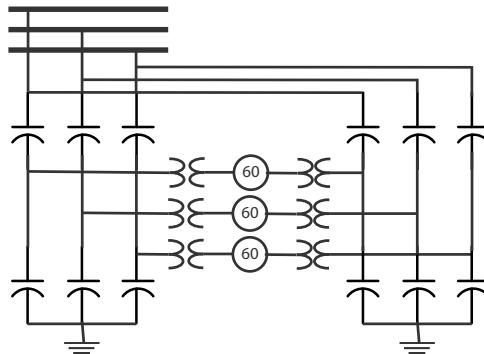


Figura 27 – Banco em dupla estrela aterrada, proteção por diferencial de tensão

Proteção de Desequilíbrio em Bancos em Ponte H

A proteção de bancos em ponte H é realizada por meio de um transformador de corrente instalado entre dois pontos de mesmo potencial dos dois ramos (figura 28). Este método é bastante apropriado para grandes bancos de capacitores, não sendo influenciado por desequilíbrios de tensão do sistema. Podem ser aplicados tanto para bancos ligados em estrela, com neutro aterrado ou isolado, como para bancos em delta.

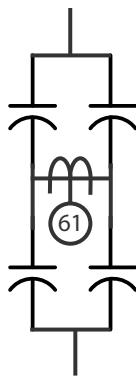


Figura 28 – Banco em ponte H

Proteção contra Surtos de Tensão

A proteção primária contra surtos de tensão, provenientes de descargas atmosféricas e/ou de manobras, é feita por para-raios instalados junto ao banco de capacitores. A conexão destes equipamentos pode ser realizada de três formas distintas:

- Fase-Terra.
- Fase-Neutro (de bancos ligados em estrela ou dupla estrela isolada).
- Fase-Fase.

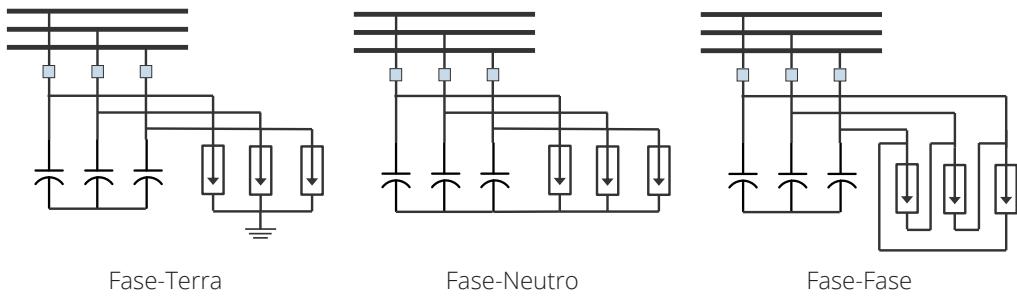


Figura 29 – Métodos de conexão dos para-raios em bancos de capacitores

A escolha do tipo de conexão do para-raios tem influência no nível de proteção e na absorção de energia do para-raios durante as condições transitórias do banco.

A máxima tensão de operação contínua no ponto de instalação deve levar em consideração o aumento da tensão devido à presença de reatores em série com o banco. A definição da tensão nominal do para-raios deve considerar, ainda, as possíveis sobre-tensões temporárias às quais o banco estará sujeito, bem como os requisitos de energia decorrentes dos surtos de tensão, atmosférica e/ou de manobra.

Outro aspecto importante sobre surtos atmosféricos é que um banco de capacitores de potência elevada normalmente é autoprotegido para descargas atmosféricas. Considere, por exemplo, um banco de 138 kV, 25 Mvar instalado em uma subestação com as proteções contra descargas atmosféricas diretas bem projetadas. Um raio capaz de insidir diretamente nos barramentos da subestação não terá carga superior a 1 Coulomb. Logo, a tensão máxima que o banco ficará após a penetração de um surto será de aproximadamente 500 kV. Como o nível básico de isolamento para surtos atmosféricos de um equipamento de 138 kV é normalmente de 650 kV, então, esse banco será autoprotegido para descargas atmosféricas, visto que o banco terá uma margem de segurança de 30%.

Transformadores de Corrente e de Potencial

Os transformadores de corrente e de potencial para aplicação em bancos de capacitores devem ser especificados levando em consideração as condições especiais de operação às quais estarão submetidos, tais como o fluxo de correntes harmônicas e as correntes transitórias de energização e/ou descarga do banco, que se caracterizam por elevadas magnitudes e frequências de oscilação.

Para bancos isolados, os transformadores devem ser isolados para tensão plena no sistema, enquanto que a isolação pode ser reduzida em bancos aterrados. A tensão no terminal de neutro pode se elevar significativamente durante as manobras do banco.

Os transformadores de corrente podem requerer proteção contra sobretensões, tais como para-raios ou centelhedores, tanto no enrolamento primário quanto no secundário, em virtude das altas quedas de tensão provocadas pelo fluxo de correntes transitórias, principalmente quando de bancos aterrados.

Os transformadores de potencial indutivo, quando utilizados, devem ser dimensionados para suportar, principalmente, os efeitos térmicos da descarga do banco de capacitores quando da sua desconexão com o sistema. Além disso, pode ser requerida a instalação de um circuito de amortecimento no enrolamento secundário destes transformadores para minimizar os impactos de uma possível ressonância entre o TP e parte e/ou todo o banco de capacitores.

Manobra de Bancos de Capacitores

Em geral, os bancos de capacitores concebidos para controle de tensão e suporte de reativos de sistemas de transmissão e distribuição de energia são manobrados diariamente, em função da curva de carga típica destes sistemas, isto é, os bancos são ligados durante os períodos de carga pesada e/ou média e desligados durante os períodos de carga leve.

Em sistemas industriais, os bancos costumam ser divididos em diversos estágios de menor potência para melhorar o controle de tensão e a correção do fator de potência, sendo que tais estágios podem ser ligados e desligados de forma manual ou automática por meio de dispositivos inteligentes de controle. Já os filtros de harmônicos são manobrados com uma frequência menor já que são destinados também ao controle da distorção harmônica do sistema.

Fenômenos Transitórios em Bancos de Capacitores

Os principais eventos transitórios associados aos bancos de capacitores são:

- Energização isolada de um banco.
- Energização de um banco com a presença de um ou mais bancos em operação na mesma barra e/ou subestação, conhecida como energização *back-to-back*.
- Descarga de um banco para faltas próximas da instalação.
- Ocorrência de reignição do arco (*restrike*) durante a abertura de um banco.

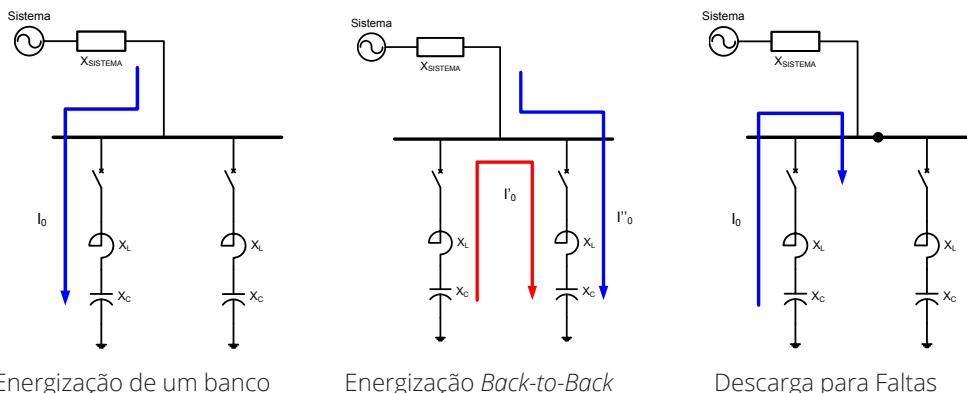


Figura 30 – Principais condições transitórias de manobra

Durante a energização de um banco de capacitores, o capacitor se comporta como um curto-círcito para o sistema. Como consequência disto, após o fechamento do disjuntor, são geradas tensões e correntes transitórias, caracterizadas por elevada magnitude e alta frequência de oscilação, que podem impor severas solicitações aos equipamentos do próprio banco, bem como aos demais equipamentos da subestação.

A energização isolada de um banco é a condição menos severa, pois a impedância do sistema atua como fator limitante para correntes transitórias. A frequência de oscilação, nestes casos, é inferior a 1.000 Hz, o que pode favorecer a transferência de surtos de tensão, através de transformadores, para redes com menores níveis de tensão. Tipicamente, as tensões transitórias podem atingir magnitudes de até 2,0 pu para bancos em estrela isolada.

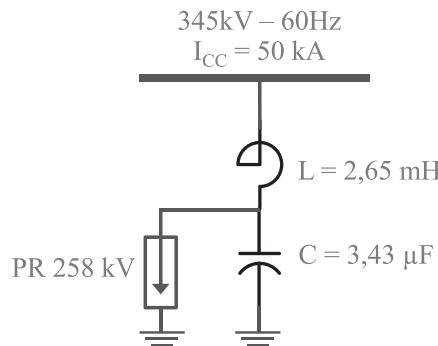
Por outro lado, a energização em *back-to-back* e a descarga de bancos resultam em correntes transitórias bem superiores às encontradas na energização isolada de um banco. Nestes casos, o valor de pico da corrente transitória pode ser dezenas de vezes superior à corrente nominal do banco, e com frequências que podem chegar a 4000 Hz. As altas correntes transitórias podem causar operação indevida de relés, queima de fusíveis limitadores, sobretensões nos transformadores de corrente de linha e/ou de neutro e falhas nos equipamentos do banco de capacitores.

Um fenômeno raro, mas ainda possível, é a ocorrência de reacendimento do arco após a abertura do disjuntor do banco de capacitores, também conhecido como *restrike*, que certamente vai expor o banco e seus componentes a severas condições transitórias. Por este motivo, é sempre recomendado que os disjuntores de bancos de capacitores apresentem baixíssima probabilidade de reacendimento de arco.

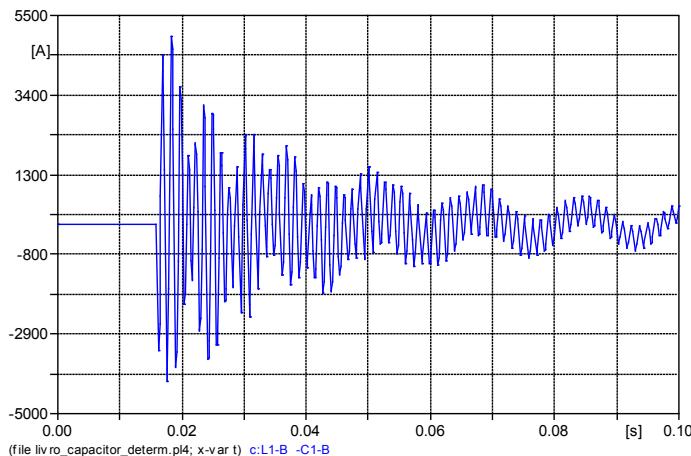
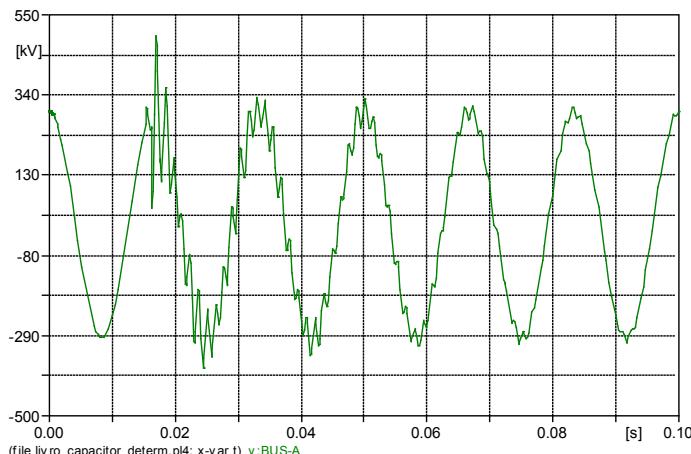
A pior condição de *restrike* acontece quando o banco é desconectado e uma das fases permanece carregada com a tensão do sistema com valor de pico, por exemplo, positivo, e há ocorrência de *restrike* $\frac{1}{2}$ ciclo após a abertura, onde a fase carregada com tensão máxima positiva encontra uma tensão do sistema no seu valor de pico porém com polaridade oposta, neste exemplo, negativa. O banco é então carregado com uma tensão de 2,0 pu com relação à sua tensão nominal, causando elevadas solicitações dilétricas nas unidades capacitivas e correntes transitórias de magnitude e frequência bastante elevadas.

Exemplo de Aplicação

Considere um banco de capacitores de potência nominal 150 Mvar, instalado num sistema com tensão e frequência nominais de 345 kV e 60 Hz, respectivamente, e nível de curto-círcuito trifásico de 50 kA, conforme ilustrado na figura 31. Um reator de amortecimento com reatância nominal de 1Ω (2,65 mH) é ligado em série com o capacitor do banco, que por sua vez também é protegido por para-raios com tensão nominal de 258 kV, ligado em paralelo.

**Figura 31** – Banco de Capacitores 345kV 150Mvar 60 Hz

A corrente de energização isolada deste banco é apresentada na figura 32. Note que o valor de pico da corrente de energização é de 4,95 kA e a frequência de oscilação é da ordem de 710 Hz. A tensão fase-terra no barramento após a energização atinge 494 kV, o que corresponde a 1,67 pu da tensão nominal do sistema, conforme ilustrado pela figura 33.

**Figura 32** – Corrente no disjuntor durante a energização isolada**Figura 33** – Tensão no barramento durante energização isolada

Para o mesmo banco da figura 31, a corrente de energização *back-to-back* é apresentada na figura 34, considerando um banco de mesma potência já em operação no mesmo barramento. A contribuição de corrente do banco em operação chega a 7,45 kAp com uma frequência de 1.700 Hz. A passagem desta corrente pelo reator de amortecimento em série com o banco provoca uma elevada queda de tensão entre os terminais do enrolamento, que deve ser considerada pelo fabricante durante o projeto do equipamento. Neste caso, a tensão entre terminais do reator atinge 190 kVp, conforme mostrado na figura 35.

A contribuição de corrente do sistema é bastante similar à condição de manobra isolada, conforme apresentado na figura 36, chegando a 4,3 kAp em 565 Hz. Durante a energização *back-to-back*, as sobretensões nos bancos de capacitores provocam a atuação dos para-raios em paralelo. Na figura 37 é apresentada a absorção de energia no para-raios do banco em operação, que chega a 135 kJ em uma das fases. Um para-raios com tensão nominal de 258 kV, que foi utilizado nas simulações, teria uma capacidade de absorção em torno de 2.000 kJ, para uma taxa típica de 7,8 kJ/kV. Consultar também o item 4 para maiores detalhes sobre a utilização de para-raios em bancos de capacitores.

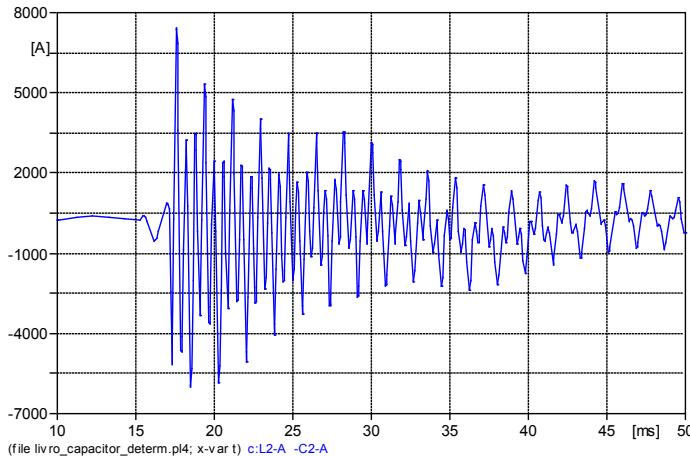


Figura 34 – Contribuição de corrente do banco em operação durante a energização *back-to-back*

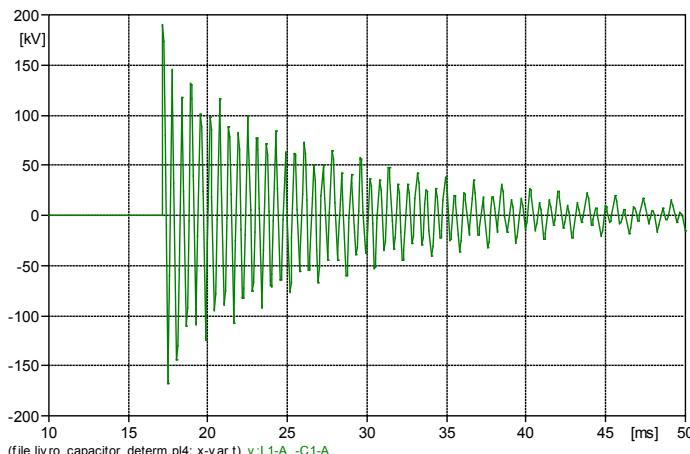


Figura 35 – Tensão entre terminais do reator de amortecimento durante a energização *back-to-back*

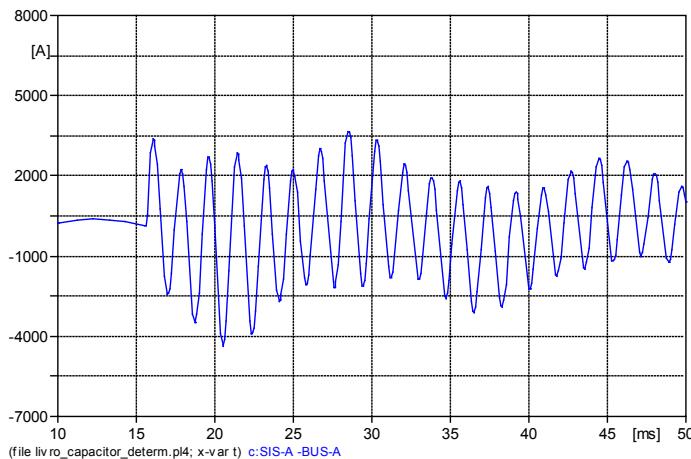


Figura 36 – Contribuição de corrente do sistema durante a energização *back-to-back*

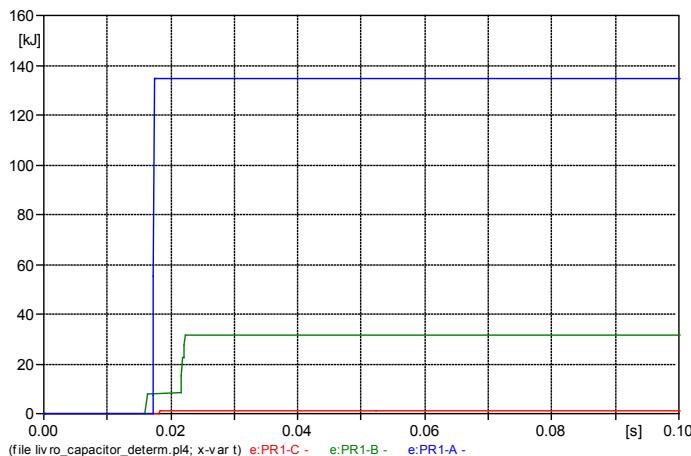


Figura 37 – Absorção de energia no para-raios do banco durante a energização *back-to-back*

A ocorrência de *restrike* quando da abertura do banco de 150 Mvar da figura 31 resulta numa tensão de aproximadamente 600 kV nos terminais do banco de capacitores (figura 39), o que corresponde a 2,03 pu da tensão nominal do sistema. Note que a tensão no terminal do banco, no momento do reacendimento do arco, está no pico positivo da tensão, ou seja, com +295 kV e subitamente passa para quase -600 kV. A taxa de variação da tensão pode resultar em solicitações dielétricas excessivas nas unidades capacitivas, podendo causar falhas internas e/ou atuação dos fusíveis.

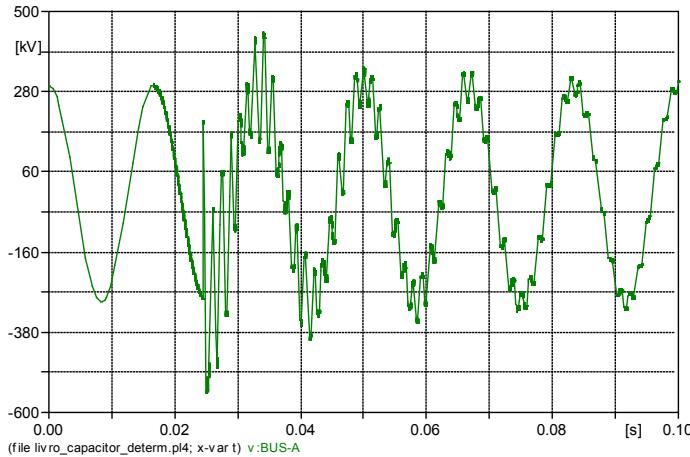


Figura 38 – Tensão do barramento em decorrência de reacendimento do arco

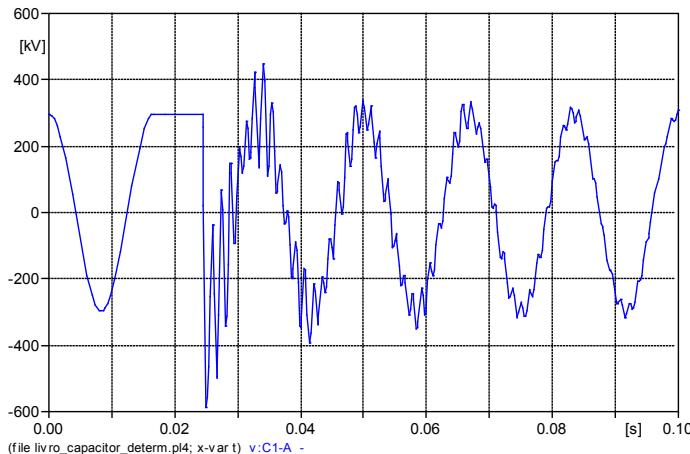


Figura 39 – Tensão no banco de capacitores em decorrência de reacendimento do arco

A corrente de energização, em decorrência do *restrike*, atinge valores da ordem de 8 kAp, conforme mostrado na figura 40, tão elevada quanto à corrente encontrada na energização *back-to-back*. Nesta condição, também há atuação do para-raios do banco, que resulta em absorção de energia da ordem de 1.400 kJ, na fase mais crítica, o que corresponde a 70% da capacidade do para-raios considerado.

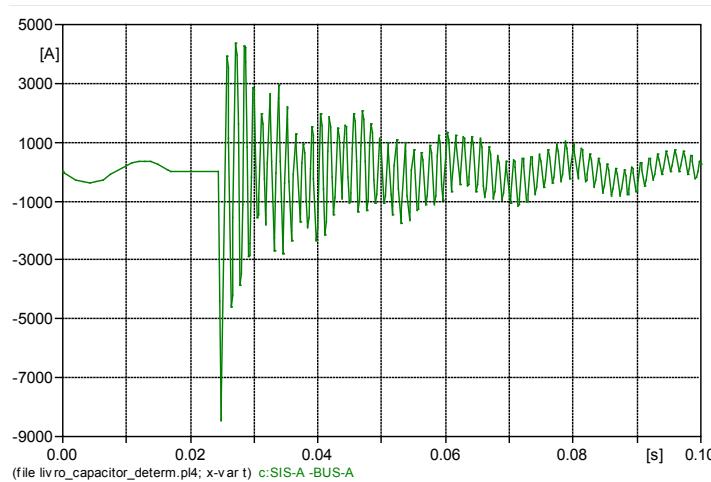


Figura 40 – Corrente no banco de capacitores em decorrência de reacendimento do arco

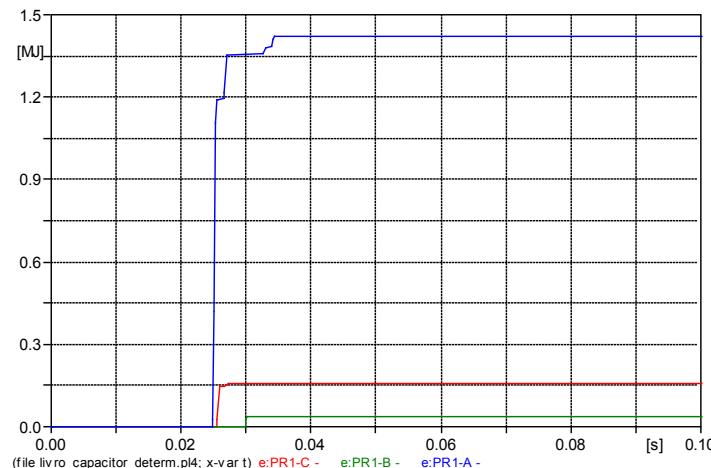


Figura 41 – Absorção de energia no para-raios do banco em decorrência de reacendimento do arco

Para minimizar a magnitude e frequência das correntes transitórias, é comum a instalação de reatores de amortecimento (*damping reactors*) em série com o banco. Caso contrário, poderá haver superação dos limites admissíveis tanto do dispositivo de manobra [5][6] quanto das unidades capacitivas.

Métodos de Controle das Tensões e Correntes Transitórias

Existem diferentes métodos para controlar as tensões e correntes transitórias, minimizando assim os seus impactos no sistema. A definição do método a ser implementado deve passar por estudos que levam em consideração o ganho efetivo, custo da solução, requisitos de operação e manutenção, confiabilidade etc. Os principais métodos estão descritos a seguir:

- Instalação de reatores limitadores ou de amortecimento para limitar o valor de pico e a frequência da corrente transitória de energização e de descarga do banco.
- Utilização de equipamentos de manobra com resistores ou indutores de pré-inserção, que serão inseridos no circuito apenas durante a operação de manobra, sendo posteriormente curto-circuitados.
- Aplicação de dispositivos sincronizadores que determinam o instante mais favorável para o fechamento e/ou para a abertura do equipamento de manobra, de tal forma a minimizar as tensões e correntes transitórias resultantes.

Normalmente, os reatores de amortecimento usados em bancos de capacitores são do tipo seco com núcleo de ar, podendo ser instalados tanto no lado “barra” quanto no lado “neutro” do banco de capacitores.

Quando instalado no lado “barra”, o reator e sua estrutura suporte devem ser dimensionados para suportar os efeitos térmicos e dinâmicos de um curto-círcuito no ponto de conexão entre o reator e o banco, e ser isolados para os mesmos níveis de isolamento do sistema onde o banco está conectado. O terminal inferior do reator poderá ter isolamento à terra reduzido quando for instalado sobre a estrutura metálica do banco, desde que possua isolação apropriada para a terra, ou quando for instalado no lado “neutro” de bancos conectados em estrela aterrada.

Os reatores de dessintonia de bancos de capacitores e os reatores de sintonia de filtros de harmônicos também atuam como reatores de amortecimento, embora não tenham sido especificados originalmente para esta função. Em geral, as elevadas indutâncias destes tipos de reator resultam em baixas correntes transitórias, que oscilam na frequência de sintonia do filtro ou de dessintonia do banco.



Figura 42 - Reator de amortecimento, tipo seco com núcleo de ar

É recomendado que as solicitações de tensão e corrente associadas às diferentes condições transitórias nos componentes do banco de capacitores (unidades capacitivas, disjuntores, seccionadores, transformadores de corrente e de potencial, reatores e para-raios) devem ser fornecidas aos fabricantes dos equipamentos por ocasião da especificação. Além dos valores máximos, devem ser informadas a duração e a frequência de

ocorrência do fenômeno transitório. Em alguns casos, pode-se também fornecer curvas mostrando as formas de onda de tensão e/ou corrente, obtidas de simulações computacionais em programas de transitórios eletromagnéticos (ATP, EMTP, EMTDC, PSCAD etc.).

Modelo Representativo para Estudos

O modelo representado de uma unidade capacitiva para estudos de transitórios eletromagnéticos está mostrado na figura 43.

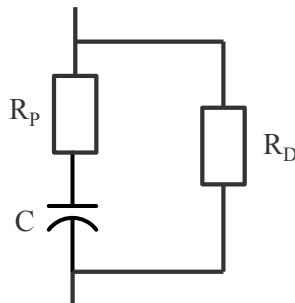


Figura 43 – Modelo de uma unidade capacitiva

Onde:

- C = capacidade da unidade capacitativa, em F.
- R_p = resistência representativa das perdas dielétricas, em Ω .
- R_D = resistência de descarga da unidade capacitativa, em Ω .

Os valores atribuídos para C e R_p devem ser coerentes com a finalidade do estudo a ser realizado, uma vez que estes parâmetros variam com a temperatura e ainda possuem uma variação dentro da respectiva tolerância de fabricação. Por exemplo, se o interesse for estudos de transitórios de descarga dos capacitores, o valor de capacidade deve ser considerado no limite superior da tolerância, normalmente +10%, e R_p deverá ser obtido considerando uma temperatura em torno de 75 °C.

Considerando que um banco de capacitores é uma associação série-paralela de unidades capacitivas, o modelo de um banco pode ser facilmente obtido com a associação série-paralela do modelo apresentado para as unidades capacitivas, lembrando que os valores de C e R_p devem ser escolhidos de forma conservativa, de acordo com a finalidade do estudo a ser realizado.

Também poderá ser levado em consideração a indutância intrínseca do banco, decorrente principalmente dos cabos de conexão entre as unidades capacitativas. Estes parâmetros são da ordem de 5 μH para bancos acima de 46 kV. A melhor prática é verificar estes valores a partir de ensaios complementares, que poderão ser realizados aplicando-se tensão a uma das fases, seguido do fechamento dos seus terminais e consequente medição da forma de onda de corrente transitória de descarga do banco. Por este ensaio, poderão ser obtidos os valores de L e R_p pela frequência e amortecimento da curva.

Harmônicos em Bancos de Capacitores

As unidades capacitivas são equipamentos sensíveis às correntes harmônicas, uma vez que as perdas dielétricas internas são proporcionais ao quadrado da tensão aplicada, à capacidade da unidade e à frequência da corrente. Caso as correntes harmônicas não sejam devidamente consideradas no projeto, a sua circulação aumenta as solicitações dielétricas nos elementos capacitivos, podendo causar aquecimento excessivo do capacitor e, consequentemente, redução da vida útil do equipamento.

Por este motivo, é recomendado que a tensão nominal de bancos de capacitores instalados em sistemas com a presença de harmônicos seja calculada como sendo, no mínimo, a soma aritmética dos valores eficazes da tensão à frequência fundamental e das tensões às frequências harmônicas, conforme mostrado na equação a seguir:

$$U_C = \sum_{h=1}^n U_h = U_1 + U_2 + U_3 + \dots + U_n$$

Onde:

U_C = tensão nominal eficaz do banco de capacitores, em V.

U_1 = tensão eficaz à frequência fundamental, em V.

U_2, U_3, \dots, U_n = tensões eficazes às frequências harmônicas, em V.

A corrente nominal de um banco de capacitores deve ser definida como sendo, no mínimo, a raiz quadrada dos valores quadráticos eficazes das correntes na frequência fundamental e harmônicas, conforme a equação a seguir:

$$I_C = \sqrt{\sum_{h=1}^n I_h^2} = \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 + \dots + I_n^2}$$

Onde:

I_C = corrente nominal eficaz do banco de capacitores, em A.

I_1 = corrente eficaz à frequência fundamental, em A.

I_2, I_3, \dots, I_n = correntes eficazes às frequências harmônicas, em A.

Nos bancos de capacitores de filtros de harmônicos, a tensão eficaz à frequência fundamental deverá considerar ainda a queda de tensão devido à presença do reator em série com o capacitor. Também podem ser levadas em consideração a operação do sistema com tensões acima da nominal e as tolerâncias de fabricação das unidades capacitivas e dos reatores do filtro. A presença do reator em série com o capacitor resulta num incremento de tensão que depende da frequência de sintonia do filtro, conforme dado pela equação a seguir:

$$\Delta U_{C1} = \left(\frac{1}{h^2 - 1} \right) \cdot U_N$$

Onde:

ΔU_{C_1} = incremento de tensão eficaz do banco à frequência fundamental, em V.

U_N = tensão nominal do sistema, em V.

h = ordem de sintonia do filtro, em pu da frequência fundamental.

Os filtros de harmônicos são equipamentos destinados a controlar a distorção harmônica do sistema. São formados pela combinação de capacitores, reatores (ou indutores) e, em alguns casos, resistores, sintonizados numa determinada frequência de sintonia e dimensionados para prover uma determinada quantidade de potência reativa à frequência fundamental.

Existem diversos tipos de filtros e a escolha da configuração mais adequada deve ser feita com base em estudos que levam em consideração a fonte de harmônicos, as diferentes topologias do sistema, os níveis máximos permitidos de distorção harmônica e a potência reativa a ser fornecida pelo sistema de filtragem.

Em sistemas de transmissão, os compensadores estáticos à base de tiristores (SVC) e as estações conversoras de sistemas de transmissão em corrente contínua (HVDC) são algumas das possíveis fontes de correntes harmônicas. Por este motivo, estes sistemas possuem um conjunto de filtros de harmônicos, devidamente especificados, para manter as distorções abaixo dos limites permitidos.



Figura 44 - Filtros de harmônicos instalados em sistemas de transmissão

No Brasil, segundo os Procedimentos de Rede do Setor Elétrico, os limites globais de distorção devem ser inferiores aos mostrados na tabela 10, enquanto que os limites individuais devem ser inferiores aos apresentados na tabela 11.

Tabela 10 – Limites globais de tensão em porcentagem da tensão fundamental

V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
Ímpares		Pares		Ímpares		Pares	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3, 5, 7	5%			3, 5, 7	2%		
		2, 4, 6	2%			2, 4, 6	1%
9, 11, 13	3%			9, 11, 13	1,5%		
		≥ 8	1%			≥ 8	0,5%
15 a 25	2%			15 a 25	1%		
≥ 27	1%			≥ 27	0,5%		
DTHT < 6%				DTHT < 3%			

Tabela 11 – Limites individuais de tensão em porcentagem da tensão fundamental

V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
Ímpares		Pares		Ímpares		Pares	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3 a 25	1,5%			3 a 25	0,6%		
		todos	0,6%			todos	0,3%
≥ 27	0,5%			≥ 27	0,4%		
DTHT < 3%				DTHT < 1,5%			

6. REQUISITOS PARA ESPECIFICAÇÃO

Os requisitos mínimos para projeto de unidades capacitivas e bancos de capacitores estão apresentados a seguir, sem os quais não é possível dimensionar, de forma apropriada, tais equipamentos. Outros requisitos importantes para especificação de capacitores e bancos também são apresentados. Tais informações, se não forem especificadas, podem ser deduzidas, calculadas ou então assumidas pelo fabricante durante o projeto dos equipamentos de tal forma a resultar no projeto mais econômico do equipamento.

Unidades Capacitivas

Os requisitos mínimos para especificação de uma unidade capacitiva são:

- Aplicação (capacitor em derivação, capacitor série, filtro de harmônicos etc.).
- Norma aplicável (NBR 5282, IEC 60076-1 ou IEEE Std 18).
- Tensão nominal, em V.
- Frequência nominal, em Hz.
- Potência nominal, em kvar, à tensão e frequência nominais.
- Tensão máxima operativa em regime permanente, em V.
- Níveis de isolamento, em kV, à frequência industrial e impulso atmosférico.

Outros requisitos também importantes são:

- Categoria de temperatura.
- Tolerância da capacitância.
- Proteção individual da unidade capacitiva (fusíveis internos, externos ou sem fusíveis).
- Sobretensões à frequência industrial e transitórias, em V ou pu da tensão nominal.
- Distância de escoamento das buchas, em mm/kV.
- Gradiente de tensão máximo, em kV/mm.
- Perdas dielétricas máximas, em W/kvar.
- Características de descarga (tensão residual, em V, e tempo de descarga, em min).
- Requisitos de ensaios (rotina, tipo e/ou especiais).

Bancos de Capacitores

Os requisitos mínimos para especificação de um banco de capacitores são:

- Aplicação (capacitor em derivação, capacitor série, filtro de harmônicos etc.).
- Norma aplicável (NBR 5282, IEC 60076-1 ou IEEE Std 18).
- Uso interno ou externo.
- Tensão nominal, em V.
- Frequência nominal, em Hz.
- Potência nominal, em kvar, à tensão e frequência nominais.
- Tensão máxima operativa em regime permanente, em V.
- Níveis de isolamento, em kV, à frequência industrial e impulso atmosférico.

Outros requisitos também importantes são:

- Esquema de ligação.
- Aterramento do neutro.
- Número de capacitores em série por fase.
- Número de capacitores em paralelo por fase.
- Categoria de temperatura.
- Tolerância da capacitância.
- Perdas dielétricas máximas, em W/kvar.
- Sobretensões à frequência industrial e transitórias, em V ou pu da tensão nominal.
- Características de descarga (tensão residual, em V, e tempo de descarga, em min).
- Distância de escoamento dos isoladores, em mm/kV.
- Forma de proteção individual da unidade capacitiva (fusíveis internos, externos ou *fuseless*).
- Forma de proteção de desequilíbrio do banco de capacitores.
- Forma de proteção contra surtos, se aplicável.

- Forma de proteção contra os transitórios de manobra, se aplicável (neste caso, deve-se informar os dados nominais do reator de amortecimento e/ou resistor de pré-inserção).
- Tensão e corrente transitória de energização mais desfavorável, bem como o número provável de energizações por dia (magnitude, frequência e taxa de amortecimento).
- Corrente de descarga do banco de capacitores para curtos-circuitos próximos (magnitude, frequência e taxa de amortecimento).
- Requisitos de ensaios (rotina, tipo e/ou especiais).

7. ENSAIOS

Os ensaios de rotina, tipo e especiais aplicáveis para unidades capacitivas estão apresentados na tabela 12. Os procedimentos de ensaio são basicamente os mesmos para as três principais normas, com algumas pequenas diferenças nos requisitos, tais como tensão de ensaio, duração, referências etc.

Tabela 12 – Ensaios em unidades capacitivas

	NBR 5282 (1998)	IEC 60871-1 (2005)	IEEE Std 18 (2002)
Testes de Rotina	Medição da capacidade	<i>Capacitance measurement</i>	Capacitance test
	Medição do fator de perdas	<i>Measurement of tangent of the loss angle of the capacitor</i>	<i>Loss determination test</i>
	Tensão suportável entre terminais	<i>Voltage test between terminals</i>	<i>Terminal-to-terminal overvoltage test</i>
	Tensão suportável entre terminais e caixa	<i>AC voltage test between terminal and container</i>	<i>Terminal-to-case overvoltage test</i>
	Ensaio de estanqueidade	<i>Sealing test</i>	<i>Leak test</i>
	Medição da resistência ôhmica do dispositivo interno de descarga	<i>Test of internal discharge device</i>	<i>Discharge resistor test</i>
	Ensaio de descarga de curto-círcuito (NBR 8603)	<i>Discharge test on internal fuses</i>	<i>Fuse capability test for internally fused capacitors</i>
Testes de Tipo	Ensaio de estabilidade térmica	<i>Thermal stability test</i>	<i>Thermal stability test</i>
	Tensão suportável entre terminais e caixa	<i>AC voltage test between terminals and container</i>	<i>Impulse withstand test</i>
	Tensão suportável de impulso atmosférico entre terminais e caixa	<i>Lightning impulse voltage test between terminals and container</i>	<i>Short-circuit discharge test</i>
	Medição do fator de perdas à temperatura elevada	<i>Measurement of tangent of the loss angle of the capacitor at elevated temperature</i>	<i>Voltage decay test</i>
	Ensaio de descarga de curto-círcuito	<i>Short-circuit voltage discharge test</i>	<i>Bushing test</i>
	Ensaio de tensão residual	<i>Test of an external fuse in combination with a capacitor</i>	<i>Radio influence voltage test</i>
	Ensaio de interrupção de fusíveis internos (NBR 8603)	<i>Disconnecting test on internal fuses</i>	
Testes Especiais	Teste de Durabilidade	<i>Endurance Test</i>	

O ensaio especial de durabilidade (*endurance*) tem por objetivo validar o projeto e a fabricação de um determinado tipo ou tecnologia de unidade capacitiva. Neste ensaio, o capacitor é inicialmente submetido a milhares de ciclos de sobretensões, para verificar a suportabilidade do dielétrico e, posteriormente, é energizado com 1,4 U_N por um longo período de tempo (500 h, conforme a NBR 5282) para acelerar o envelhecimento do capacitor, provocando assim a ruptura dielétrica prematura caso a unidade capacitiva não tenha sido projetada e/ou fabricada adequadamente.

8. REFERÊNCIAS

- [1] ABNT/NBR 5282. *Capacitores de Potência – Especificação*.
- [2] IEC 60071-1. *Shunt capacitors for AC Power Systems – Part 1: General*.
- [3] IEEE Std 18. *IEEE Standard for Shunt Power Capacitors*.
- [4] IEEE Std C37.99. *IEEE Guide for the Protection of Shunt Capacitor Banks*.
- [5] C37.06-2009. *IEEE Standard for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis – Preferred Ratings and Related Required Capabilities for Voltages Above 1000 V*.
- [6] IEC 62271-100. *High Voltage Alternating-Current Circuit Breakers*.
- [7] NATARAJAN, R. *Power System Capacitors*, 2005.
- [8] ACHA, E.; MADRIGAL, M. *Power System Harmonics*, John Wiley & Sons, 2001.
- [9] GREENWOOD, A. *Electrical Transient in Power Systems*, John Wiley & Sons, 1991.
- [10] *Procedimentos de Rede do Sistema Elétrico (ONS)*.

CAPÍTULO 14

Capacitores Série

Fabio Machado Resende



Capacitor série de 765 Mvar na SE em Ibiúna 500 kV

1. OBJETIVO

Apresentar as características básicas dos capacitores série, as normas usuais, a necessidade do sistema de proteção, os efeitos dos capacitores série no sistema, os tipos construtivos, os componentes, os estudos para especificação, especificação técnica e os ensaios.

Palavras-chave: capacitor série, banco de capacitores série, banco série, unidade capacitiva, centelhador, varistor, capacitor série controlado por tiristores, proteção contra sobretensões, ABNT NBR 8763, IEC 143:1992.

2. INTRODUÇÃO

Os capacitores série são utilizados em linhas de transmissão para diminuir suas reatâncias série e, em consequência, a distância elétrica entre suas barras terminais.

A utilização de capacitor série proporciona:

- Aumento da capacidade de transmissão de potência na linha.
- Aumento da estabilidade do sistema.
- Diminuição das necessidades de equipamentos de controle da tensão, como capacitores em derivação, pois propicia menor queda de tensão ao longo da linha.
- Melhor divisão de potência entre linhas, reduzindo as perdas globais do sistema.
- Economia nos custos, quando comparados a outras alternativas tecnicamente possíveis, notadamente outras linhas de transmissão.

Por conta de algum desses aspectos, são aplicados em sistemas elétricos há mais de 50 anos, geralmente onde há transmissão em longas distâncias.

Como equipamento elétrico, o capacitor série apresenta a peculiaridade de ser, na realidade, um sistema composto por diversos outros equipamentos, com a função exclusiva de proteger as unidades capacitivas contra sobretensões.

A necessidade dessa proteção é ditada por razões de economia no projeto das unidades capacitivas e nos equipamentos do sistema elétrico em geral, uma vez que a reatância negativa do capacitor poderia causar o aparecimento de correntes de curto-circuito muitíssimo elevadas, superiores aos padrões e em consequência, sobretensões através dos capacitores que imporiam necessidades de isolamento inviáveis.

Por se tratarem de equipamentos de aplicação restrita, isto é, não obrigatórios no sistema, como os disjuntores, chaves, TC's, os capacitores série são produzidos por um número pequeno de fabricantes e apresentam significativas diferenças em concepção de projeto.

Além disso, o sistema de proteção dos capacitores pode ser projetado diferentemente em função das necessidades do sistema elétrico.

Em decorrência, não há um consenso quanto à padronização de bancos de capacitores, sendo as normas existentes não abrangentes quanto à instalação completa dos capacitores e equipamentos associados à sua proteção.

No Brasil, as primeiras instalações em operação são de 1989, no sistema de 765 kV projetado para a transmissão da energia da usina de Itaipu [1][2][3]. A partir de 1999, com a crescente interligação do sistema Sudeste com os Norte e Nordeste, houve muitas aplicações em linhas de 500 kV.

Nesse espaço de 10 anos entre as instalações de 765 e 500 kV, os capacitores série passaram por considerável evolução tecnológica, com mudanças sensíveis nos esquemas de proteção contra sobretensões com o uso de varistores a óxido metálico, nas tecnologias de fibras ópticas e digitalização de informações e nos sistemas de proteção, supervisão e controle.

Assim, muita coisa mudou desde o primeiro livro a abordar o assunto no Brasil [4]. Vale ressaltar ainda que a bibliografia sobre os capacitores série foi bastante reforçada desde então com o lançamento em 1996 de um livro [5] exclusivamente sobre a matéria e que aborda detalhadamente todos os aspectos envolvidos com os capacitores série.

Cabe registrar o agradecimento do autor aos colegas de Furnas EletroNorte que colaboraram com informações sobre os bancos série em operação em suas empresas.

3. NORMAS TÉCNICAS

A Norma ABNT NBR 8763 é a norma brasileira para “Capacitores série para sistemas de potência” sendo a última versão de julho de 1998.

Esta Norma foi baseada na IEC 143:1992, que não é abrangente aos componentes da instalação, uma vez que a especificação de um capacitor série, ou banco de capacitores série como também é tratado, tem caráter mais funcional, pois cada fornecedor tem sua tecnologia para definição dos diferentes componentes, como as unidades capacitivas, disjuntores, varistores, TC's, sistemas de proteção, controle e supervisão etc.

Apesar de não estabelecer muitos padrões, apresenta definições importantes, boa descrição das instalações de capacitores série e orientações para a especificação e ensaios.

4. NECESSIDADE DO SISTEMA DE PROTEÇÃO

As sobretensões transitórias durante curto-circuito na rede impõem a necessidade do sistema de proteção às unidades capacitivas que compõem o capacitor série.

Quando ocorre uma falta no sistema, dependendo da sua localização, do grau de compensação série e das características da rede elétrica, a corrente de curto poderia atingir valores elevadíssimos, até da ordem de uma condição de ressonância à frequência industrial.

Como demonstração, vale o exemplo teórico, como o sistema abaixo, com três linhas iguais e igualmente compensadas em 50%.

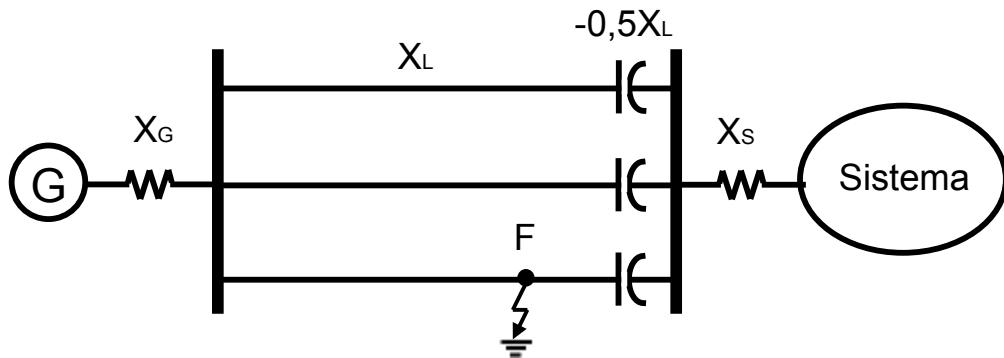


Figura 1 – Sistema com três linhas com compensação série

Considerando a reatância equivalente do sistema muito grande com relação às demais, para uma falta trifásica no ponto F junto ao terminal lado linha do capacitor, a corrente seria:

$$I_{\text{TRIF}} = \frac{V}{X_G + X_L (-0,5 X_L + 0,5 X_L/2)} = \frac{V}{X_G - 0,33 X_L}$$

$$\frac{}{X_L - 0,5 X_L + 0,5 X_L/2}$$

Caso $X_G = 0,33 X_L$, a corrente de curto é infinita, assim como as contribuições através dos capacitores série.

Como a tensão através do capacitor é a integral da corrente dividida pela capacância, para valores elevados de corrente, haveria valores também muitíssimo elevados de sobretensões, o que inviabilizaria economicamente o projeto do capacitor série.

Para que isso não ocorra, são instalados equipamentos de resposta imediata, para o desvio da corrente e a proteção contra sobretensões.

Até os anos 80, esquemas com centelhadores eram utilizados para o desvio da corrente, mas, desde os anos 90, praticamente só se usam varistores a óxido metálico, como se verá adiante.

5. EFEITOS DO CAPACITOR SÉRIE NO SISTEMA

Para o entendimento da função de um capacitor série em um sistema de transmissão, é interessante uma abordagem teórica.

A melhor utilização de uma linha de transmissão, em termos econômicos, se dá com carregamento alto. Nessa condição, há predominância de sua característica indutiva, bem como maiores diferenças nas tensões de suas barras terminais, em módulo e ângulo.

A compensação série capacitiva permite a redução dessas diferenças e a utilização mais eficiente da linha.

O sistema simplificado da figura 2 mostra as tensões terminais, a potência transmitida e a retâncio da linha.

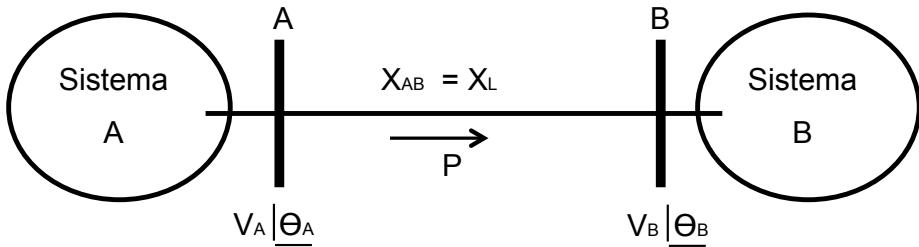


Figura 2 – Linha de transmissão interligando sistemas A e B

A potência transmitida do sistema A para B é :

$$P = \frac{V_A \cdot V_B}{X_{AB}} \operatorname{sen} \alpha, \text{ sendo } \alpha = \theta_A - \theta_B$$

Essa equação permite as seguintes considerações:

- A elevação de V_A e V_B proporciona o aumento de P . O uso de compensação derivada seria um caminho para essa elevação, mas limitada a 105% da tensão nominal do sistema em cada terminal. Ou seja, um pouco acima de 10%, seria o aumento obtido.
- Aumento de α até 90° também proporcionaria aumento de P , até bem mais significativos. No entanto, quando ocorre um defeito no sistema, para uma mesma potência transmitida, quanto menor α , maior a margem de estabilidade para o período “pós-defeito”.
- A redução da reatância série também proporciona aumento da potência. A reatância negativa do capacitor série permite que a reatância entre A e B seja bastante reduzida. Há casos em que se chegou à compensação de 90%, reduzindo X_{AB} a 10% de X_L , com expressivo aumento de P .

O aumento da capacidade de transmissão pela redução do X_{AB} possibilita a elevação das tensões terminais e redução de α , melhorando as condições de estabilidade do sistema.

Além disso, em redes mais malhadas, pode-se obter melhor divisão de potência entre as linhas e redução das perdas de potência do sistema.

Na questão da estabilidade do sistema, vale outro exemplo, como o da figura 3, com uma máquina ligada ao sistema através de duas linhas com compensação série. A oscilação do sistema, quando da ocorrência da falta, pode ser dividida em diferentes estágios:

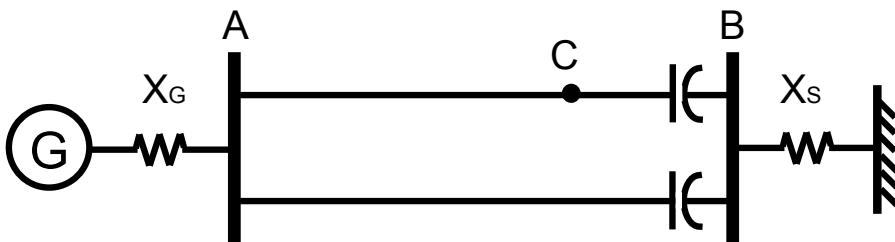


Figura 3 – Duas linhas com BCS interligando sistemas A e B

- Estágio 1 – Sistema em operação normal: reatância de transferência entre A e B, $X_{AB} = X_1$
- Estágio 2 – Ocorre um defeito em um ponto C ao longo da linha: reatância de transferência é sensivelmente aumentada, passando a ser $X_{AB} = X_2 > X_1$. Dependendo do local do curto e do grau de compensação, o capacitor da linha em curto é curto-circuitado.
- Estágio 3 – A linha defeituosa é aberta, incluindo seu capacitor, para limpar a falta e a reatância de transferência torna-se X_3 , sendo $X_1 < X_3 < X_2$.

Considerando, simplificadamente, a não atuação dos reguladores de tensão e velocidade, a questão da estabilidade [6] pode ser examinada através da figura 4, que mostra a oscilação da potência elétrica com o ângulo do gerador durante esses três estágios.

No estágio 1, em regime normal de operação, a potência elétrica do gerador, P_{E1} , é constante e igual à potência mecânica no eixo da turbina, P_M .

Quando ocorre o defeito, no estágio 2, a potência elétrica cai para a curva P_{E2} , pois $X_2 > X_1$ e, como vimos acima, a potência transmitida é inversamente proporcional à reatância de transferência. Como a $P_M > P_{E2}$, a máquina começa a celerar, aumentando o ângulo.

Com a limpeza da falta, no estágio 3, a potência elétrica passa a ser dada pela curva P_{E3} .

Quando $P_{E3} > P_M$ há o efeito de frenagem da máquina. Se a área B for maior que a área A, o sistema será estável.

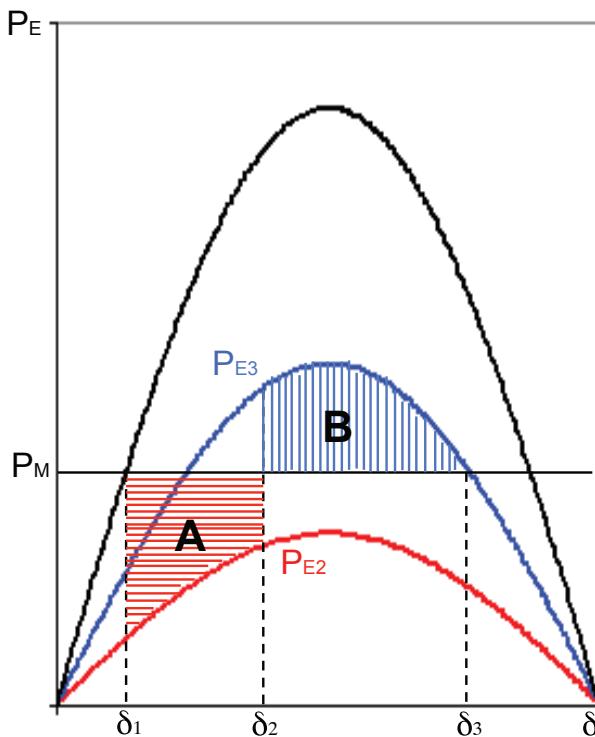


Figura 4 – Oscilação de potência

6. TIPOS CONSTRUTIVOS

Os tipos mais usuais de capacitores série instalados no mundo são os descritos a seguir.

A ênfase nessa descrição é quanto às diferenças na atuação do sistema de proteção contra sobretensões, que definem os principais equipamentos da instalação.

Proteção com Centelhadores

Quando os primeiros capacitores série foram especificados no Brasil, para o sistema 765 kV de Itaipu, os fornecedores ainda não tinham os varistores como tecnologia consolidada e confiável para compor o sistema de proteção contra as sobretensões pós-falta na rede. A proteção básica era com centelhadores, com diferentes configurações, em função da tecnologia do fabricante.

Esse tipo de proteção é o que se tem nos primeiros seis capacitores instalados nas subestações de Ivaiporã (2 x 1017 e 2 x 1056 Mvar) e Itaberá (2 x 1242 Mvar), os maiores do mundo em capacidade e em tensão.

Capacitores com Centelhador Simples

Esses capacitores são protegidos por centelhador simples, cujo esquema simplificado é mostrado na figura 5.

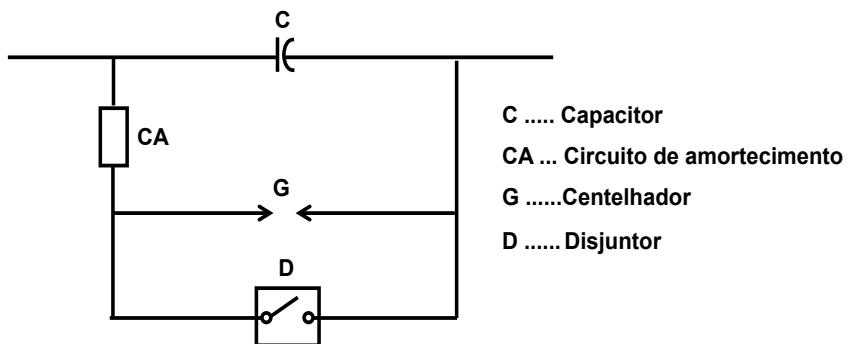


Figura 5 – Proteção com centelhador simples

O funcionamento desse sistema, após a ocorrência de defeito na rede, é:

- O centelhador G dispara e desvia a corrente do capacitor tão logo o nível de tensão, entre seus terminais, atinja o seu ajuste.
- Após o disparo, o disjuntor D é fechado, desviando a corrente do centelhador para permitir seu resfriamento e condições dielétricas adequadas à proteção do capacitor.
- Alguns segundos após a eliminação do defeito, o disjuntor é aberto, restabelecendo o capacitor à operação.

Essa operação de retorno do capacitor é chamada de reinserção e depende do projeto do centelhador e do disjuntor.

Quando há alguma falha interna ao banco série, o disjuntor é acionado e a retirada do capacitor para manutenção é feita mediante a abertura do disjuntor e chaves sectionadoras associadas, mostradas mais adiante.

Esse esquema foi o primeiro utilizado no mundo, na Suécia [7], e era utilizado para reinserção lenta, isto é, na faixa de 300 a 400 milissgundos após a eliminação do defeito, com centelhadores ventilados a ar natural.

Na SE Itaberá, os centelhadores são encapsulados e resfriados a ar comprimido.

Quanto ao circuito de amortecimento, a sua função é dissipar a energia do capacitor, quando curto-circuitado, e é constituído de um resistor (ou varistor) em paralelo com um indutor.

Na figura acima, esse circuito está em paralelo com o capacitor, mas em muitas instalações fica em série. A decisão fica por conta do fabricante que compensa a pequena reatância do reator de amortecimento com um pequeno aumento da reatância do capacitor série.

Capacitores com Centelhador Duplo

Na SE Ivaiporã, cinco capacitores são protegidos pelo esquema de centelhador duplo, mostrado na figura 6.

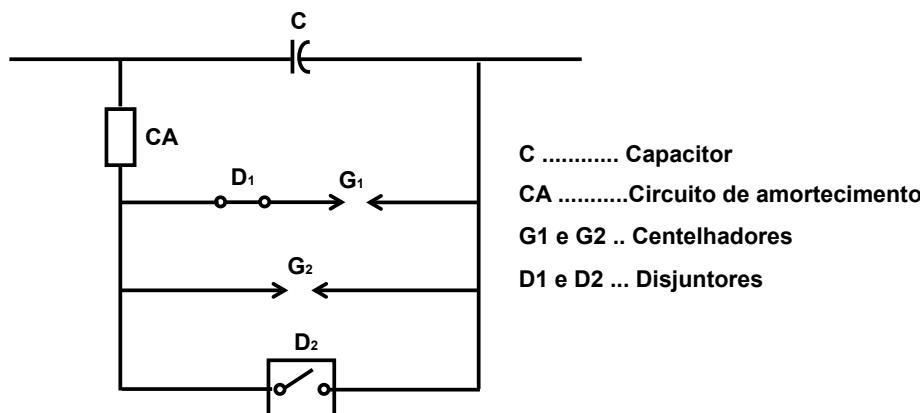


Figura 6 – Proteção com centelhador duplo

O centelhador de desvio da corrente, G_1 , tem ajuste da tensão de disparo da ordem de 20% inferior ao de reinserção, G_2 . Após a ocorrência de falta próxima ao capacitor:

- O centelhador G_1 dispara e desvia a corrente do capacitor tão logo o nível de tensão atinja ajustado.
- Eliminada a falta, o D_1 abre e, quando a linha é religada, o capacitor passa a ser protegido pelo centelhador G_2 e, durante o tempo de recuperação de G_1 , tudo funciona como no sistema com centelhador simples.
- Passado esse tempo, D_1 é fechado e o esquema restaurado.

Apesar de ter o dobro de centelhadores e disjuntores, os requisitos sobre esses equipamentos são menores, o que justificou a opção por esse esquema na SE Ivaiporã e outros lugares.

Quando há alguma falha interna ao banco, o disjuntor D₂ é aberto e as seccionadoras são acionadas para isolação, sem necessidade da abertura da linha.

Proteção com Varistores

Os varistores a óxido metálico são resistores não lineares como os para-raios das subestações e têm como característica básica uma alta não linearidade, funcionando praticamente como um circuito aberto até atingir a tensão de condução.

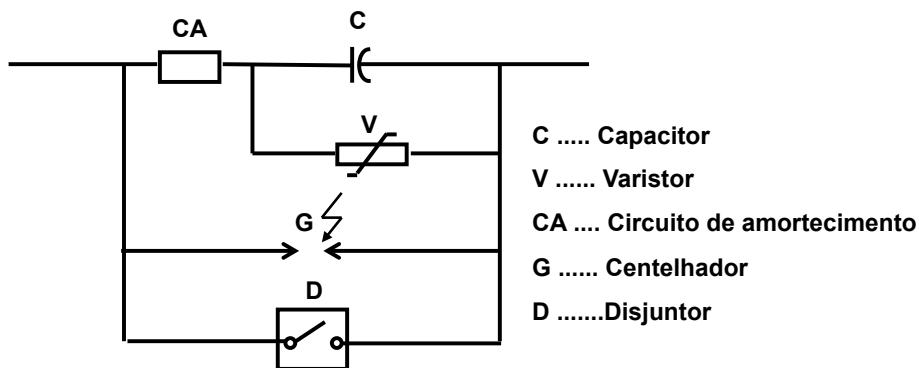


Figura 7 – Proteção com varistores

Após a ocorrência de falta próxima ao capacitor:

- Com a sobretensão através do capacitor igual ou superior ao nível de disparo, o varistor passa a conduzir, desviando a corrente do capacitor.
- Após a eliminação do defeito, o varistor para de conduzir e restabelece o capacitor para operação.

O varistor pode ser dimensionado para dissipar toda a energia para qualquer defeito no sistema, mas considerável economia pode ser feita, permitindo-se que haja disparo do centelhador para as faltas na própria onde está instalado (comumente chamada falta interna), que, afinal, será aberta, retirando também o capacitor de operação.

Nesse caso, o funcionamento do esquema, para faltas internas, seria

- O centelhador G é disparado quando a proteção do varistor deteta sobrecarga.
- O disjuntor D é fechado para proteger o centelhador, como no esquema de centelhador simples.

Como nos outros esquemas, o disjuntor D é acionado quando há faltas internas ao banco.

Capacitor Controlado por Tiristores

O capacitor série controlado por tiristores (CSCT), na figura 8, tem um sistema de proteção por varistores como o descrito acima.

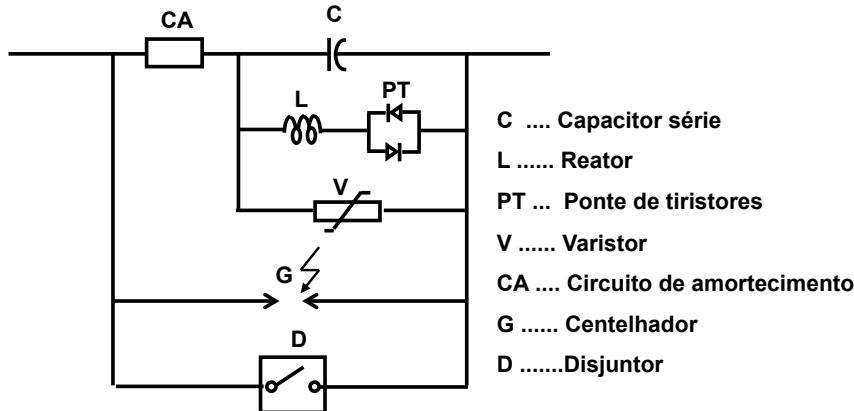


Figura 8 – Capacitor controlado por tiristores

A função dos tiristores não é para proteção contra sobretensões , mas para inserir o reator, total ou cortado, alterar a reatância do banco série e ajustar a potência na linha.

Vale lembrar que, quando se tem um capacitor (reatância $-X_C$) em paralelo com um reator (reatância X_L), a reatância equivalente do paralelismo é $X_p = -X_C X_L / (-X_C + X_L)$.

Quando X_L é muito maior que X_C , $X_p \approx -X_C$ e com a variação de X_L , pode-se ajustar X_p até a valores indutivos.

Apesar de aparecer na bibliografia [8] desde o início dos anos 90, o CSCT teve suas primeiras aplicações comerciais na chamada interligação Norte-Sul 500 kV, em operação desde 1999 nas subestações de Serra da Mesa e Imperatriz [9][10].

Nos estudos de planejamento, foi verificada uma oscilação eletromecânica de baixa frequência e baixo amortecimento entre os sistemas Norte-Nordeste e Sudeste-Sul-Centro-Oeste. A utilização de CSCT mostrou-se eficaz para controlar tais oscilações com a variação da potência da linha, via variação da compensação série.

7. COMPONENTES

Os componentes dos capacitores série são equipamentos já abordados nos capítulos anteriores, quase todos montados sobre plataformas isoladas, uma para cada fase, necessitando, portanto, de sistemas de comunicação com os acionamentos localizados ao nível do solo.

Dependendo da potência e da tensão nominal do capacitor, cada fase pode ser dividida em segmentos que, de acordo com a definição proposta pela ABNT, são “parte de uma fase de um banco de capacitor série, constituída de grupos de unidades capacitivas, ligados em série e paralelo, e de dispositivos de proteção e controle, em montagem sobre plataforma isolada da terra”.

A Norma define também o módulo que é “uma parte chaveável do banco de capacitores série constituído de idênticos segmentos em cada fase”.

Na figura 9 são mostradas três capacitores série da subestação de Samambaia 500 kV, no total de nove plataformas. Todos são bancos constituídos de apenas um módulo, isto é, um segmento por fase.

Como são bancos com mesmas características funcionais, essa foto é bem ilustrativa das diferenças entre os componentes dos bancos, fornecidos por três fabricantes diferentes.



Figura 9 – Capacitores série 500 kV da SE Samambaia

Um esquema equivalente a esses capacitores seria o da figura 10, onde são mostrados os componentes básicos de um segmento de um capacitor e suas funções.

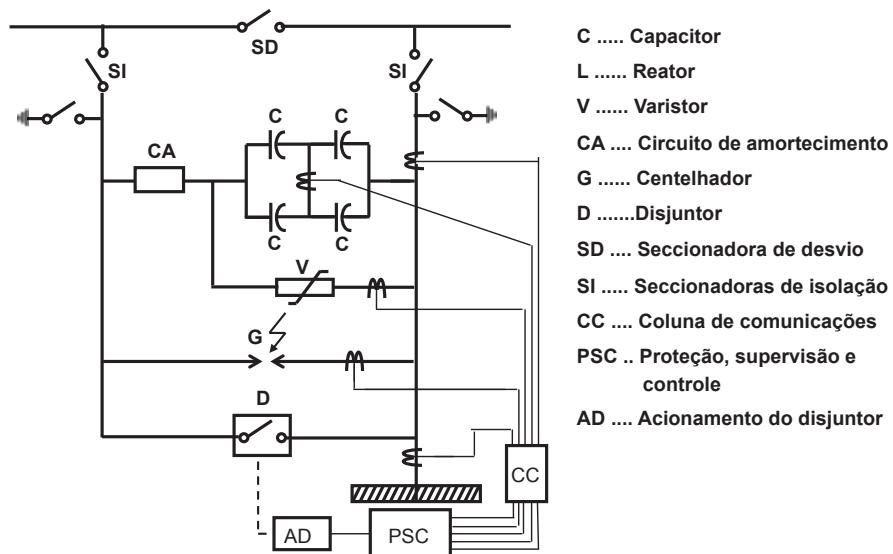


Figura 10 – Esquema de ligação dos componentes de um segmento

A descrição desses componentes básicos é feita a seguir.

Unidades Capacitivas

O capacitor é um conjunto de unidades capacitivas, as conhecidas latas de capacidores, associadas em série e paralelo, para fornecer a potência reativa e a reatância desejadas.

As unidades capacitivas, conforme denominação da ABNT, são constituídas de diversos elementos capacitivos, ligados em paralelo e série, em função da potência da unidade e do projeto do fabricante.

A capacidade (kVAr) e a tensão de cada unidade são definidas pelo fabricante em função da dimensão da instalação do capacitor série.

As latas podem ter uma ou duas buchas e são autoprotegidas para falhas internas.

A prática europeia é se fazer a proteção com fusíveis internos, cada elemento capacitivo tendo o seu respectivo fusível, enquanto a prática americana é da utilização de apenas um fusível externo para proteger a unidade.

A figura 11 mostra unidades de bancos série de 765 kV em Itaberá (a) e Ivaiporã (b).



(a) Com fusível externo



(b) Com fusível interno

Figura 11 – Unidades capacitivas em banco de 765 kV

Para a especificação desses bancos, as primeiras feitas no Brasil (anos 80), foram feitas consultas às companhias que utilizavam um ou outro tipo e verificou-se que o grau de satisfação era similar, sempre apresentando um baixíssimo número de falhas, como apresentado na Referência [11].

As unidades capacitivas são arranjadas em série e paralelo como mostrado na figura 12. A ligação central do arranjo é para possibilitar a medição de correntes de desbalanceamento entre os ramos, decorrentes de falha em alguma unidade.

Como exemplo, nos bancos de 765 kV com maior número de unidades no Brasil, em Ivaiporã, são 2.592 latas no total das três fases, divididas em dois segmentos por fase. Essas 432 unidades estão montadas com 35 em série, em 24 ramos em paralelo.

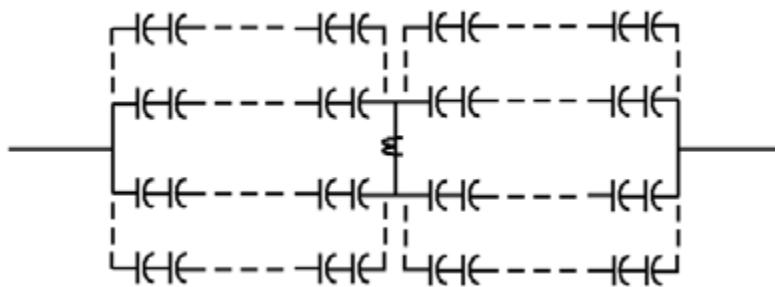


Figura 12 - Unidades capacitivas em banco de 765 kV

Centelhadores

O uso de centelhadores para a proteção das unidades capacitivas contra as sobre-tensões transitórias permanece nas instalações mais antigas (até a década de 90), com bom desempenho, apesar de as mais recentes terem o banco de varistores como o principal limitador, em função da evolução tecnológica desses componentes e dos sistemas de proteção e supervisão.

No entanto, os centelhadores continuam a ser usados, agora para proteção dos varistores contra sobrecargas.

Nos bancos série antigos, o centelhador disparava quando a tensão através dos capacitores atingia seu ajuste de disparo. Nos bancos atuais, seu disparo é ativado pela proteção contra sobrecargas nos varistores.

Depois de estabelecido o arco no centelhador, o disjuntor é acionado para desviar a corrente e extinguir esse arco.

Os centelhadores atuais são, em geral, ventilados a ar, em cubículos espaçosos, como os mostrados na figura 9, na extremidade direita daqueles três bancos da foto.

A figura 13 mostra um centelhador em instalação com varistores. O seu disparo é feito por injeção de plasma, comandado pela proteção microprocessada dos varistores contra sobrecargas.



Figura 13 - Centelhador para proteção de varistores

Varistores

Os varistores têm a mesma característica dos para-raios das subestações, isto é, são resistores a óxido metálico, com acentuada não linearidade.

O arranjo dos módulos dos varistores no banco série é bem diferente dos para-raios, pois a tensão nominal do banco de capacitores ($I_N \cdot X_C$) é, geralmente, bem inferior à do sistema, o que reduz o número de módulos em série. Por outro lado, a capacidade de dissipação de energia é, geralmente, superior, aumentando os módulos em série.

A capacidade de dissipação de energia depende dos níveis de curto-círcuito e pode chegar a algumas dezenas de megajoules.

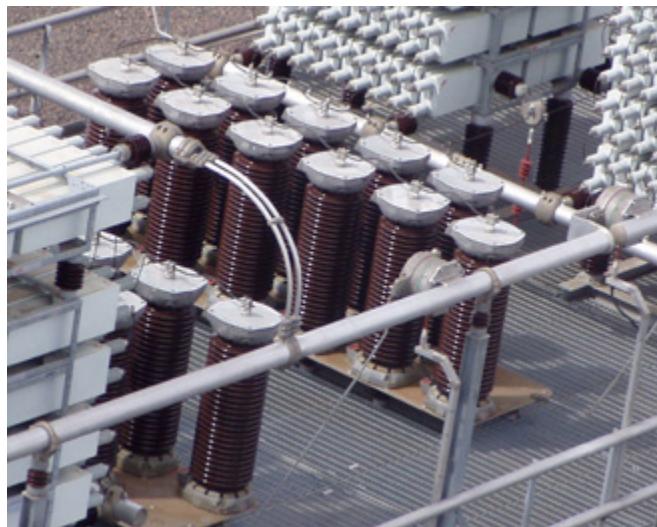


Figura 14 – Banco de varistores em capacitores série

Disjuntor

Os disjuntores dos capacitores série desempenham funções diferentes dos disjuntores normais de subestações.

Alta capacidade de abertura, baixa corrente de fechamento e razoáveis requisitos de tensão de restabelecimento são inerentes aos disjuntores de linha.

Para os disjuntores dos capacitores série, os requisitos são pequena capacidade de abertura, alta tensão de restabelecimento devido à abertura capacitiva e alta corrente de fechamento.

O disjuntor é solicitado à operação de fechamento sob duas condições:

- a) A extinção do arco, curto-circuitando o centelhador, se dá sob condição de corrente de defeito.
- b) Para retirar o banco de capacitores de operação, em condições normais para alguma manutenção, há a descarga dos capacitores e corrente da alta frequência e magnitude.

Por outro lado, a operação de abertura se dá com correntes normais de carga, quando da operação de reinserção do capacitor à linha. Como a tensão de restabelecimento nos polos do disjuntor é a tensão através de capacitor, e uma sobretenção ocorre com a reinserção, pode-se ter altos requisitos de tensão de restabelecimento.

Por esses motivos, o disjuntor pode ser solicitado a ter características especiais, embora seja comum a utilização de disjuntores normais de subestações desde que atendam, também, aos requisitos de velocidade de abertura e fechamento.

Como a tensão do capacitor é normalmente bem inferior à tensão do sistema, pode-se utilizar, por exemplo, um disjuntor de 145 kV em um capacitor instalado em um sistema de 500 kV.

Geralmente o disjuntor não fica sobre a plataforma, como os demais equipamentos do banco série, uma vez que seus acionamentos estão ao nível do solo.

Círcuito de Amortecimento

Os efeitos da descarga de um banco de capacitor, após um disparo de um centelhador (proteção com centelhador simples), ou o fechamento do disjuntor de derivação, devem ser rapidamente reduzidos para a segurança das unidades capacitivas, do centelhador e do disjuntor.

Para essa função, se utiliza o circuito de amortecimento, que consiste normalmente de um reator em paralelo com um resistor e/ou varistor.

Em instalações antigas, havia uma centelhador em série com o resistor para que o resistor estivesse presente somente durante o transitório de descarga do banco, não introduzindo, assim, perdas adicionais em caso de necessidade de operação com o capacitor curto-circuitado.

Nos atuais, o uso de um pequeno varistor pode ser suficiente.

Reatores de núcleo de ar são utilizados há muitos anos, como o mostrado na figura 15.



Figura 15 – Reator de circuito de amortecimento

A característica de descarga de um capacitor é do tipo da figura 16, pois o amortecimento deve ser efetivo em um tempo entre um e dois milissegundos, de modo que a corrente de descarga do capacitor não provoque a queima dos fusíveis das unidades. Usualmente, exige-se que o amortecimento seja tal que a corrente no segundo meio ciclo seja inferior a 50% do pico do primeiro ciclo.

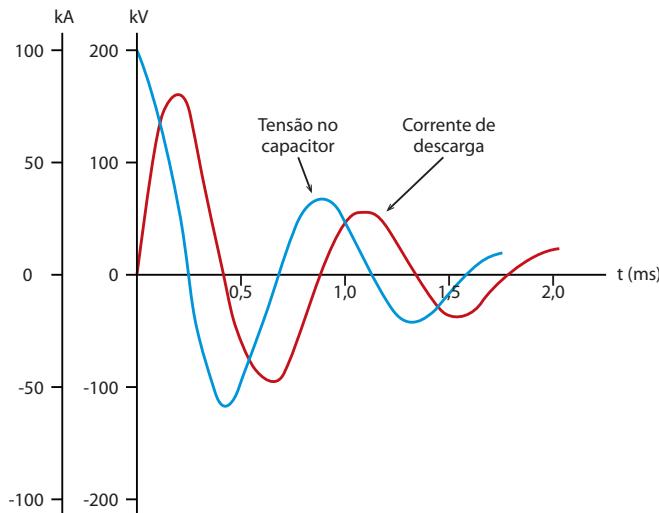


Figura 16 – Características da descarga do capacitor

O dimensionamento do circuito de amortecimento e a definição do pico de corrente admissível são funções das características dos capacitores, isto é, funções do projeto dos fabricantes.

Em várias instalações, o circuito de amortecimento é ligado em série com o capacitor. A justificativa básica para esse tipo de ligação é uma segurança adicional para o caso de alguma falha para terra, que provocaria uma descarga não controlada por um circuito de amortecimento ligado em série com o circuito de derivação. Além disso, reduz os requisitos às seccionadoras, como mostrado adiante.

Plataforma

A plataforma isolada é feita normalmente de aço galvanizado e é dimensionada para colocação dos equipamentos, com espaço para trânsito de pessoas para manutenção.

Para seu acesso, uma escala metálica móvel, com articulação no solo, é geralmente utilizada.

Além disso, pontos para aterramento da plataforma e ligação sólida dos equipamentos à plataforma são colocados para segurança durante a manutenção.

Em bancos muito grandes, o fabricante pode optar por dividir cada fase em dois segmentos iguais, que são montados em plataformas separadas, mas muito próximas, como as mostradas na figura 17, do capacitor de Ibiúna, de uma das linhas Ibiúna-Bateias 500 kV.



Figura 17 - Fase de banco série com dois segmentos

Vale notar que o banco pode operar com apenas um dos módulos, ficando o outro desviado pelos disjuntores, até que se decida por seu desligamento completo para a manutenção, quando o desvio é feito pelos seccionadores.

Nesse caso, o desconto na Receita Anual Permitida – RAP (Parcela Váriavel – Resolução Aneel 270/2007) pelo desligamento não programado só é aplicado ao módulo desligado.

Permanecendo com um módulo em operação, não há penalização.

Tendo em vista os valores envolvidos, no projeto de um banco de grandes dimensões, essa questão da Parcela Variável deve ser avaliada, podendo impor ao projeto das plataformas uma distância entre elas que permita o trabalho de manutenção em um segmento, mesmo com o outro energizado.

O ônus por essa medida certamente é muito baixo face os altos custos envolvidos em todo o projeto do capacitor série

Seccionadoras

As chaves seccionadoras utilizadas no banco de capacitores série estão indicadas no esquemático da figura 10 e exercem basicamente duas funções distintas:

- Aterrkar e isolar o banco para manutenção.
- Desviar a corrente da linha, enquanto o banco estiver fora de operação.

Dependendo do projeto do banco e do arranjo do circuito de amortecimento, pode ser imposto aos seccionadores o requisito de abertura à tensão através do banco, caso o circuito de amortecimento fique em série com o disjuntor, com circulação de corrente pelo reator. Caso fique em série com os capacitores, a tensão é desprezível.

Por esse motivo, o dimensionamento dos seccionadores deve ser coordenado com o do banco série, podendo inclusive fazer parte do fornecimento do banco.

Sabe-se de casos em que a não integração entre os projetos do banco e das chaves impuseram restrições às manobras de bancos série, obrigando a abertura da linha para reposição do capacitor à operação.

Vale voltar à questão do desligamento parcial do capacitor para evitar penalização da Parcela Variável (PV). Para possibilitar esse desligamento, seria necessário dobrar o número de seccionadoras. Como os secccionadores são equipamentos de baixo custo com relação aos demais componentes do banco série, é possível que a possibilidade de penalização da PV justifique os seccionadores adicionais para que o banco com dois módulos opere com apenas um.

Comunicação Plataforma-solo

Nos bancos série instalados desde os anos 90, para proteção, controle e supervisão dos equipamentos sobre a plataforma energizada, há a comunicação plataforma-solo feita por fibras óticas. Há transformadores de corrente (TC) nas conexões dos equipamentos que se quer proteger e monitorar. As correntes secundárias dos TCs são convertidas para sinais ópticos e então transmitidas para o solo por fibras ópticas da chamada coluna de comunicações.

Essa transmissão de informações digitalizadas representou considerável evolução tecnológica na proteção dos componentes, permitindo a medição da energia nos variadores e sua proteção contra sobrecargas, por exemplo.

Nos bancos instalados até o final da década de 80, há utilização de fibra ótica, mas apenas para envio de pulsos para os relés, não havendo microprocessamento das informações.

Há também um sistema puramente magnético, com um transformador de corrente modificado, para transmitir, diretamente para o solo, as correntes secundárias dos TCs na plataforma seguindo o princípio de que o sinal para o menor tempo de operação tem nível de intensidade mais alto, enquanto que sinais com tempos de operação maiores têm menor intensidade. Apenas três TCs são instalados com esse sistema, para proteção em três linhas: do centelhador, pelo qual circulam correntes de maior intensidade devido à falha na linha; na ligação para a plataforma, por falha no isolamento de algum dos componentes, com correntes intermediárias; e desequilíbrio no segmento de capacitores, com correntes pequenas. É um sistema apenas para proteção do banco não havendo possibilidade de supervisão.

Boa parte dos bancos de 765 kV da transmissão de Itaipu são com esse tipo de comunicação e apresentam bom desempenho desde 1989.

Na figura 18 são mostrados dois tipos de TC na plataforma.



(a) Medição de corrente para plataforma



(b) Medição de desbalanço nos capacitores

Figura 18 – Transformadores de corrente na plataforma

Na figura 19 são mostradas colunas de comunicação com fibra ótica em meio aos suportes isolantes de uma plataforma de um capacitor controlado a tiristores na SE Serra da Mesa.

**Figura 19 – Colunas de comunicações**

Proteção dos Componentes

A abrangência da proteção é definida em função dos requisitos do sistema e do próprio banco, sendo que a proteção dos varistores, do centelhador, desbalanço entre os capacitores e descarga para plataforma são sempre itens necessários.

Há varias outras possibilidades de proteção, supervisão e controle contra sobre-cargas, sobretensões sustentadas, correntes sub-harmônicas etc.

A operação da proteção pode provocar o fechamento do disjuntor do segmento, curto-circuitando o capacitor, permanente ou temporariamente, ou dar alarme apenas, ou, ainda mesmo, desligar a linha, dependendo, obviamente, da drasticidade do evento perturbador e da filosofia de proteção do sistema.

Reator e Tiristores do CSCT

Nos capacitores série controlados por tiristores (CSCT), além de todos os componentes já descritos, há o reator paralelo ao capacitor e os tiristores que o controlam, como mencionado anteriormente.

O reator é de núcleo de ar que também fica na plataforma, como o da figura 20, instalado na SE Serra da Mesa. Atrás do reator, vê-se o cubículo dos tiristores.



Figura 20 – Reator do CSCT

Os tiristores são refrigerados à água desionizada, que circula em circuito fechado e é refrigerada no solo. A figura 21 mostra parte dos tiristores do CSCT da SE Serra da Mesa num total de 52, sendo 26 em cada lado da ponte.



Figura 21 – Tiristores do CSCT

8. ESTUDOS PARA AS ESPECIFICAÇÕES

Fase de Planejamento

Para definição das características elétricas básicas do capacitor série para uma especificação, vários estudos se fazem necessários.

Algumas características são definidas ainda na fase de planejamento do sistema, na avaliação da viabilidade econômica da aplicação dos capacitores série.

As principais características definidas nessa fase são a localização dos capacitores dentro do sistema, a corrente nominal e o grau de compensação série.

Na grande maioria das instalações existentes, os capacitores estão ligados diretamente na linha em suas extremidades ou em um ponto intermediário.

As primeiras instalações de capacitores foram no meio da linha, sendo que o fator preponderante para essa decisão foi a questão da proteção por relés de distância, o que na época representava um empecilho à instalação na extremidade da linha. Para uma falha no terminal do capacitor, o relé de impedância convencional “enxergava” uma impedância negativa, identificando a falha como externa à linha.

Com os sistemas atuais de proteção, não há mais esse problema e a questão da localização do banco deve ser avaliada considerando:

- Na extremidade da linha, o capacitor é localizado no próprio sítio da subestação terminal, com todas as facilidades de manutenção inerentes.
- Ao longo da linha, as correntes de curto nos terminais do capacitor são menores e, do mesmo modo, as sobretensões transitórias e a energia dos varistores.

A localização do capacitor ao longo da linha tem influência no perfil de tensões e no esquema de compensação derivada.

Nessa fase de planejamento, os estudos básicos são os de fluxo de potência e estabilidade.

Do estudo de fluxo de potência, define-se a corrente nominal do banco, fator de grande importância no custo do capacitor, pois sua capacidade é proporcional ao quadrado dessa corrente.

Deve-se destacar que a corrente nominal do banco do capacitor não é padronizada, como nos demais equipamentos, devendo-se especificar o valor máximo admissível visualizado nos estudos de planejamento.

Na especificação dessa corrente nominal, pode-se levar em conta, também, a capacidade de sobrecarga padronizada para os capacitores, isto é, 50% durante 10 minutos, 35% durante 30 minutos e 10% durante 8 horas.

Caso haja incertezas no planejamento, além de margens de segurança aplicadas para determinação da corrente nominal, pode-se fazer previsão na especificação, para o acréscimo de novas unidades, em série e paralelo, até se atingir ao valor de corrente final.

Do estudo de estabilidade resulta a definição do grau de compensação da linha, e, em decorrência, a reatância capacitiva do banco.

Transitórios Eletromagnéticos

Como o projeto dos componentes é feito pelos fabricantes, o estudo de transitórios para avaliar a capacidade de dissipação de energia dos varistores não pode ser feito sem o conhecimento da característica V x I. Ou seja, é um dos estudos que deve ser exigido dos proponentes e que deve ser verificado quando da análise das propostas.

A definição dos critérios para o estudo é um item fundamental e deve constar da especificação.

Para dimensionamento dos varistores, o Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do Setor Elétrico estabelece:

7.2.3.4 Bypass do banco de capacitores série

- (a) *Não é permitida a atuação de dispositivos de proteção dos varistores do banco série para faltas externas à LT na qual o banco está instalado, à exceção dos seguintes casos específicos:*
 - (i) *Faltas externas que sejam eliminadas em tempo superior ao tempo máximo de eliminação de defeito em milissegundos – tm (100 ms para VN≥ 345 kV e 150 ms para VN< 345 kV). Nesse caso, o dispositivo de proteção dos varistores só pode atuar tm milissegundos após a detecção da falta. O banco de capacitores série deve ser reinserido em até 300 ms após a eliminação da falta.*
 - (ii) *Faltas externas trifásicas eliminadas em até tm milissegundos, com religamento mal sucedido após 500 ms de tempo morto. Nesse caso, o dispositivo de proteção dos varistores só pode atuar após tm milissegundos da tentativa mal sucedida de religamento.*

As chamadas faltas externas são as que ocorrem em outras partes do sistema, fora da linha onde está o capacitor. Uma falta na subestação onde está o capacitor já é externa.

Para se obter a máxima energia nos varistores, deve ser feita a variação do local e do tipo da falta ao longo da linha e a variação da aplicação do curto ao longo da onda de tensão, bem como das faltas externas mais críticas. Na simulação com o ATP, a aplicação ao longo da onda de tensão pode ser feita de uma só vez, mas a variação ao longo da linha requer muitas simulações para criação do ponto de falta.

Em vários casos simulados, a máxima energia foi obtida para falta interna, em pontos distantes do terminal do capacitor. Isso porque nas faltas próximas ao capacitor as correntes e as taxas de crescimento da energia são muito altas, e o centelhador de proteção dos varistores atua rapidamente, não deixando acumular a energia.

À medida que o local do curto se afasta do capacitor, vai se chegar a um ponto em que não há mais atuação do centelhador, como mostra a figura 22. Com isso, a cada ciclo há acúmulo da energia nos varistores

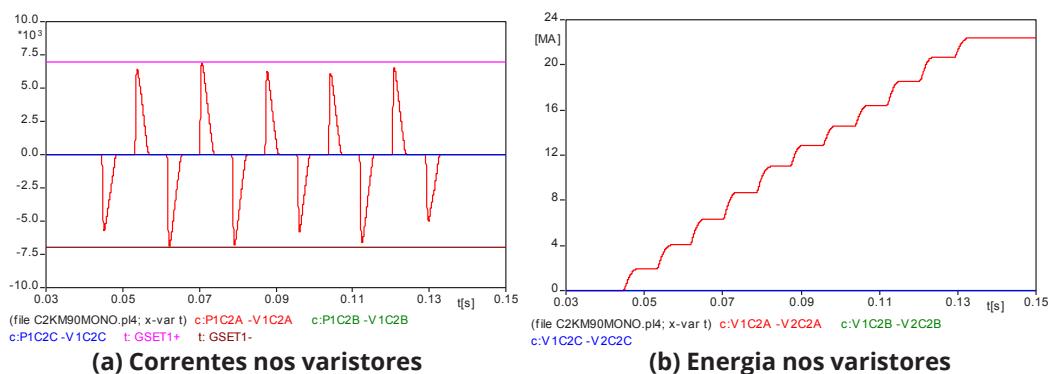


Figura 22 – Correntes e energias para curto distante do terminal do capacitor

Coordenação do Isolamento

Nenhum estudo particular de coordenação do isolamento precisa ser feito, devendo-se usar os resultados dos estudos feitos para os demais equipamentos da subestação para definir o isolamento da plataforma.

Quanto aos equipamentos sobre a plataforma, a coordenação do isolamento fica a cargo do fornecedor.

9. ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA

De modo geral, as especificações dos bancos de capacitores série têm caráter funcional, tendo em vista que as características dos componentes são diferentes de fabricante para fabricante, cada qual com seu projeto básico e interesses próprios no desenvolvimento dos componentes.

Desse modo, devem ser especificadas as características básicas de funcionamento do banco, sem se particularizar características para cada um dos componentes, a menos

que haja uma filosofia própria da empresa, como, por exemplo, com relação à proteção por relés, ou não aceitação de determinado tipo de equipamento.

Podem ser propostos, também, estudos a serem desenvolvidos pelos fabricantes e que envolvem características elétricas de equipamentos, próprias de cada fornecedor.

Como exemplo, há o estudo da energia dissipada no varistor, onde a característica tensão *versus* corrente influí sensivelmente nos resultados e é uma característica própria de projeto e fabricação.

Para uma especificação funcional, uma relação mínima de itens deve constar de:

- Características gerais do sistema: frequência, tensões operativa e máxima.
- Características de isolamento: suportabilidades a impulsos, atmosférico e de manobra, distância mínima de escoamento.
- Requisitos de corona: nível máximo de radiointerferência e de tensão para inexistência de corona visual.
- Características nominais do banco: corrente, reatância e potência.
- Para o sistema de proteção do banco: correntes máximas, equivalentes de curto-circuito do sistema para estudos de transitórios eletromagnéticos, ciclos de ocorrência dos eventos (durante e pós-falta) e curvas de oscilação de potência no sistema.
- Características dos equipamentos do sistema de proteção (para compatibilização com os demais equipamentos de chaveamento do sistema): corrente nominal, de curta duração, assimetria etc.
- Capacidade de sobrecarga: requisitos fora de norma.
- Requisitos funcionais: possibilidade de expansão do banco (aumento da corrente ou da reatância), ou, mesmo, alteração no sistema de proteção.
- Dados do sistema para eventuais estudos a serem feitos pelo fabricante.

10. ENSAIOS

A montagem completa de um banco para a realização dos ensaios, ou mesmo de um segmento, é praticamente impossível, devido à sua dimensão.

Por esse motivo, não se deve especificar ensaios de fábrica para toda a instalação, mas, sim, apenas para os componentes individuais, ou parcialmente ligados entre si, ou ainda parcialmente montada, como é o caso da plataforma.

Os ensaios dos componentes estão, de modo geral, previstos nas normas respectivas, não cabendo discuti-los aqui.

Quanto ao banco, o que se faz é a realização de ensaios de aceitação, já com a instalação feita no local.

Só com a instalação completa e energizada se pode avaliar o desempenho quanto ao corona, verificando-se os níveis de rádiorruído e a existência de eflúvios visíveis de corona.

Para ensaios do sistema de proteção, o que tem sido especificado é que o fabricante acompanhará os ensaios de campo com a aplicação de curto-circuito na rede em operação.

Esse tipo de ensaio, de difícil realização, é o único que pode realmente testar a efectiva operação do sistema de proteção.

11. REFERÊNCIAS

- [1] RESENDE, F. M.; DUTT-ROSS, R. P.; BRESSANE, J. M.; FERREIRA, S. T. *Aplicação de Capacitores Série no Tronco 750 kV de Itaipu*, VI SNPTEE, 1981.
- [2] RESENDE, F. M. *Capacitores Série do Sistema de Itaipu - Características Elétricas Básicas*, IX SNPTEE, 1987.
- [3] BORGES, P. L.; MURDEN, D.; TAVES, F.; RESENDE, F. M.; RINGLER, T. *Banco de Capacitores Série 800 kV*, SE Itaberá, X SNPTEE, 1989.
- [4] FILHO, J. A.; CARVALHO, F. M. S.; D'AJUZ, A.; FILHO, O. K.; MORAIS, S. A.; DIAS, L. E. N.; NUNES, I. G.; PEREIRA, M. P.; RESENDE, F. M. *Equipamentos Elétricos – Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão*. Livro FURNAS/UFF, 1985.
- [5] ANDERSON, P. M.; FARMER, R. G. *Series Compensation of Power Systems* (livro), 1996.
- [6] KIMBARK, E. W. *Power System Stability* (livro), 1948.
- [7] JANCKE, G.; FAHLEN, N.; NERF, O. *Series Capacitor in Power Systems*, IEEE, PAS-94, maio 1975.
- [8] PAULSSON, L.; SILVA, A.; VENDRAMINI, P.; RESENDE, F. M.; LEITE, A. J. M. *Introdução à Compensação Série Controlada - CSC – e sua Utilização no Sistema Brasileiro*, XI SNPTEE, 1991.
- [9] LUZ, G. S.; SILVA, I. J. da; FONTES, M. A. P.; GAMA, C. A.; BRITO, N. H. M. N.; NAKASSATO, Z. *Análise do Desempenho dos Amortecedores de Oscilações de Potência das Compensações Série Controladas a Tiristores da Interligação Norte-Sul*, VII SEPOPE, 2000.
- [10] LUZ, G. S.; MACEDO, N. J. P.; OLIVEIRA, V. R. *Análise do Desempenho do TCSC de Serra da Mesa no Programa de Estabilidade Eletromecânica ANATEM*, XVI SNPTEE, 2001.
- [11] BATHO, J. L.; HARDY, J. E.; TOLMUNEN, N. *Series Capacitor Installation in the B.C. Hydro 500 kV System*, IEEE, PAS-96, Nov. 1977.

CAPÍTULO 15

Dispositivos FACTS

Marcelo Spinella Moraes



Nosso especial agradecimento aos autores da 1^a edição em 1985 do livro
Equipamentos Elétricos – Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão.
Capítulo XIII: Compensadores Estáticos – Luiz Eduardo Nora Dias e Sergio de Azevedo Morais.

1. OBJETIVO

O objetivo deste capítulo é apresentar o conceito geral dos dispositivos FACTS, sua classificação de acordo com o tipo de semicondutor utilizado, sua aplicação e princípio de funcionamento. Será dada ênfase para o Compensador Estático de Reativo que utiliza válvula convencional de tiristores denominado de CER (SVC) e o Compensador Estático baseado em um conversor tipo VSC, denominado STATCOM. Serão apresentadas as características básicas destes dois dispositivos, suas configurações construtivas, seus componentes e os principais requisitos para elaboração de uma especificação técnica funcional de fornecimento.

Palavras-chave: FACTS, compensador estático, reator controlado por tiristores, capacitor chaveado por tiristores, CER, SVC, STATCOM, VSC, conversores de tensão.

2. INTRODUÇÃO

Foi a partir da tecnologia da eletrônica de potência aplicada nos processos de retificação em linhas de transmissão em corrente contínua que surgiu o conceito de FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*) o qual propõe a aplicação desta mesma eletrônica de potência em sistemas de transmissão em corrente alternada, de forma a prover a estes sistemas a mesma capacidade de resposta frente a comandos de controle, ou seja, fornecer ao sistema de transmissão CA a mesma flexibilidade já conquistada nos sistemas em CC.[1].

Atualmente os dispositivos FACTS são o resultado dos avanços ocorridos na eletrônica de potência baseados em componentes semicondutores de alta potência, capazes de controlar grandezas elétricas como impedância, tensão, corrente e fluxo de potência e que, quando instalados, permitem maior flexibilidade no controle da rede de transmissão devido as suas características especiais de controle.

O desenvolvimento desta tecnologia se deve, em grande parte, na busca de soluções aos problemas relacionados com a rede de transmissão, tais como: estabilidade, limites térmicos, segurança e eficiência na transmissão de grandes blocos de energia. Essas características que são intrínsecas a uma rede elétrica faz com que surjam pontos de estreitamento na transmissão, e estes pontos se deslocam e mudam de lugar de acordo com as alterações nos fluxos de potência resultantes do despacho de geração conforme as condições de carga e as contingências do sistema.

As soluções convencionais inicialmente empregadas para tentar corrigir estes problemas foram a utilização de bancos de capacitores e reatores manobráveis mecanicamente. Porém, a falta de flexibilidade atribuída à instalação destes equipamentos levou à pesquisa de novos dispositivos que permitissem alterar com rapidez e segurança os parâmetros elétricos que controlam a dinâmica de funcionamento de uma linha de transmissão. Nos dias de hoje, a busca por sistemas de potência flexíveis é justificada também pela necessidade dos planejadores e operadores em controlar sistemas extremamente dinâmicos e com pequena margem operacional. Restrições ambientais, políticas e econômicas

e incertezas quanto à previsão de demanda, matriz energética, custos de geração e transmissão impõem diretrizes e tendências no desenvolvimento destes dispositivos FACTS.

3. CLASSIFICAÇÃO DOS PRINCIPAIS DISPOSITIVOS FACTS

A classificação dos dispositivos FACTS nem sempre é clara e unânime entre os especialistas do assunto. Alguns dispositivos possuem capacidades e propriedades que diferem de alguma forma da definição original de um dispositivo FACTS. Atualmente os dispositivos FACTS podem ser classificados de formas diferentes, conforme descrito abaixo.

Existem algumas formas de classificar os dispositivos FACTS [9]:

Classificação por gerações:

- 1^a Geração: FACTS comutados por tiristores.
- 2^a Geração: FACTS comutados por transistores ou tiristores.
- 3^a Geração: FACTS constituídos pela associação da compensação série e paralela numa mesma linha de transmissão.
- 4^a Geração: FACTS constituídos pela associação da compensação série e paralela em linhas de transmissão diferentes.

Classificação pelo tipo de comutação:

- Comutados pela rede (baseado em tiristores).
- Autocomutáveis (baseado em semicondutores mais modernos, totalmente controlados).

Classificação pela forma de conexão com a rede elétrica:

- Compensadores série.
- Compensadores paralelo.
- Compensadores combinados série-paralela.
- Compensadores combinados série-série.

Outra forma de classificação, mais geral, divide os dispositivos FACTS em dois grandes grupos:

- FACTS baseados em elementos reativos passivos (reatores e capacitores).
- FACTS baseados em conversores (fonte de corrente ou fonte de tensão).

FACTS Baseados em Elementos Reativos Passivos

Este tipo de dispositivos FACTS utiliza elementos passivos, como bancos de capacitores, reatores de núcleo de ar, resistores de potência e transformadores de potência, e sua conexão com a rede elétrica é feita pela comutação de semicondutores. O tiristor é o semicondutor mais utilizado neste tipo de dispositivos.

Os principais dispositivos desta categoria são:

- TSC (*Thyristor Switched Capacitor*).
- TSR (*Thyristor Switched Reactor*).
- TCR (*Thyristor Controlled Reactor*).
- FSC (*Fixed Series Capacitor*).
- TSSC (*Thyristor Switched Series Capacitor*).
- TCSC (*Thyristor Controlled Series Compensator*).
- SVC (*Static Var Compensator*).
- GCSC (*Gate Controlled Series Compensator*).
- NGH-SSR (*Narain G. Hingorani – Sub Synchronous Resonance*).
- TCSR (*Thyristor Controlled Series Reactor*).
- TSSR (*Thyristor Switched Series Reactor*).
- TCBR (*Thyristor Controlled Braking Resistor*).
- TCVL (*Thyristor Controlled Voltage Limiter*).
- TCVR (*Thyristor Controlled Voltage Regulator*).
- TCPST (*Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer*).
- TCPAR (*Thyristor Controlled Phase Angle Regulator*).
- DFC (*Dynamic Flow Controller*).
- IPC (*Interphase Power Controller*).
- MERS (*Magnetic Energy Recovery Switch*).

FACTS Baseados em Conversores

São dispositivos que utilizam semicondutores de última geração, totalmente controlados, tais como: GTO (*gate turn-off thyristor*), IGBT (*Integrated Gate Commutated Thyristor*), IGCT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), e seu principal componente é uma fonte de corrente ou uma fonte de tensão. Este tipo de dispositivo possibilita, de um modo geral, maior flexibilidade que a tecnologia baseada em elementos reativos passivos.

- STATCOM (*Static Synchronous Compensator*).
- SSG (*Static Synchronous Generator*).
- BESS (*Battery Energy Storage System*).
- SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*).
- SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*).
- UPFC (*Unified Power Flow Control*).
- IPFC (*Interline Power Flow Control*).
- CSC (*Convertible Static Compensator*).
- GIPFC (*Generalized Interline Power Flow Controller*).

A evolução das gerações das tecnologias aplicadas aos dispositivos FACTS está diretamente relacionada com o desenvolvimento dos dispositivos semicondutores que são a base de funcionamento e operação dos dispositivos conversores de eletrônica de potência.

Os semicondutores autocomutados têm custo mais elevado e geram mais perdas quando comparados aos tiristores, mas possuem um desempenho superior e disponibilizam configurações que podem resultar numa redução global dos custos. Semicondutores controlados conseguem operar com frequências mais elevadas que os tiristores e, devido às várias alternativas de configuração (topologias diferentes), conseguem operar com bancos de capacitores CC de menor potência. Isso resulta numa redução significativa no tamanho e nos custos desses conversores autocomutados. Atualmente são aplicadas no mercado as tecnologias de dois tipos de conversores autocomutados [2]:

- Conversores baseados em fontes de tensão, figura 1, em que a fonte de tensão CC possui apenas uma polaridade. O sentido da potência transferida é imposto através da polaridade da corrente (que pode ser direta ou inversa). São denominados por VSC (*Voltage Sourced Converters*).
- Conversores baseados em fontes de corrente, figura 2, em que a fonte de corrente CC possui apenas uma polaridade. O sentido da potência transferida é imposto através da polaridade da tensão (que pode ser direta ou inversa). São denominados por CSC (*Current Sourced Converters*).

Esses conversores VSC e CSC podem ser representados como fontes de tensão ou de corrente ideais respectivamente. Para todos os efeitos, com a exceção do conteúdo harmônico que possa existir na saída do compensador devido à comutação dos conversores (dependendo da filtragem empregue ou outros métodos de eliminação de harmônicos), um VSC e um CSC comportam-se respectivamente de modo semelhante a uma fonte de tensão e uma fonte de corrente, ambas ideais [4].

Esses conversores são a alma dos dispositivos FACTS de última geração e merecem toda a importância, pesquisa e recursos para o seu desenvolvimento.

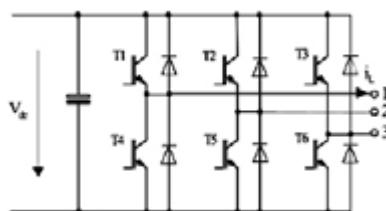


Figura 1 – VSC

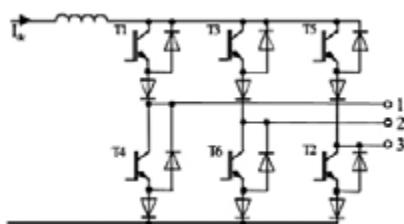


Figura 2 – CSC

4. CARACTERÍSTICAS DE OPERAÇÃO DOS DISPOSITIVOS FACTS

É possível entender o funcionamento de cada um dos dispositivos FACTS através de uma conexão simples em um sistema CA, constituído por duas unidades ideais de geração interligadas através de uma linha de transmissão curta e sem perdas. As relações básicas aqui apresentadas sofrem modificações quando são considerados modelos completos das linhas de transmissão. Entretanto, de uma maneira global, o comportamento qualitativo do sistema com um dispositivo FACTS é mantido.

A figura 3 ilustra um modelo ideal de transmissão CA, sem a aplicação de dispositivos FACTS.

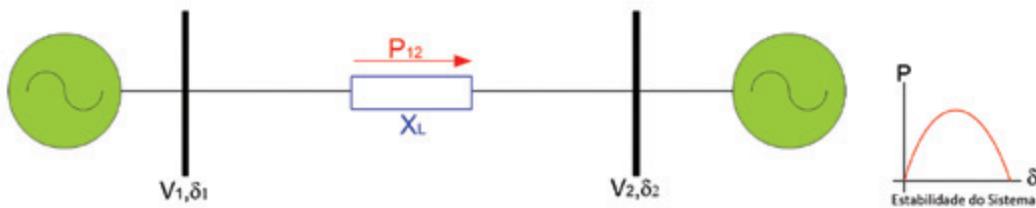


Figura 3 – Sistema de transmissão CA

A equação que define a potência transmitida (P_{12}) no sistema de transmissão acima é representada da seguinte forma:

$$P_{12} = \frac{V_1 \cdot V_2}{X_L} \operatorname{sen}(\delta_1 - \delta_2)$$

Onde:

- V_1 e V_2 = tensões nos terminais do sistema.
- δ_1 e δ_2 = ângulos de transmissão correspondentes aos vetores de tensão.
- X = impedância equivalente da linha de transmissão.

Com o auxílio dessa equação, é possível observar a influência dos dispositivos FACTS sobre a potência transmitida (P_{12}) através do controle ou regulação de cada um dos três parâmetros: tensão, impedância e ângulo de transmissão.

Engenheiros e pesquisadores do setor elétrico têm-se debruçado sobre essa “simples” equação tentando encontrar soluções para flexibilizar a transmissão de energia e, através da criação de modelos elétricos representando os dispositivos FACTS que atuam sobre os parâmetros dessa equação, estudam seu comportamento e desenvolvem novas soluções.

O princípio dessa análise é simples:

- a) quando o dispositivo FACTS está conectado em série com o sistema elétrico ocorre a alteração no denominador (X) da equação, ou seja, a impedância da linha de transmissão é alterada;
- b) quando o dispositivo FACTS está associado em paralelo ocorre à alteração no numerador da equação (V), ou seja, a tensão no ponto onde o dispositivo está conectado é modificada.

- c) e, quando a associação é uma composição série-paralela ou série-série, é possível alterar tensão e ângulo de transmissão influenciando o resultado do $\text{sen}(\delta)$ e, com isso, assume-se o controle do fluxo de potência.

Um dispositivo FACTS ideal é um compensador de reativos que tem a capacidade de regular a amplitude da tensão e o seu respectivo ângulo de fase, e, deste modo, consegue regular o fluxo de potência ativo e reativo em uma linha de transmissão, e este é o objetivo principal da compensação de reativos de uma linha.

Ou seja, em teoria, a combinação de um compensador série com um compensador paralelo deve resultar num compensador completo ideal, capaz de efetuar todas as funções de controle de uma rede elétrica. Nos itens seguintes que compõem este capítulo, vamos explorar estes compensadores série e paralelo e analisar sua influência e comportamento no sistema elétrico.

Dispositivos FACTS e a Influência na Impedância do Sistema

A impedância de uma linha de transmissão pode ser alterada através da instalação de um dispositivo FACTS denominado de capacitor série fixo (FSC). O capítulo 14 deste livro faz uma abordagem mais completa sobre este dispositivo.

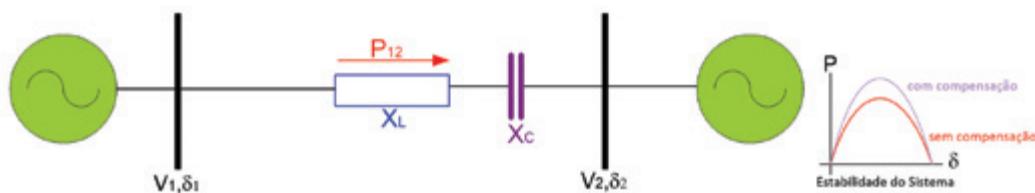


Figura 4 – Capacitor série conectado ao sistema de transmissão CA

A equação (P_{12}) com a presença do capacitor série passa a ser:

$$P_{12} = \frac{V_1 \cdot V_2}{(X_L - X_C)} \text{sen}(\delta_1 - \delta_2)$$

Onde:

- V_1 e V_2 = tensões nos terminais do sistema.
- δ_1 e δ_2 = ângulos de transmissão do sistema, correspondentes aos vetores de tensão.
- X_L = impedância equivalente da linha de transmissão.
- X_C = impedância equivalente do capacitor série.

Esse tipo de tecnologia é utilizado no Brasil desde a década de 80, com os primeiros Bancos de Capacitores Série instalados nas subestações de Itabera e Ivaiporã na co-

nexão entre Itaipu e Tijuco Preto. O objetivo dessa tecnologia é aumentar a capacidade e o limite de estabilidade nos sistemas de transmissão em grandes distâncias.

Com o passar dos anos, a aplicação do capacitor série (FSC) tem sido desenvolvida e associada a dispositivos de eletrônica de potência, o que permite que a impedância a ser associada com a rede elétrica seja controlada de forma rápida e contínua. Esse dispositivo FACTS, denominado popularmente de Capacitor Série Avançado (CSA) ou TCSC (*Thyristor Controled Series Capacitor*) é um dispositivo FACTS de segunda geração que utiliza uma válvula de tiristores, e no Brasil foi aplicado em 1999 na interligação Norte-Sul, no trecho entre Imperatriz-Serra da Mesa.

O TCSC tem a função de controlar dinamicamente o fluxo de potência numa linha de transmissão, aumentando a estabilidade dinâmica do sistema de transmissão. Basicamente o TCSC é constituído por um banco de capacitores (C) conectado em paralelo com reator (L) de núcleo de ar controlado por tiristores. Esse conjunto será conectado em série com a linha de transmissão, e a figura 5 ilustra essa configuração e o seu diagrama operacional.

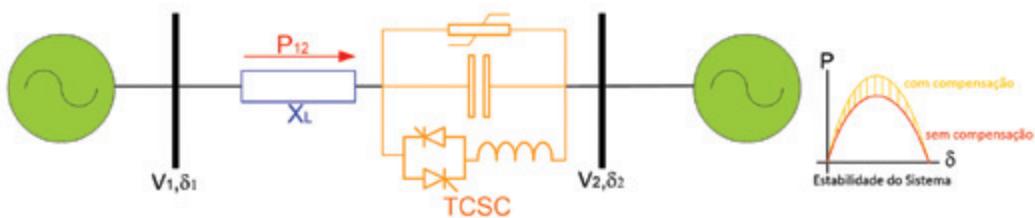


Figura 5 – TCSC conectado ao sistema de transmissão CA

A impedância (X_{TCSC}) em regime permanente do TCSC resulta do circuito LC paralelo, ou seja, a associação da reatância capacitiva fixa (X_C) e a reatância indutiva variável ($X_{L(\alpha)}$). Essa impedância pode ser obtida através da seguinte equação:

$$X_{TCSC} = \frac{X_C \cdot X_{L(\alpha)}}{(X_{L(\alpha)} - X_C)}$$

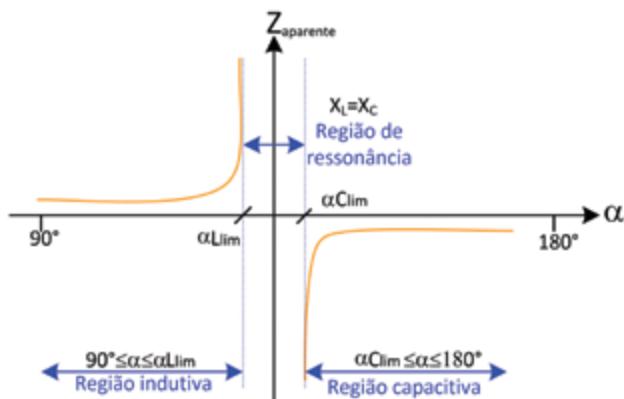


Figura 6 – Diagrama operacional do TCSC

Através da análise do diagrama operacional do TCSC, ilustrado pela figura 6, pode-se observar a sua faixa de operação normal. A região capacitiva e indutiva são limitadas pelo ponto de ressonância $[X_C = (X_L \cdot \alpha)]$. A reatância indutiva varia entre o ponto de condução contínua (90°) até um valor máximo próximo ao infinito, enquanto que a região capacitativa varia entre o limite do ponto de ressonância até 180° .

A relação normalmente estabelecida entre a reatância X_C e a impedância X_{TCSC} varia entre 3 e 4. No caso dos tiristores serem conduzidos totalmente, pode-se utilizar o ponto de operação indutivo como operação dos capacitores para uma elevada solicitação de tensão ou amortecimento da ressonância subsíncrona.

Com o desenvolvimento de novos semicondutores e a aplicação da eletrônica de potência, novos dispositivos FACTS que influenciam na impedância do sistema elétrica têm sido testados e apresentados ao mercado. Entre esses dispositivos podemos destacar:

GCSC (Gate Controlled Series Capacitor) – Breve Descrição

O GCSC é um compensador série, com estrutura similar a um TSSC, mas que utiliza uma chave bidirecional constituída por dois semicondutores autocomutáveis (GTO ou IGBT) ligados em antiparalelo. Os semicondutores são associados em paralelo com um banco de capacitores que é inserido em série com a linha, tal como no TSSC.

Observa-se que o GCSC consegue variar o nível de tensão do capacitor (V_C) através do controle do ângulo de bloqueio dos semicondutores, e consequentemente insere em série com a linha de transmissão uma reatância capacitiva continuamente variável. Quando o ângulo de bloqueio for nulo, a tensão V_C e a reatância capacitiva X_C serão fixas, tal como acontece com o TSSC.

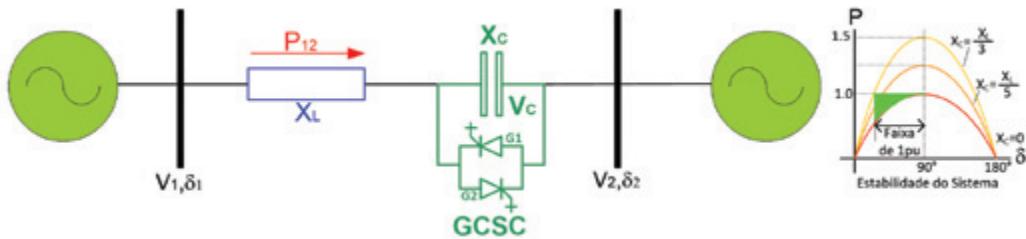


Figura 7 – GCSC conectado ao sistema de transmissão CA

Através da equação da potência transmitida (P_{12}), é possível observar na figura 7 a curva de estabilidade do sistema e os diferentes pontos de operação para diferentes valores da reatância capacitiva inserida na linha. A área verde em destaque no gráfico demarca o ganho na área de operação da linha para a potência de 1 pu.

SSSC (Static Synchronous Series Compensator) – Breve Descrição

O SSSC é um compensador série baseado num conversor de tensão VSC que utiliza semicondutor autocomutado (*IGBT*). O conversor de tensão é inserido na linha de transmissão através de um transformador de acoplamento, como exemplificado na figura 8.

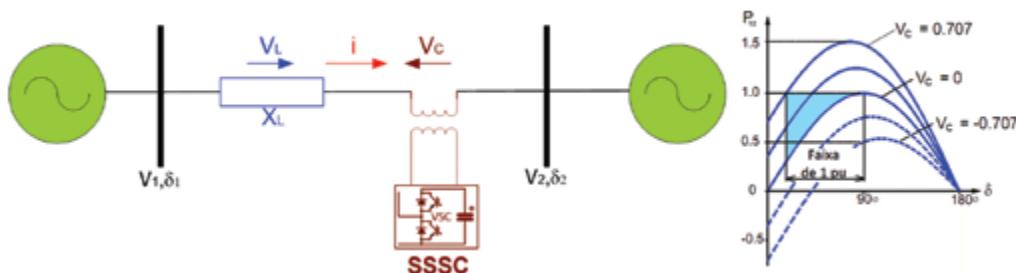


Figura 8 – SSSC conectado ao sistema de transmissão CA

O SSSC funciona como uma reatância em série controlável. Um SSSC, ao contrário dos compensadores série até agora descritos, não utiliza reatâncias passivas ligadas em série com a linha. Devido a isso, a potência reativa trocada com a linha não depende da corrente que circula na linha e o efeito autorregulador não ocorre como nos compensadores série tradicionais e comandados por tiristores, e, deste modo, a tensão injetada em série pelo compensador pode ser controlada independentemente da corrente na linha [3][9].

A potência transmitida P_{12} é obtida através da equação já conhecida:

$$P_{12} = \frac{V_1 \cdot V_2}{(X_L - X_C)} \operatorname{sen}(\delta_1 - \delta_2) \quad \text{onde ; } \quad X_C = \frac{V_C}{i}$$

A área azul em destaque no gráfico da figura 8 demarca o ganho na área de operação da linha para a potência de 1 pu. Como o SSSC consegue operar tanto na zona indutiva como na capacitativa, isso o faz o mais versátil de todos os compensadores série até agora descritos, e seu tempo de resposta é muito rápido tornando-o extremamente eficaz na resposta a fenômenos transitórios e dinâmicos que ocorrem na rede elétrica.

O SSSC também é imune à ressonância subsíncrona porque o SSSC gera a sua própria onda de tensão com uma frequência selecionada (obviamente igual à frequência fundamental da rede) independentemente da tensão do sistema[9].

O SSSC pode atingir valores de perdas, em regime nominal, levemente superiores ao compensador série convencional, mas com o avanço tecnológico dos semicondutores autocomutáveis espera-se que essas perdas sejam reduzidas. O SSSC também é mais sensível a defeitos severos na rede quando comparado ao TCSC e ao TSSC, pois os semicondutores autocomutáveis não são tão robustos nestas situações como os tiristores convencionais. Devido a isso, pode ser necessário instalar um disjuntor de *bypass* em paralelo com o transformador de acoplamento, de modo a permitir um desvio na corrente da linha durante a ocorrência de surtos na rede. Alternativamente pode ser empregue um

limitador de tensão baseado em varistores colocado em paralelo com a linha de transmissão. O SSSC é também mais complexo e de custo mais elevado quando comparado a outros compensadores série de configuração mais simples. Na maioria das situações, os compensadores série descritos anteriormente conseguem compensar uma linha de modo satisfatório e de forma mais econômica [1], [2], [5].

Dispositivos FACTS e a Influência no Fluxo de Potência

O ângulo de transmissão da tensão na rede pode ser variado e/ou controlado através da instalação de um transformador-defasador. Normalmente são utilizados equipamentos que deslocam a tensão na rede na direção transversal, influenciando os fluxos de carga na rede.

Inicialmente, essa variação era realizada por transformadores-defasadores constituídos por uma chave de comutação mecânica (*tap*) que variava mecanicamente a tensão transversal através de estágios definidos pela chave comutadora. Através das inovações tecnológicas, a chave comutadora mecânica foi substituída por um circuito intermediário de tiristores (válvula de tiristores) que permitiu uma maior velocidade e continuidade na variação da tensão transversal realizando, assim, o controle dinâmico da tensão e do fluxo de potência através da variação do ângulo de transmissão.

TCPAR (*Thyristor Controled Phase Angle Regulator*)

O transformador-defasador, dispositivo FACTS de segunda geração, é também denominado de TCPAR (*Thyristor Controled Phase Angle Regulator*).

O esquema abaixo, ilustrado na figura 9, apresenta a configuração típica de um transformador defasador e seu diagrama fasorial.

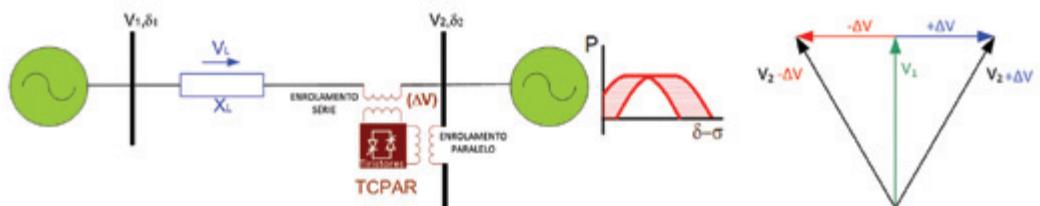


Figura 9 – TCPAR conectado ao sistema de transmissão CA

O transformador defasador pode ser descrito com um transformador que está conectado simultaneamente, através de seus enrolamentos, em série e em paralelo com a linha de transmissão; o enrolamento conectado em paralelo e associado a uma válvula de tiristores que deriva uma determinada quantidade de energia do sistema e a transfere ao enrolamento conectado em série, injetando assim uma tensão transversal (ΔV) necessária para efetuar a defasagem. Outro fato que ocorre é que o enrolamento série pode também absorver energia da rede e dar suporte de tensão para o enrolamento paralelo. No caso de

sistemas muitos fracos, a velocidade da regulação permite que na ocorrência de sobre tensões devido a falhas, o transformador defasador realize a correção do fluxo de carga.

Observando a figura 9, é possível constatar que, quando o transformador defasador insere uma pequena tensão (ΔV) na rede que pode estar em fase ($\sigma = 0$) em contrafase ($\sigma = -90^\circ$) ou em quadratura ($\sigma = +90^\circ$), ele próprio modifica o fluxo de potência (P_{12}). Essa modificação ocorre devido à alteração nas tensões das barras V_1 e V_2 , alteração na impedância da linha de transmissão, e à presença da reatância de acoplamento (X_{PAR}) do enrolamento série do transformador. A equação abaixo ilustra essas grandezas [6].

$$P_{12} = \frac{V_1 \cdot V_2}{(X_L - X_{PAR})} \operatorname{sen}(\delta \pm \sigma)$$

O módulo da tensão injetada no sistema normalmente é pequeno quando comparado com a tensão do próprio sistema, mas a adição do ângulo (σ) produz o efeito desejado sobre o fluxo de potência (P_{12}).



Figura 10 – Transformador defasador de comutação mecânica e
Transformador defasador controlado por tiristor



Figura 11 – Transformador defasador 2000 MVA, 400KV

UPFC (Unified Power Flow Controller) – Breve Descrição

A configuração de um UPFC está representada na figura 12, e basicamente consiste na conexão de conversores de tensão (VSC) com a rede elétrica, um conversor está inserido série, e outro em paralelo, eles estão interligados por uma conexão em corrente contínua através de capacitores CC.

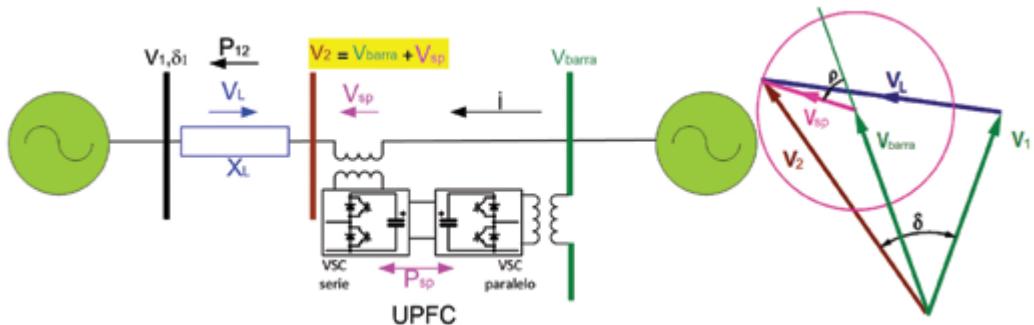


Figura 12 – UPFC conectado ao sistema de transmissão CA

O UPFC é um compensador universal, que pode funcionar como um conversor CA-CA ideal capaz de controlar simultaneamente o fluxo de potência numa linha de transmissão e a tensão de uma barra. Isso significa que potência ativa pode ser injetada nos dois sentidos entre os terminais de rede. Ambos os conversores (VSC_s) e (VSC_p) têm a capacidade de gerar ou de absorver potência reativa de forma independente da rede elétrica.

O UPFC é um dispositivo FACTS revolucionário que oferece alternativas para o controle de sistemas de potência até então impossíveis de serem atingidas com o uso de equipamentos tradicionais.

O UPFC pode executar as funções de um SSSC através do conversor (VSC_s), e de um STATCOM (VSC_p) e de um regulador de ângulo de fase (porque consegue manipular potência ativa).

O conversor série permite que o UPFC injete uma tensão controlável em módulo (de 0° até V_{sp} máximo) e fase (de 0° a 360°) em série com a linha. Nesta situação, o conversor paralelo (VSC_p) absorve potência ativa da rede e transfere para o conversor série (VSC_s), o que possibilita alterar a fase da tensão mantendo-a constante em módulo [6].

Essas alterações na tensão e ângulo de fase no ponto onde o UPFC está conectado podem ser observadas no diagrama fasorial da figura 12.

Observe que, dependendo do ponto de operação, o conversor paralelo pode absorver ou injetar potência reativa na barra (V_{barra}), já o controle do fluxo de potência na área limitada pelo círculo ilustrado no diagrama só é possível de ser realizado devido a uma pequena parcela de potência reativa extraída da rede pelo conversor série e transmitida para o conversor paralelo, ou seja, é através do pequeno fluxo de potência ativa entre os conversores que se realiza o controle do fluxo de potência na rede. Deste modo o UPFC pode ser controlado de maneira que possa gerar uma tensão de compensação série, com qualquer amplitude e fase (sua região de operação é um círculo). Esta é uma das principais vantagens do UPFC quando comparado com controlador defasador baseado em tiristores.

Importante destacar que a potência reativa não flui através da conexão CC, pois ela é gerada ou absorvida localmente em cada um dos conversores. Apenas a potência ativa flui entre os conversores.

A capacidade de armazenar energia nos capacitores CC é pequena, pois a potência ativa absorvida pelo conversor em paralelo é igual à potência ativa gerada pelo conversor série. Se essa troca não é realizada, a tensão CC pode aumentar ou diminuir dependendo da potência que está sendo absorvida ou gerada pelos conversores. Do outro lado, a potência reativa compensada pelos conversores em paralelo ou série pode ser escolhida independentemente uma da outra, dando assim uma grande flexibilidade no controle do fluxo de potência.

Essas funções podem ser realizadas individual ou simultaneamente, com excelente tempo de resposta e ótimo desempenho. Devido a essa característica de operação, o UPFC é o dispositivo FACTS mais sofisticado para compor uma linha de transmissão.

Assim, como o STATCOM e o SSSC, o UPFC pode operar com níveis de tensão relativamente baixos (devido aos transformadores de acoplamento), conseguindo-se, assim, potências nominais elevadas para estes dispositivos. No entanto, esta ainda é uma solução de custos elevados e de grande complexidade, só se justificando em situações onde se pretende utilizar todas ou quase todas as potencialidades de um UPFC. Em todas as outras situações, existem soluções econômica e tecnicamente mais viáveis [1], [2], [5], [6], [9].

Dispositivos FACTS e a Influência na Tensão

A tensão numa rede de transmissão pode ser regulada de forma eficaz através de um dispositivo FACTS conectado em paralelo, que realiza o controle da tensão através da injeção ou absorção de potência reativa com o sistema.

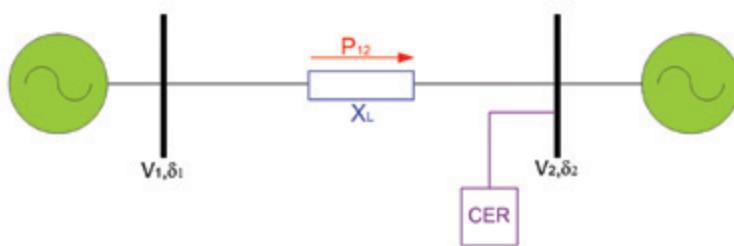


Figura 13 – CER conectado ao sistema de transmissão CA

O dispositivo FACTS mais utilizado comercialmente, tanto para aplicação industrial como nas concessionárias de energia, e que realiza esse tipo de função é o compensador em derivação denominado de Compensador Estático de Reativos (CER) ou SVC (*Static VAR Compensator*). Esse dispositivo convencional utiliza válvulas de tiristores e seu sucessor STATCOM que utiliza conversores de tensão (semicondutor autocomutado) serão apresentados em maiores detalhes neste capítulo, devido ao fato de serem amplamente utilizados no sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil.

5. SVC (STATIC VAR COMPENSATOR)

Noções Básicas de Funcionamento

O *Static Var Compensator* (SVC) ou Compensador Estático de Reativos (CER) é um dispositivo FACTS que utiliza válvula de tiristores, e sua principal característica é o controle rápido e contínuo da tensão no ponto de conexão. Esse controle é realizado através da troca de potência reativa estabelecida entre a rede elétrica e os elementos reativos passivos (reatores e capacitores) que formam o compensador.

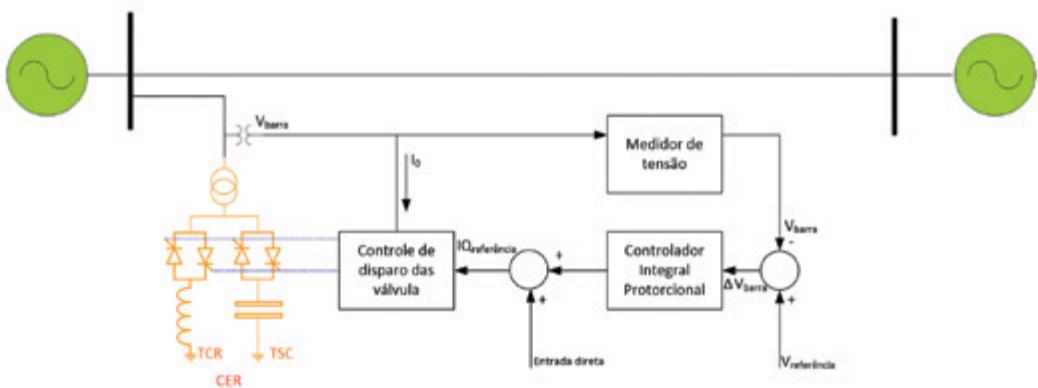


Figura 14 – CER conectado ao sistema de transmissão CA

O diagrama de blocos do controle do Compensador Estático [1] ilustrado na figura 14 mostra que a tensão da barra na qual o compensador está conectado é comparada com a tensão de referência. Através de um controlador integral proporcional, o erro processado de leitura dessa tensão é amplificado. Então a saída desse controlador produz uma corrente de referência que é utilizada para o disparo do controlador de reativos (disparo das válvulas) que, de acordo com a tensão e corrente de referência, injeta ou absorve potência reativa na rede, ajustando, desse modo, a tensão no ponto de conexão.

A figura 15 apresenta o diagrama unifilar de um Compensador Estático de Reativos formado por um TCR (reator controlado a tiristor), um TSC (capacitor chaveado a tiristor) e um filtro de harmônica, conectados ao sistema de potência através de um transformador de acoplamento. Outras variantes derivadas das associações desses elementos também são possíveis.

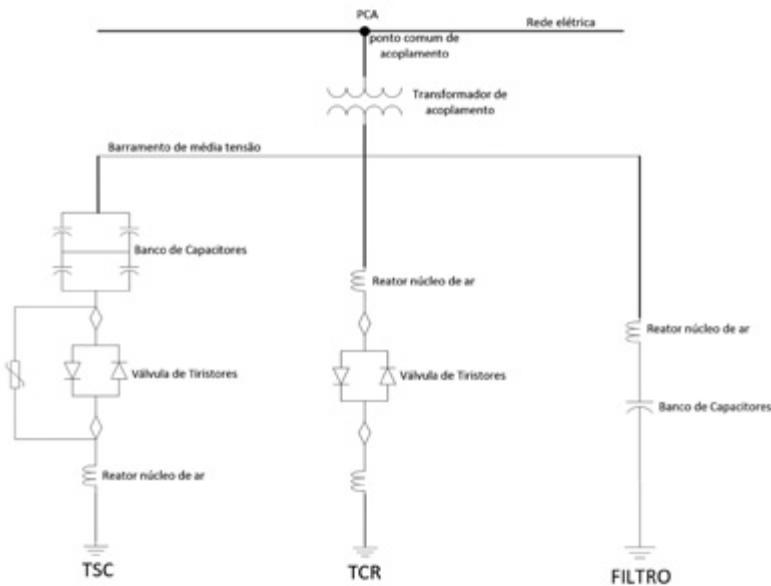


Figura 15 – Configuração típica do Compensador Estático de Reativos

Através da associação e conexão desses equipamentos, o Compensador Estático pode manter a tensão no ponto de acoplamento comum (PCA) constante. Isso é possível devido a sua capacidade de trocar potência reativa com o sistema.

O princípio de operação do Compensador Estático pode ser analisado com ajuda de um modelo composto por um reator variável e por um capacitor fixo, conforme ilustrado na figura 16.

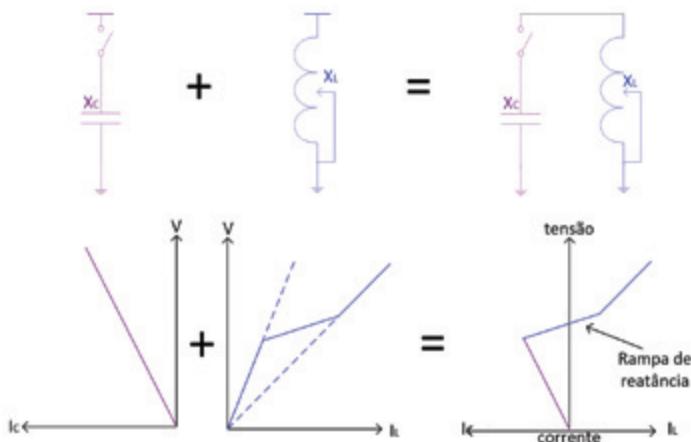


Figura 16 – Característica de operação do CER.[7]

Nos gráficos que compõem a figura 16, é possível observar que a curva característica do Compensador Estático (V_{xL}) é o resultado da sobreposição da curva de operação do capacitor fixo e a curva de operação do reator controlado. Admitindo inicialmente que o capacitor está conectado na barra, observa-se que à medida que o reator controlado é inserido no sistema (rampa de reatância indutiva) ocorre a redução da reatância capacitiva

até que esta seja anulada e sobressaia a reatância indutiva. Com isso podemos concluir que o comportamento da tensão será determinado pela combinação desses elementos.

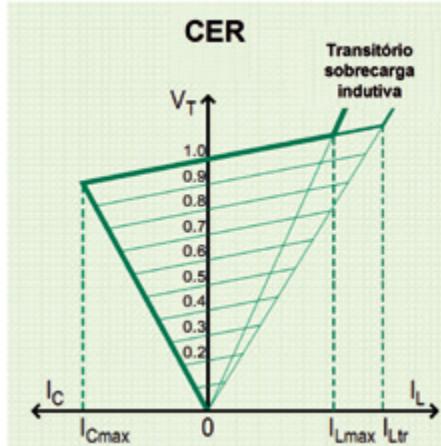


Figura 17 – Característica de operação do CER.

A curva característica (VI) de funcionamento do Compensador Estático depende diretamente das alterações que ocorrem na tensão do sistema e nas suas condições operativas (carga leve/pesada, contingências). A figura 17 apresenta uma curva $V_x I$ de um Compensador Estático, na qual é possível observar a faixa de operação do compensador, a relação tensão *versus* corrente e a região de operação transitória durante a ocorrência de sobrecarga indutiva.

Para estudar o correto comportamento do Compensador Estático, é necessário realizar primeiro uma análise da rede elétrica.

A característica da rede pode ser determinada através do equivalente de *Thevenin* visto pela barra 2 cuja tensão se deseja controlar, conforme ilustrado na figura 18.

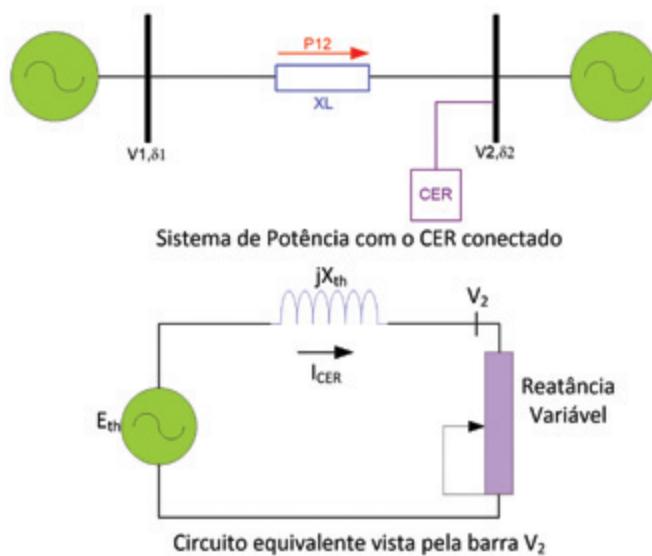


Figura 18 – Circuito equivalente

A tensão da barra 2 (V_2) tende a aumentar quando a corrente de carga for capacitativa e, assim, tende a diminuir quando a corrente de carga for indutiva.

Para cada condição operativa do sistema, um novo equivalente é definido e sua característica é afetada pelas mudanças na tensão e na reatância variável equivalentes. A característica da rede pode ser mostrada pela equação da tensão abaixo, onde E_{TH} e X_{TH} representam respectivamente a tensão equivalente e a reatância equivalente do sistema no ponto de conexão do CER.

$$V_2 = E_{TH} - X_{TH} I_{CER}$$

Com o equivalente *Thevenin*, pode-se traçar a característica tensão-corrente e observar como a linha de carga da rede é afetada por variações da tensão E_{th} e da reatância equivalente X_{th} . A figura 19 apresenta a linha de carga do sistema e sua característica para pequenas variações na tensão E_{th} e na reatância X_{th} .

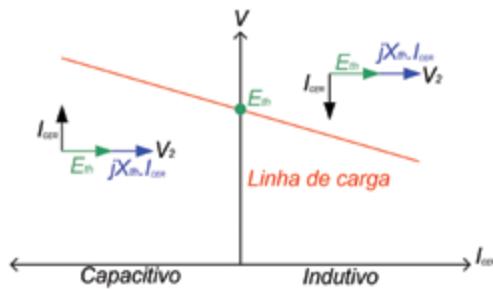


Figura 19 – Linha de carga do sistema

A característica do CER, dentro da faixa de tensão controlada, pode ser expressa por sua característica X_{CER} , que representa a rampa de reatância. Isto é demonstrado com a aplicação da equação abaixo, onde V_0 é a tensão inicial do CER.

$$V = V_0 + X_{CER} I_{CER}$$

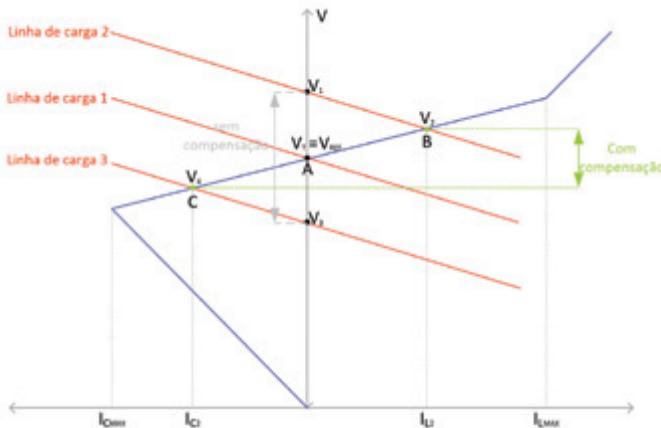


Figura 20 – Interação do CER com a rede elétrica

A figura 20 apresenta a solução gráfica para as características do sistema e do Compensador Estático – CER.

São apresentadas três linhas de cargas possíveis, correspondendo a três valores da tensão equivalente do sistema (E_{th}).

A linha de carga 1 representa as condições nominais do sistema e intercepta a curva característica do CER no ponto A onde $V_T = V_{REF}$ e $I_{CER} = 0$.

Se, devido a uma redução de carga, a tensão E_{th} aumentar (linha de carga 2), a tensão V_T aumenta e desloca-se para a posição V_1 (sem a presença do CER). Já com a presença do CER, o ponto de operação desloca-se para a posição B, absorvendo corrente indutiva I_{L2} e mantendo a tensão em V_2 .

Se, devido a um aumento na carga, a tensão E_{th} diminuir (linha de carga 3), a tensão V_T diminui e desloca-se para a posição V_3 (sem a presença do CER). Com a presença do CER, o ponto de operação move-se para a posição C, injetando corrente capacitativa na barra I_{C2} e mantendo a tensão em V_4 .

A linha tracejada em cinza define a região de deslocamento da tensão sem a presença do CER, enquanto a linha tracejada verde define a região de deslocamento da tensão com a presença do CER, ou seja, com a presença do CER, sistema compensado, a diferença entre as tensões para diferentes condições de cargas é significativamente reduzida.

Como se pode notar, se a inclinação da característica (*slope*) do CER fosse nula (compensador ideal), a tensão seria mantida no ponto A para ambos os casos considerados.

Configuração do Compensador Estático

Os equipamentos principais (elementos reativos passivos) que compõem a configuração do Compensador Estático são como já mencionados anteriormente, o reator controlado por tiristor (TCR), o capacitor chaveado por tiristor (TSC), o transformador de acoplamento e os filtros de harmônicas.



TSC – Capacitor Chaveado por Tiristor



Filtro de Harmônica

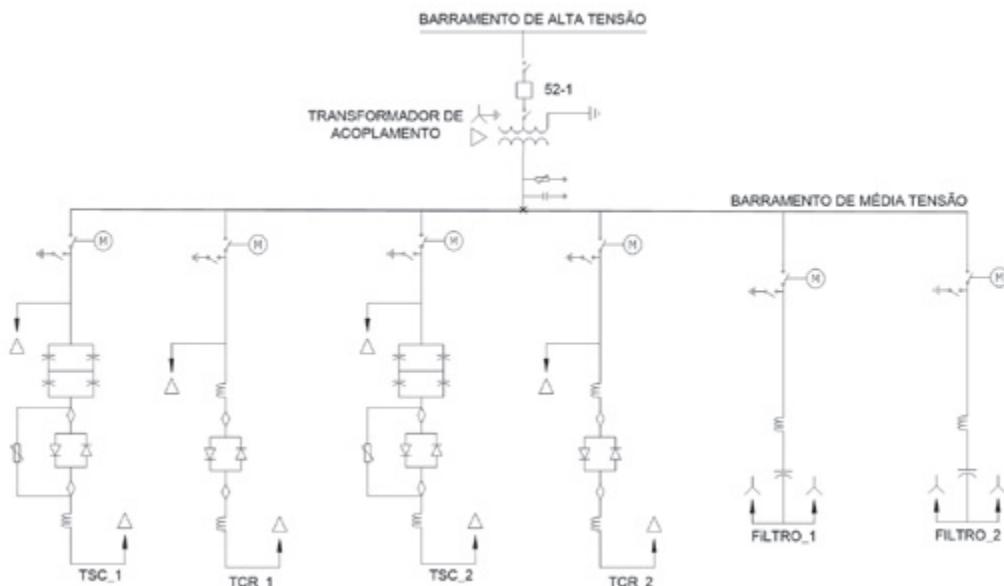


TCR – Reator Controlado por Tiristor

Figura 21 – CER – Compensador Estático de Reativo TCR+TSC+Filtro

Um Compensador Estático pode ser configurado de várias formas através da associação desses elementos. As configurações do Compensador Estático são projetadas para atender a diferentes necessidades da rede elétrica na qual será conectado, sendo utilizando como critério de configuração a potência reativa a ser trocada com o sistema, a topologia da área a ser controlada, a velocidade de resposta do compensador, a flexibilidade operativa, as perdas e o nível de distorção harmônica no ponto de acoplamento. Custo do equipamento, área de instalação e logística também estão entre as considerações relevantes na definição da configuração do Compensador Estático.

Uma configuração típica de um Compensador Estático é mostrada no diagrama unifilar simplificado da figura 22. Na sequência serão descritas as características dos principais equipamentos que compõem o Compensador Estático.

**Figura 22** – Diagrama unifilar simplificado do Compensador Estático de Reativos

Transformador de Acoplamento

O barramento de média tensão é conectado ao barramento de alta tensão através de um transformador de acoplamento que normalmente apresenta uma impedância de dispersão que varia entre 10% e 14%. Embora a potência nominal do transformador (potência de placa) seja definida pelo valor da máxima potência (indutiva ou capacitativa) do compensador, sua potência real é superior devido aos pontos de operação do CER, ciclo de sobrecarga e solicitações harmônicas. A tensão nominal do secundário do transformador de acoplamento é otimizada em função do melhor aproveitamento da válvula de tiristores. Esta tensão, portanto, não é padronizada e varia de acordo com a tecnologia de cada fabricante.

O transformador de acoplamento é um transformador de potência, mas recebe essa denominação devido a sua função de conectar (acoplar) o Compensador Estático à rede elétrica. O local na subestação onde ocorre essa conexão é denominado de PCA (ponto comum de acoplamento). O projeto do transformador de acoplamento deve atender a todos os requisitos estabelecidos nas normas técnicas vigentes, mas destacamos três pontos importantes que devem ser considerados no projeto.

- Exposição à forte presença de harmônicas geradas pelo chaveamento das válvulas de tiristores.
- Consideração das perdas em vazio e em carga, pois os critérios para perdas globais no Compensador Estático são extremamente severos e a parcela de contribuição do transformador é muito relevante. Isso significa que o transformador deve ser projetado para gerar o mínimo de perdas, o que em alguns projetos significa utilizar aço-silício especial na fabricação do seu núcleo.
- Definição no fornecimento entre um banco de transformadores monofásicos ou um transformador trifásico. Alguns empreendimentos têm optado pelo fornecimento de banco monofásico com uma unidade reserva. Isso se justifica pelo fato de que, em uma eventual falha em uma das unidades monofásicas, ela poderá ser substituída rapidamente pela unidade reserva, enquanto que, se a falha ocorrer no transformador trifásico, a reposição poderá levar meses. (exposição a pagamento de PV parcela variável devido à indisponibilidade do equipamento).

A figura 23 ilustra um arranjo eletromecânico de um Compensador Estático com a instalação de um banco de transformadores monofásicos (3+1) e sua respectiva unidade reserva.



Figura 23 – Arranjo eletromecânico do Compensador Estático com banco de transformadores monofásicos

Outros detalhes e informações sobre transformadores de potência podem ser encontrados no capítulo 5 deste livro.

Reator Controlado por Tiristor – TCR

O TCR é constituído por reatores de núcleo de ar dividido em dois enrolamentos (bobinas) por fase, sendo associados em série com uma válvula de tiristores. As fases são conectadas em delta conforme representado na figura 24.

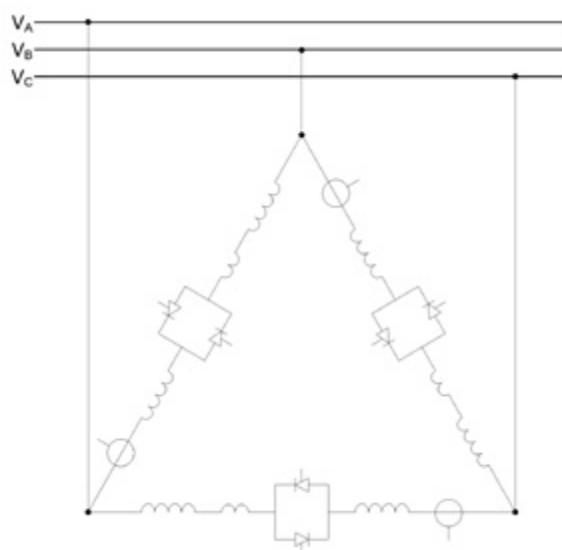


Figura 24 – Reator Controlado por Tiristores

Os tiristores têm a capacidade de conduzir corrente elétrica alternadamente a cada meio-ciclo da frequência fundamental e dependem do ângulo de disparo (α), que é medido a partir do cruzamento com o zero da tensão, para entrarem em condução.

O tiristor pode ser controlado de duas maneiras:

- “ligado – desligado”, isso significa que o tiristor atuará como uma chave assumindo duas e somente duas posições: condução durante todo um meio ciclo da onda fundamental ou não condução.
- Controlado através do ângulo de disparo (α), permitindo uma regulação contínua da potência reativa fornecida por um elemento reativo. O ângulo de disparo corresponde ao ângulo fasorial da onda de tensão da rede em que se deseja que o tiristor entre em condução.

Qualquer que seja o método de comutação usado, a condução do tiristor só pode ser interrompida no instante em que a corrente se anula e/ou inverte a sua polaridade.

Na figura 25 está ilustrada a forma de onda da corrente (i) no reator para um determinado ângulo de disparo (α) nos tiristores.

A corrente através do reator pode ser continuamente alterada por meio do disparo dos tiristores, com uma exatidão de $0,1^\circ$ desde o zero até seu valor máximo. A condução máxima do TCR é obtida com o ângulo de disparo ligeiramente superior a 90° . A corrente, para esta condição, é essencialmente indutiva e senoidal. Porém, conduções parciais são obtidas variando o ângulo de disparo entre 90° e 180° . Ângulos de disparo entre 0° e 90° não são viáveis, pois produzem correntes assimétricas.

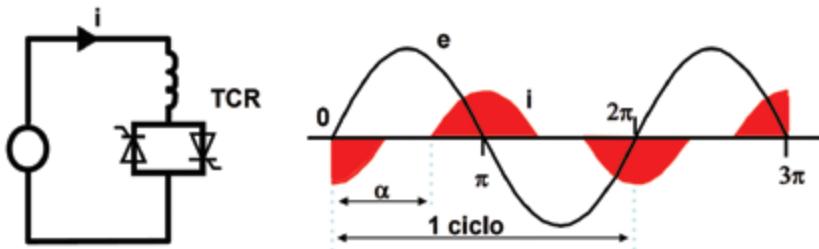


Figura 25 – Forma de onda da tensão (e) e da corrente(i) no reator

O valor máximo do efeito da susceptância (B) controlável do TCR está na condução máxima ($\alpha = 90^\circ$), e é equivalente a $1/X_L$. O valor mínimo, por sua vez, é zero, obtido com o ajuste de $\alpha = 180^\circ$. Deste modo o TCR pode ser entendido como uma reatância aparente variável ($V/I = X_L$), que varia de forma inversamente proporcional à corrente enquanto que a sua potência reativa varia de forma proporcional à corrente.

O TCR necessita de um sistema de controle que determine o instante exato do disparo (ângulo α) medido a partir do último cruzamento com o zero da tensão (sincronismo do ângulo de disparo). O sistema de controle responde a um sinal que pode representar diretamente a susceptância ($1/X_L$) desejada ou a um sinal que representa o desvio da tensão de referência.

Para determinar a susceptância (B) do TCR podemos utilizar a equação:

$$B_{TCR}(\alpha) = \frac{2(\pi - \alpha) + \sin(2\alpha)}{\pi X_L}$$

E para a determinação da potência:

$$Q_{TCR} = 3V_{SVC}^2 B_{TCR}$$

À medida que o ângulo de disparo (α) é incrementado de 90° para 180° , a forma de onda da corrente torna-se cada vez menos senoidal. Em outras palavras, o TCR passa a gerar harmônicos. Em sistemas trifásicos, o arranjo mais utilizado é a conexão de três reatores e válvulas monofásicas conectados em delta. Este arranjo é conhecido por TCR de seis pulsos. Todos os harmônicos gerados que circulam dentro dos enrolamentos conectados em delta, e que são transferidos para a rede elétrica, podem ser filtrados através de filtros de harmônicas.

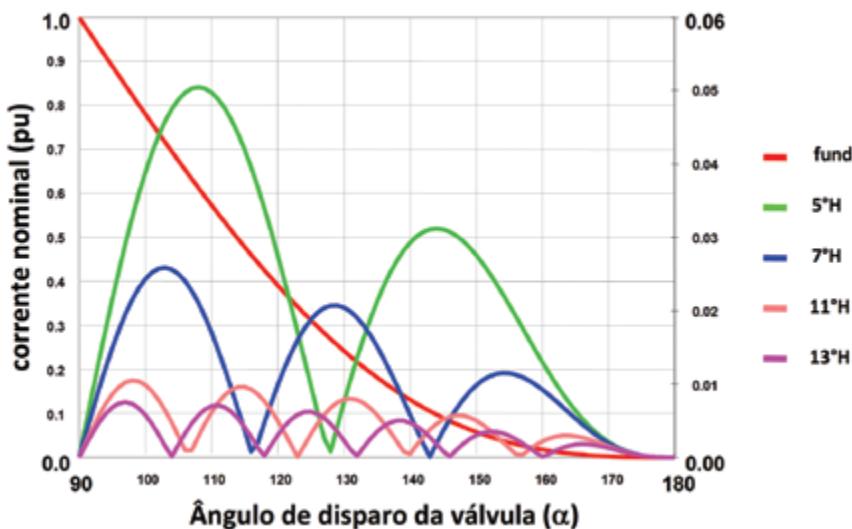


Figura 26 – Espectro de harmônicas geradas pelo disparo do TCR

Capacitor Chaveado por Tiristor – TSC

O TSC é formado pela associação de bancos de capacitores em série com um reator de núcleo de ar e uma válvula de tiristores. O reator de núcleo de ar tem como objetivo limitar o transitório no chaveamento do banco de capacitores, amortecer possíveis correntes de magnetização e exercer uma proteção contra ressonância com o sistema elétrico. A figura 27 mostra um TSC conectado em delta com o sistema.

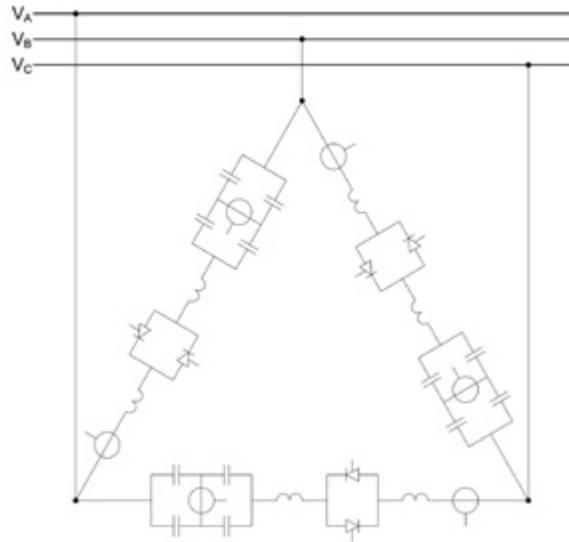


Figura 27 – Capacitor chaveado por tiristores

A ligação trifásica do banco de capacitores, reatores e tiristores é normalmente fechada em delta com a rede elétrica, mas em algumas configurações (depende da tecnologia do fabricante) é possível que esse fechamento seja em estrela.

A válvula de tiristores forma um dispositivo que opera com uma “chave eletrônica” capaz de inserir e retirar o banco de capacitores em um curto intervalo de tempo. O chaveamento do banco de capacitores pode gerar transitórios de valores elevados, dependendo da frequência de ressonância desses capacitores com a rede elétrica. É devido a isso que o controle do ângulo de disparo dos tiristores deve ser realizado de modo adequado, para minimizar o transitorio no momento do chaveamento do TSC. Isto é feito determinando-se o instante exato do fechamento da válvula, quando a tensão no tiristor estiver em seu valor mínimo idealmente nula.

A figura 28 apresenta graficamente o momento do fechamento do tiristor determinado para que a tensão esteja em seu valor máximo e com a mesma polaridade do capacitor, assegurando que o chaveamento esteja livre de transitórios. Da mesma forma, o instante determinado para a abertura do tiristor corresponde à condição na qual a corrente seja igual a zero. O capacitor, por sua vez, tentará a continuar carregado no pico de tensão.

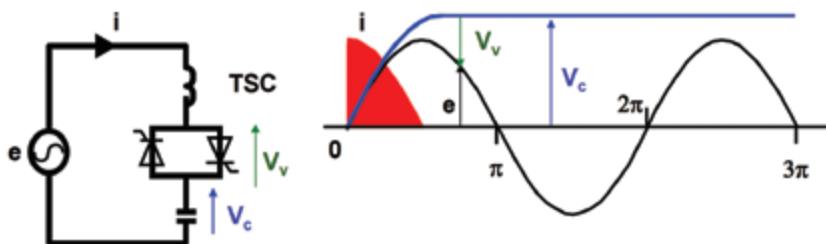


Figura 28 – Forma de onda da tensão (e) e da corrente (i) no reator

O princípio de controle da susceptância (B) utilizado no TSC é conhecido por controle de ciclo integral, pois a susceptância (B) pode ser chaveada a cada exato meio ciclo da frequência fundamental. Desta forma o controle do TSC não gera harmônicos, diferentemente do TCR.

Quando a tensão do barramento onde o compensador está conectado apresenta uma mudança no seu valor de tensão de referência (V_{ref}), o sistema de controle do compensador insere (chaveia) o TSC para que a tensão do sistema retorne ao seu nível operacional.

Filtros de Harmônicas

O objetivo dos filtros é reduzir a distorção das ondas de tensão e corrente produzidas pelo disparo das válvulas de tiristores do TCR.

A solução clássica adotada nas atuais configurações do Compensador Estático para a redução da contaminação harmônica de corrente em sistemas elétricos é o uso de filtros sintonizados conectados em paralelo ao barramento de média tensão. A estrutura típica de um filtro passivo de harmônicos de corrente é mostrada na figura 29.

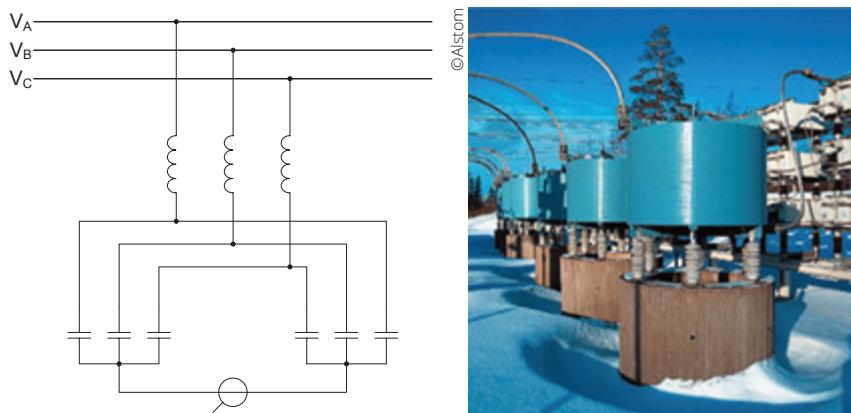


Figura 29 – Filtro de Harmônicas

A frequência de sintonia do filtro é determinada pela seguinte equação.

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} = f_n \sqrt{\frac{X_C}{X_L}}$$

Os filtros devem ser sintonizados nas harmônicas preponderantes no sistema. Um estudo denominado “Cálculo de Impedância Harmônica” deve ser realizado para que o Compensador Estático seja corretamente dimensionado para atender às solicitações harmônicas do sistema exatamente no ponto de acoplamento (PCA) em conformidade com os requisitos estabelecidos pelas normas nacionais e internacionais e requisitos dos procedimentos de rede do ONS e requisitos estabelecidos pela EPE.

As impedâncias harmônicas da rede básica vistas do ponto de comum acoplamento (PCA) devem ser determinadas considerando as condições de configuração de rede, tais como:

- Patamares de carga – leve, média e pesada.
- Anos do horizonte de planejamento.

A partir dos resultados obtidos, são determinados lugares geométricos (LGs) formados por setores circulares definidos a partir de raios e ângulos máximos e mínimos das impedâncias harmônicas (por ordem harmônica) vistas do PCA.

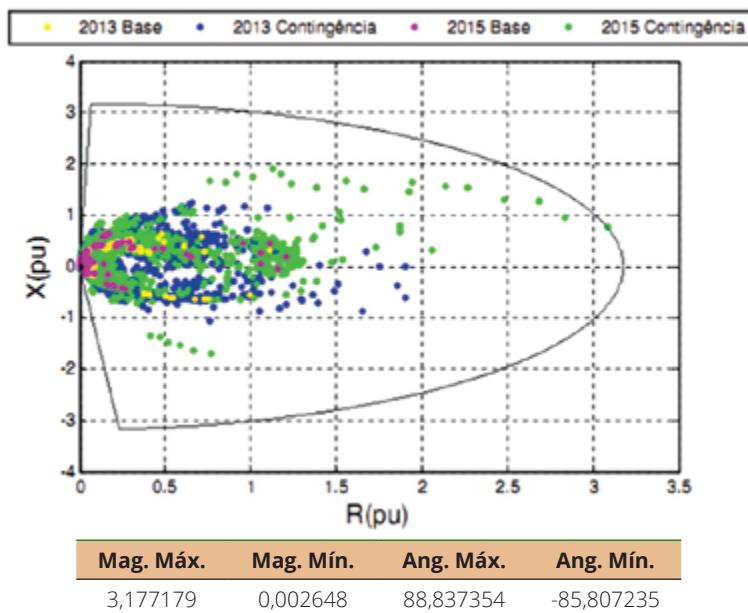


Figura 30 – Envelope de Harmônicas

De posse dessas impedâncias harmônicas, os filtros são dimensionados.

Os filtros de harmônicas possuem também uma segunda e não menos importante função que é o fornecimento de potência reativa capacitiva para o sistema, e a soma da potência capacitativa do TSC mais a potência capacitativa dos filtros são que definem a potência total capacitativa do Compensador Estático.

Potência de Saída do Compensador Estático

A potência de saída do Compensador Estático (Q_{CER}) é a soma das potências reativas de todos os elementos “reativos” passivos que constituem o compensador. Os filtros de harmônicas, que são uma fonte de potência reativa capacitativa não controlável, estão constantemente conectados à barra de média tensão. Para se obter uma potência de saída nula no compensador, é necessário que o TSC esteja desconectado e que o TCR seja

controlado até que sua potência seja da mesma ordem de grandeza da potência dos filtros (Q_{filtros}), deste modo a potência reativa indutiva do TCR (Q_{TCR}) anulará a potência reativa capacitiva dos filtros, resultando numa potência de saída nula ($Q_{\text{CER}} = 0$). Se o sistema requer mais potência reativa capacitativa, o TSC será chaveado e a sua potência capacitativa (Q_{TSC}) será adicionada à potência capacitativa dos filtros (Q_{Filtros}) e ambas serão injetadas no sistema, influenciando assim na potência de saída do compensador. Importante lembrar que o transformador de acoplamento também produz potência reativa indutiva (Q_{TR}) em função da corrente que circula para o compensador.

$$Q_{\text{CER}} = Q_{\text{Filtros}} + Q_{\text{TCR}} + Q_{\text{TSC}} + Q_{\text{TR}}$$

A potência reativa de saída do Compensador Estático afeta diretamente o valor da tensão no ponto de conexão PCA. A injeção de potência reativa capacitativa faz com que o valor da tensão no PCA se eleve, enquanto que a absorção de potência reativa indutiva faz com que o valor da tensão no PCA seja reduzido.

A potência de curto-círcuito no ponto de conexão é outro fator importante a ser considerado na relação de variação do valor da tensão no PCA.

A equação ilustra a variação da tensão (ΔV) de acordo com a relação potência de saída do compensador (Q_{SVC}) e potência de curto-círcuito (S_K) no ponto de conexão.

$$\Delta V(\text{pu}) = \frac{Q_{\text{SVC}}}{S_K}$$

Todo Compensador Estático é projetado para fornecer uma determinada faixa de potência reativa (+Mvar à -Mvar) que deve ser continuamente controlada.

Controle do Compensador Estático

Conceitualmente, o sistema de controle de um Compensador Estático pode ser analisado dividindo o sistema em duas partes: um controle em malha aberta e um controle em malha fechada.

Controle em malha aberta – É responsável pelas condições de comando dos dispositivos de manobra (chaves e disjuntores), verificação de intertravamentos, disparo de *trip*, interface com sistema de comando remoto (supervisório), registro de falhas e proteção.

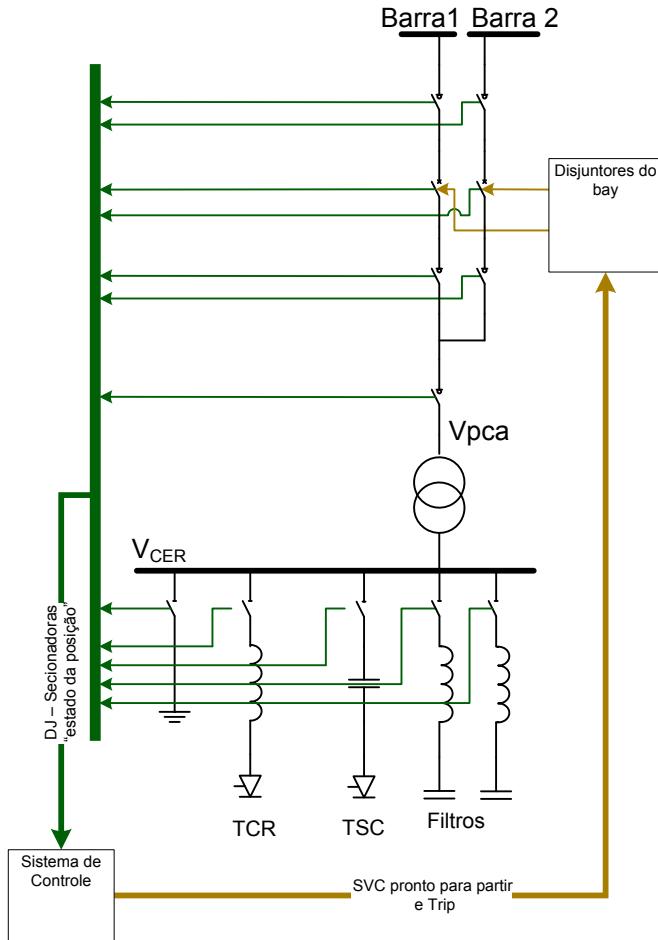


Figura 31 – Sinais do sistema de controle em malha aberta

O diagrama da figura 31 mostra os sinais controlados e monitorados pelo sistema de controle em malha aberta, a linha verde representa o estado dos equipamentos de pátio (seccionadoras, lâminas de terra e disjuntores) e a linha marrom representa os sinais de comando e desligamento (*trip*).

O sistema de controle é projetado para controlar e monitorar todas as seccionadoras motorizadas e o disjuntor do lado AT, exceto a chave de aterramento que, por questões óbvias de segurança, só deve ser operada manualmente. O estado “aberto-fechado” de todos os dispositivos é monitorado pelo controle em malha aberta.

Além de comando de manobra dos equipamentos, o controle em malha aberta também é responsável pelo registrador digital de perturbações (RDP), comunicação com o sistema supervisório e sincronismo de eventos (GPS).

Controle em malha fechada – O objetivo desse sistema é ajustar a potência de saída do compensador. A potência reativa é controlada ajustando os ângulos de disparo dos tiristores TCR, enquanto que a potência capacitativa é obtida chaveando o TSC. O sistema de controle mede sinais de tensão e corrente da rede para, através de um determinado algoritmo, controlar os disparos das válvulas de tiristores.

O esquema de controle ilustrado na figura 32 representa, de modo funcional e generalista, um sistema de controle em malha fechada do compensador. Os sinais de tensão e corrente estão marcados em azul; e os sinais para disparo das válvulas, em vermelho. Para que o sistema de controle funcione adequadamente, é necessário monitorar os seguintes pontos: Tensão do ponto de acoplamento (V_{PCA}) e corrente do lado da alta-tensão (I) essas informações são utilizadas para controlar a potência de saída do compensador. Para sincronizar o pulso de disparo das válvulas, o sistema de controle precisa conhecer o valor da tensão no barramento de média-tensão (V_{CER}).

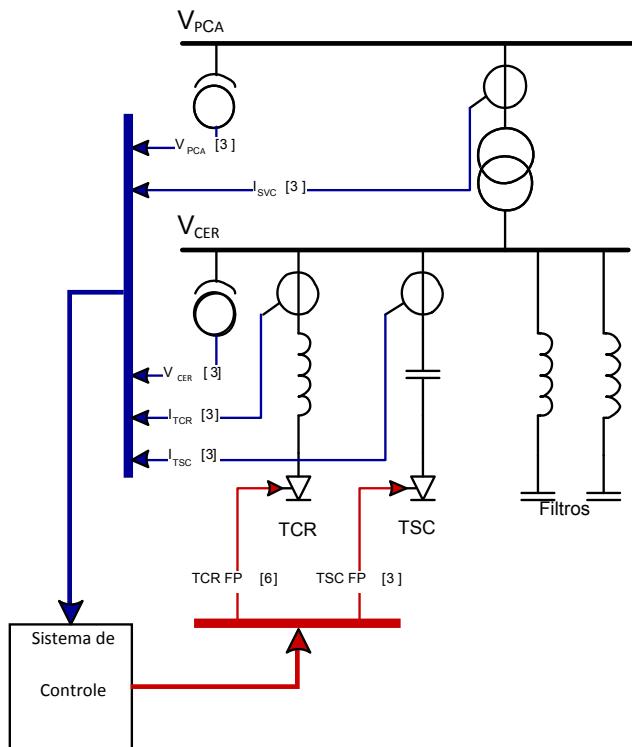


Figura 32 – Sinais do sistema de controle (malha fechada)

Abaixo, descrevemos as principais funções do controle em malha fechada. Essas funções, seus nomes e forma de operar podem variar de acordo com a tecnologia utilizada pelo fabricante do compensador.

Controlador de tensão – Responsável por regular rapidamente a tensão no ponto de conexão com tempo inferior a 30ms e com precisão inferior a 0.25%.

Controlador de potência reativa – Responsável por regular suavemente a potência de saída reativa, injetando pequenos degraus de potência. O objetivo é evitar impactos e oscilações na rede quando a potência reativa for injetada.

Controlador de estabilidade (adaptação do ganho automático) – A adaptação do ganho automático é uma importante característica para a melhoria da estabilidade sob condições do sistema muito fracas em combinação com interações transitórias. Um controlador automático de ganho é importante para assegurar que o compensador apresente resposta constante, garantindo assim seu correto funcionamento. Para determinar

o valor adequado do ganho do controlador PI, um pequeno degrau de potência reativa é injetado no ponto de operação do compensador, causando uma pequena variação na tensão. Os valores de tensão e potência reativa do compensador são registrados antes, durante e após a aplicação desse degrau de potência. Baseado nesses registros de tensão e potência, estima-se um coeficiente de sensibilidade do compensador, e o ganho adequado do controlador proporcional-integral (PI) para correto funcionamento do compensador é calculado.

Controlador do ganho – É necessário se um tempo de resposta constante for requerido sobre uma faixa muito ampla de níveis de curto-círcuito. Em geral, o valor do ganho fornecido pelo controlador de tensão pode ser:

- O ganho normal (manual) ajustado para o menor nível de curto-círcuito do sistema especificado durante o teste do modelo e comissionamento.
- Um valor de ganho calculado na base de uma medição do nível de curto-círcuito.
- Um valor reduzido se o controle de instabilidade for detectado com o controlador de estabilidade acima mencionado.

POD – Controle do amortecimento da oscilação de potência – Esta característica de controle é usada para o amortecimento de oscilações. Oscilações de potência ocorrem como uma interação entre subsistemas de potência (frequência de oscilação entre 0,5 Hz e 3 Hz) e pode ser causa de problemas de estabilidade, que limitam a capacidade da transmissão. A implementação dessa função de controle é obrigatória em todos os fornecimentos de Compensadores Estáticos no Brasil, o controle POD pode ser realizado através da supervisão da corrente, tensão ou frequência da rede elétrica no ponto comum de acoplamento do Compensador Estático.

Válvulas de Tiristores

A configuração básica de uma Válvula de Tiristores consiste da associação em pares antiparalelo de tiristores separados por níveis adequados de tensão e conectados em série. Incluem-se ainda os dispositivos associados à válvula, tais como: dissipadores de calor, circuitos eletrônicos de disparo dos tiristores, reator limitador de corrente (di/dt) e circuito de amortecimento (*Snubbers*).

Snubbers são pequenos circuitos inseridos nas válvulas, cuja função é controlar os efeitos produzidos pelas reatâncias intrínsecas do circuito. Os *snubbers* podem amortecer oscilações, controlar a taxa de variação da tensão e/ou corrente, e grampear sobretensões.

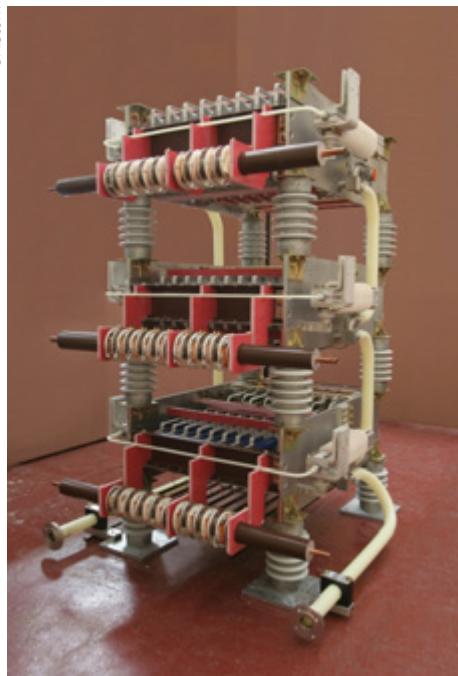
Cada fabricante de válvulas de tiristores possui sua tecnologia própria e características associadas ao seu desenvolvimento, o que faz com que as soluções sejam bastante diferenciadas quanto à geometria, montagem vertical ou horizontal, monofásico ou trifásico, níveis de tensão, circuitos de disparo e sistema de resfriamento dos tiristores. O breve descritivo apresentado abaixo apenas ilustra, de uma forma genérica, a configuração de uma válvula de tiristores e não tem a pretensão de servir de guia ou modelo para construção de uma válvula.

©Alstom



(a) Válvula de tiristores
empilhamento vertical

©Alstom



(a) Válvula de tiristores
empilhamento horizontal

Figura 33 – Válvula de tiristores para TCR (Alstom)

Uma estrutura mecânica “armação”, constituída de aço, forma o *chassi* onde os tiristores são empilhados “coluna de tiristores”, e o isolamento elétrico entre o *chassi* e os tiristores é feito através de isoladores de porcelana. O número de tiristores conectados em série depende da tensão que a válvula deve suportar e a aplicação na qual ela será utilizada, o nível de isolamento da válvula é projetado de acordo com a norma IEC60071. No topo da coluna de tiristores existe um conjunto de molas de compressão que garantem um bom contato elétrico entre o tiristor e dissipador de calor. Cada tiristor é prensado por dois dissipadores de alumínio que têm a função de trocar calor e manter os níveis de temperatura inferiores ao limite da temperatura de junção (< 135°C).



Figura 34 – Tiristores LTT e ETT

A figura 34 ilustra dois tipos de tiristores o ETT – *Electrically Triggered Thyristor*, disparado por sinal elétrico e outro tiristor com tecnologia LTT – *Light Triggered Thyristor*, disparado por luz. Cada fabricante da válvula possui a sua própria tecnologia e utiliza o tipo de tiristor que lhe é mais favorável técnica e economicamente.

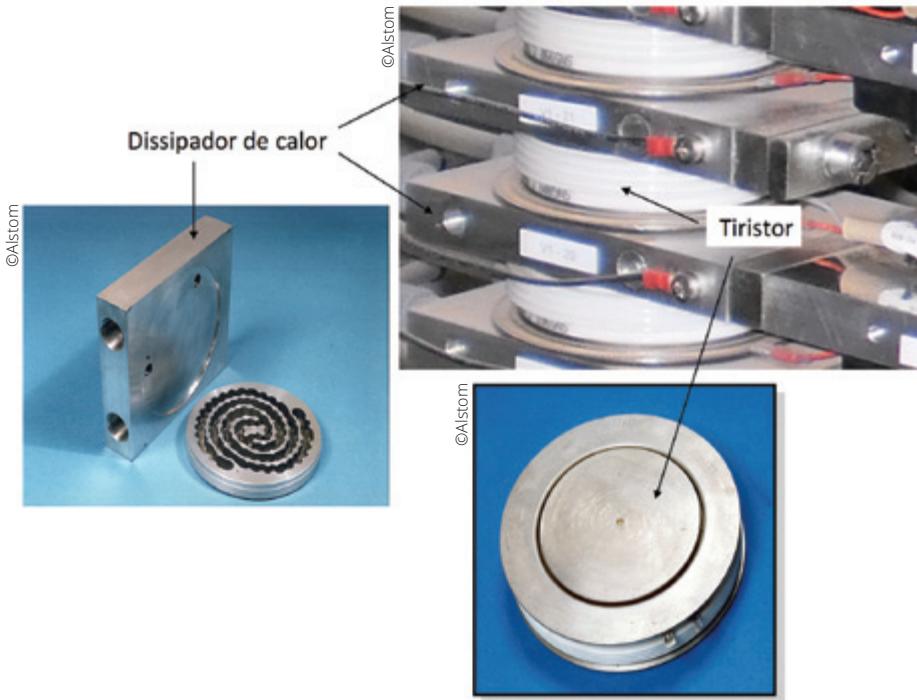


Figura 35 – Tiristores e dissipador de calor

Faz parte também de uma válvula de tiristores: um módulo eletrônico para monitorar a tensão inversa de cada nível de tiristores associado em antiparalelo, o cartão eletrônico de disparo e o circuito *snubbers*. A figura 36 apresenta a ligação desses componentes com a associação dos tiristores.

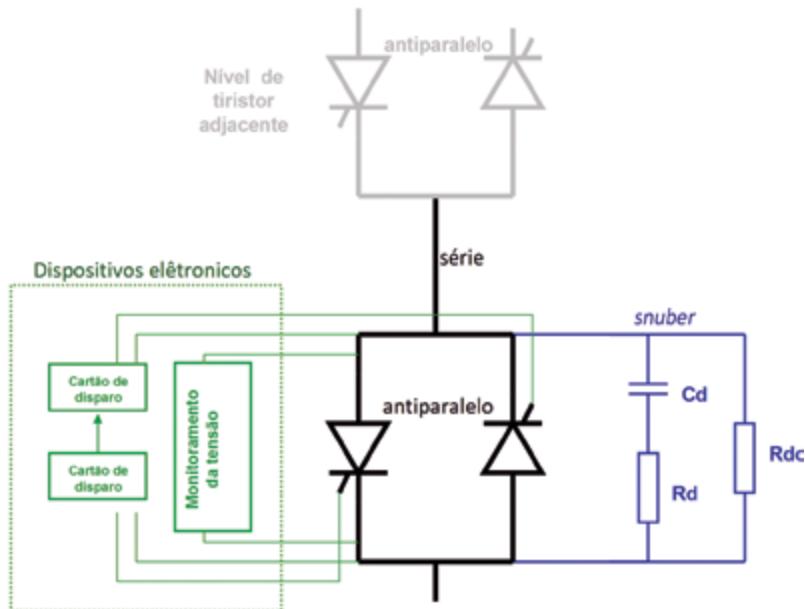


Figura 36 – Esquema elétrico de uma válvula de tiristores

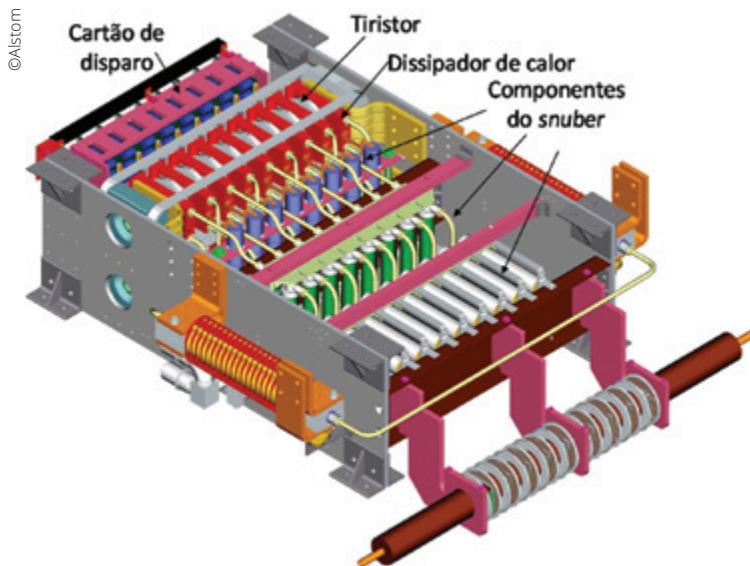


Figura 37 – Principais componentes de uma Válvula de Tiristores

Um sistema de resfriamento, como ilustrado na figura 38, é associado à válvula para manter sua temperatura dentro de valores seguros de operação. Atualmente são utilizados sistemas de resfriamento (circuito fechado) com trocadores de calor do tipo ar/água.

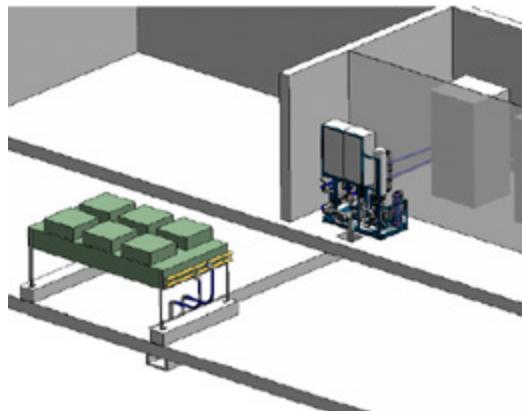


Figura 38 – Sistema de resfriamento das válvulas

6. STATCOM

O STATCOM, sigla de, *STATic Synchronous COMpensator*, é um dispositivo FACTS baseado em um conversor VSC (*Voltage Source Converter*) conectado em paralelo com a rede elétrica. Para que a troca de potência reativa (geração e absorção) entre a rede elétrica e o STATCOM seja realizada, o conversor VSC gera uma tensão com módulos e ângulos variáveis. Estes conversores possuem um banco de capacitores CC que funcionam como uma fonte de tensão CC. O banco de capacitores CC também serve como sistema de armazenamento de energia. É através da posição relativa da tensão gerada pelo VSC

com a tensão da rede que se estabelece a troca de reativos que faz com que o STATCOM cumpra sua função de compensação de reativos. É importante destacar que, idealmente, a corrente injetada pelo STATCOM na rede onde está conectada está em quadratura com a tensão do sistema, fazendo com que o fluxo de potência ativa seja nulo.

A capacidade de trocar potência ativa com a rede é limitada e acontece apenas para modificar o nível da tensão CC sobre o capacitor e para suprir as suas próprias perdas.

O STATCOM é composto basicamente por quatro componentes: conversor VSC, transformador de acoplamento, banco de capacitores em corrente contínua e um sistema de controle, como ilustrado na figura 39.

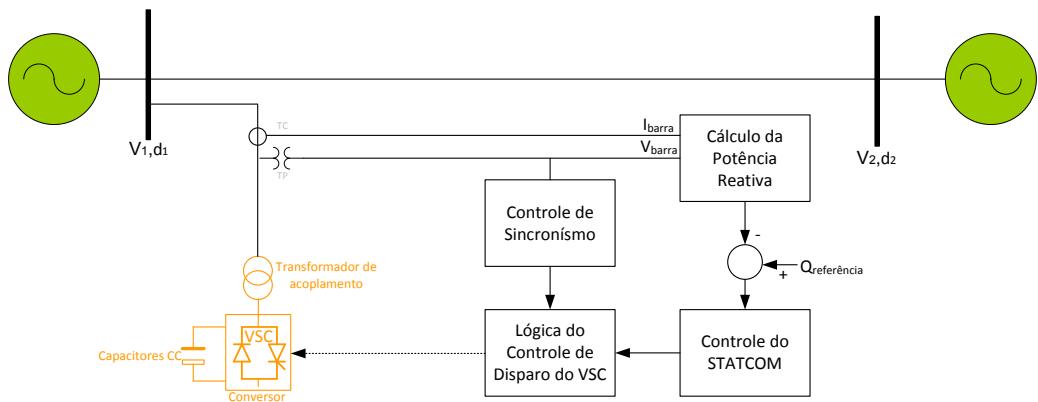


Figura 39 – STATCOM e seu sistema de controle

Seu princípio de funcionamento é análogo ao do Compensador Síncrono, com a exceção de não possuir inércia mecânica nem capacidade de sobrecarga. Essa analogia se dá comparando a excitação do campo elétrico da máquina síncrona com a tensão sobre o banco de capacitores CC. Ou seja, se a tensão sobre os capacitores for incrementada para um valor acima do nominal, o STATCOM está “sobre-excitado” e gera potência reativa. De maneira contrária, se a tensão sobre os capacitores for reduzida abaixo do nominal, o STATCOM está “subexcitado” e absorve potência reativa da rede elétrica.

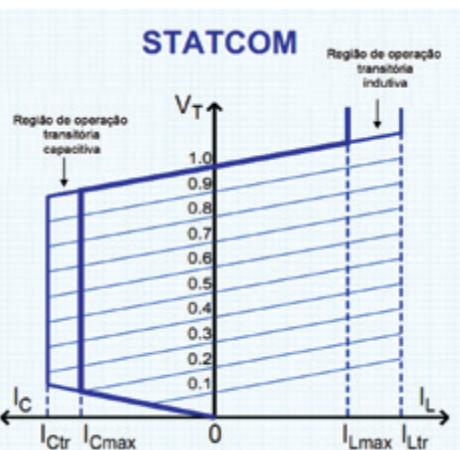


Figura 40 – Curva característica do STATCOM

A característica da tensão de saída *versus* corrente (característica *V-I*) é apresentada na figura 40. Através dessa figura é possível observar que o STATCOM, além de ser capaz de fornecer potência reativa (indutiva e capacitativa), consegue também controlar sua corrente de saída sob toda a faixa controlável independentemente da tensão da rede. Deste modo, o STATCOM pode fornecer a corrente capacitativa total para qualquer nível de tensão, inclusive com uma tensão próxima de zero.

Conversor VSC

O conversor VSC tem a função de manter o capacitor CC carregado num nível de tensão apropriado que possibilite a troca de potência reativa com a rede elétrica no ponto de conexão. Isto ocorre quando a tensão de saída do conversor está adiantada em relação à tensão da rede elétrica. Deste modo, o conversor VSC absorve uma pequena quantidade de potência ativa necessária para a reposição de perdas dos elementos semicondutores e para a manutenção da tensão do capacitor CC num nível desejado. Este mesmo mecanismo de controle é usado para aumentar ou diminuir a tensão do capacitor, e com isso controlar a amplitude da tensão de saída do conversor para efetivamente trocar potência reativa com a rede elétrica.

Configurações do Conversor VSC

Existem várias formas (arranjos) de associar os semicondutores autocomutados que compõem o conversor VSC. Cada arranjo gera diferentes “níveis” de tensão devido aos diferentes degraus gerados. Atualmente, na moderna concepção dos Compensadores Estáticos de alta potência, está sendo aplicada a configuração do VSC em multiníveis.

A topologia NPC (*Neutral Point Diode Clamped Inverters*) de três níveis é a mais popular [9], tornando-se cada vez mais a tecnologia padrão aplicada em conversores de média tensão, pois apresenta uma boa relação entre a qualidade da onda de saída, custos e complexidade de operação.

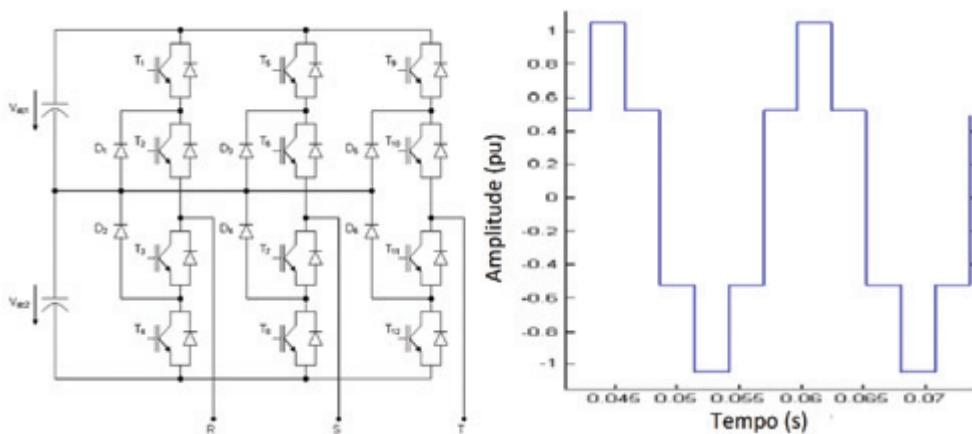


Figura 41 – Conversor VSC com ligação NPC e a curva de tensão fase-fase

A figura 41 mostra o esquema NPC de três níveis e a curva de tensão fase-fase. Neste esquema são utilizadas 12 chaves, sendo quatro chaves para cada fase, e seis diodos.

Nesta configuração, a tensão no barramento CC depende da associação dos dois capacitores que formam uma espécie de divisor de tensão capacitivo fazendo com que a tensão no barramento CC seja igualmente dividida por dois. Cada fase contém quatro IGBTs e dois diodos de fixação. Estes diodos estão ligados ao ponto médio do barramento CC para assegurar que a tensão sobre qualquer IGBT não seja superior à metade da tensão total do barramento.

O resultado obtido da tensão fase-fase é mostrado na figura 41. A grande vantagem das topologias de três (ou mais) níveis está na capacidade de gerar formas de ondas compostas de um maior número de pulsos.

A figura 42 mostra a configuração de um STATCOM utilizando conversores VSC conectados em Delta.

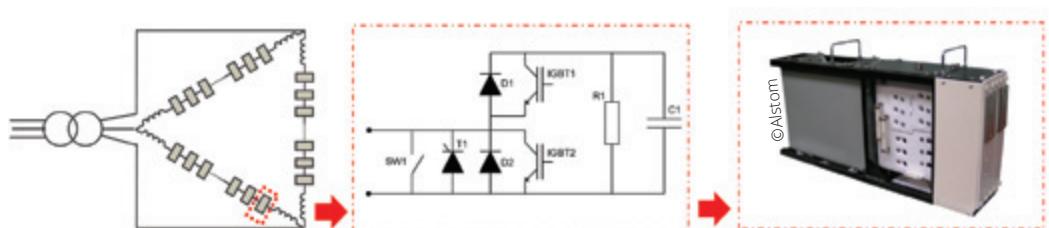


Figura 42 – STATCOM utilizando conversores VSC conectados em Delta

A grande vantagem configuração multiníveis está na capacidade de gerar formas de ondas compostas de um maior número de pulsos. A desvantagem desta configuração está na grande quantidade de chaves e diodos utilizados e na lógica de controle mais complexa.

Capacitor Corrente Contínua – CC

O capacitor CC tem como função servir de fonte de tensão contínua para atuação do conversor e servir como acumulador temporário de energia, possibilitando o fluxo bidirecional entre o Compensador Estático e a rede elétrica.

Cada conversor VSC utilizado na configuração do Compensador Estático deve possuir um capacitor CC, no entanto para se obter níveis elevados de tensão e potência os capacitores podem ser associados em configurações série-paralela.

7. COMPARAÇÃO ENTRE AS TECNOLOGIAS CER E STATCOM

O STATCOM, quando comparado ao Compensador Estático de Reativos (CER), apresenta vantagens como baixa geração harmônica, bom desempenho com baixa tensão, capacidade de fornecer corrente capacitativa ao sistema para qualquer nível de tensão, inclusive próximo de zero. Na figura 43, estão sobrepostas às curvas características V-I de um STATCOM (azul) e de um CER (laranja).

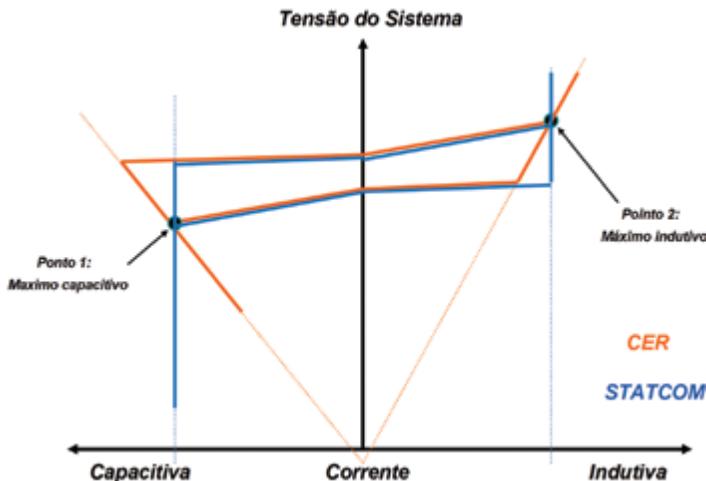


Figura 43 – Sobreposição das curvas características do CER e STATCOM

O STATCOM consegue controlar a sua corrente de saída independentemente da tensão do sistema e possui capacidade de fornecer corrente capacitativa máxima com uma tensão praticamente zero. Nessa mesma situação, a sua corrente de saída do CER diminui com a redução do nível de tensão do sistema. Na ocorrência de fenômenos transitórios, o STATCOM consegue aumentar a sua margem de potência reativa fornecida à rede um pouco além da sua capacidade em regime estacionário. Este incremento de potência, para além dos limites de operação, está limitado pelas características dos semicondutores e pelas temperaturas máximas admissíveis nas respectivas junções. Para o CER, esse incremento não é possível porque a potência reativa máxima que ele pode fornecer é limitada pela tensão do sistema e pela capacidade dos seus bancos de capacitores. Isto torna o STATCOM bastante eficaz no aumento da estabilidade transitória, conseguindo margens de estabilidade para os grupos geradores superiores às obtidas com um Compensador Estático Convencional – CER.

O tempo de resposta de um STATCOM é melhor (mais rápido) que o tempo de resposta de um CER. Essa diferença deve-se ao modo de controle dos tiristores no CER. Como o tiristor para de conduzir (bloqueado) apenas quando a corrente é nula (zero da senoide), o tempo de resposta pode chegar até meio ciclo da frequência da rede. No STATCOM, os semicondutores autocomutáveis e o tempo de resposta dependem essencialmente da frequência imposta aos semicondutores. Este tempo de resposta inferior torna-o capaz de responder mais eficazmente aos fenômenos transitórios e a oscilações de potência na rede.

O STATCOM, tal como o CER, gera harmônicas no caso de desequilíbrios entre fases (aparecem na ocorrência de curtos-circuitos, por exemplo), incluindo a terceira harmônica que pode atingir amplitudes consideráveis. Em regime permanente, o CER pode evitar a produção de harmônicas com uma topologia adequada, associação em delta de seus componentes. Já o STATCOM produz sempre conteúdo harmônico devido à utilização de conversores, apesar de as harmônicas geradas nos conversores serem atenuadas, a presença de filtros é necessária, mas seu tamanho pode ser minimizado quando os conversores forem do tipo multinível.

O STATCOM apresenta níveis de perdas ligeiramente inferiores às perdas CER, mas prevê-se que, com o desenvolvimento dos semicondutores, o STATCOM venha a reduzir suas perdas.

O arranjo eletromecânico do STATCOM, quando comparado com o CER para a mesma potência nominal, leva grande vantagem por necessitar de uma área de instalação significativamente menor (1/3 da área do CER). O STATCOM é também uma unidade mais compacta que um CER, possui apenas um conversor, um banco de capacitor CC e um filtro de harmônicas, comparativamente pouco volumoso ao invés dos TCRs e TSCs comparativamente maiores empregues no CER [1], [2], [5].

Atualmente, pode-se concluir que o STATCOM já é competitivo para faixas de potência de até 150 MVar, mesmo em situações onde a redução de área (*footprint*) não é importante. Para aplicações onde esta redução é necessária, como nas proximidades de grandes cidades, por exemplo, esta competitividade do STATCOM torna-se ainda mais evidenciada.

O crescente mercado de parques eólicos é também outro vetor que deve impulsionar a aplicação desta tecnologia para possibilitar a adequada integração de turbinas eólicas nas redes de transmissão, de acordo com os requisitos dos padrões de qualidade ditados pelos *Grid Codes*. O mesmo pode ser dito com relação à aplicação industrial (metalurgia, siderurgia etc.).

Outro fato importante a ser analisado diz respeito ao estado da arte de *Power Electronics*. O CER é um equipamento consolidado e para o qual não é esperada nenhuma grande revolução tecnológica que o torne mais eficiente ou que implique significativa redução de custos. Já para o STATCOM, exatamente o contrário é esperado, dado que os novos dispositivos semicondutores como o IGBT, por exemplo, estão em constante evolução visando à produção de equipamentos mais compactos e mais eficientes, com perdas menores e, consequentemente, com menores custos.

Este cenário faz crer que o STATCOM vá se tornar cada vez mais competitivo e muito provavelmente irá abocanhar uma fatia significativa do mercado de CER na próxima década.

A figura 44 mostra um arranjo proposto para instalação de um STATCOM de 144 Mvar – 33kV, instalado em Abu Dhabi.

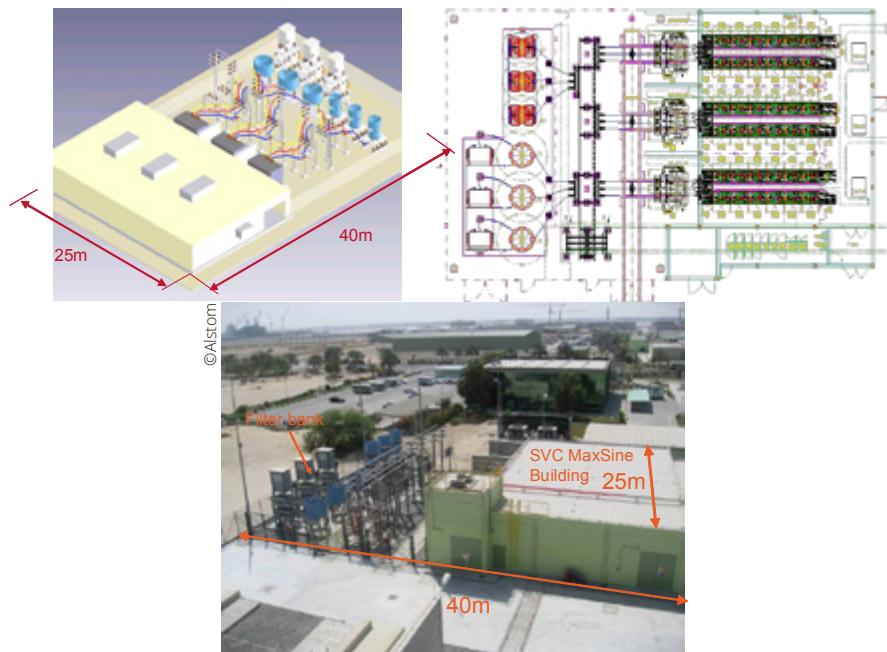


Figura 44 – STATCOM Alstom de 144 Mvar –33kV, instalado em Abu Dhabi

Nota: O STATCOM também é conhecido pelas denominações dadas pelos seus fabricantes: ABB denomina seu STATCOM de SVC_Light, a Siemens de SVC_Plus e a Alstom de SVC_MaxSine.

8. ESPECIFICAÇÃO FUNCIONAL DE UM COMPENSADOR ESTÁTICO

Os itens abaixo descritos fornecem informações gerais para a elaboração de uma especificação técnica funcional para o fornecimento de um Compensador Estático de Reativos que utiliza a tecnologia convencional do tiristor, mas muitos dos itens descritos serão também úteis para especificação de dispositivos FACTS baseado em conversor do tipo VSC (*Voltage Source Converter*) aplicado na configuração do STATCOM.

Os itens propostos abaixo devem ser considerados como uma referência de uso geral por não incluir na sua totalidade todos os detalhes necessários para a especificação de um Compensador Estático de Reativos. Isto se justifica pelo fato de cada compensador possuir a sua especificidade de acordo com a instalação, aplicação e recursos financeiros necessários para o seu projeto típico, sendo assim a aplicação completa dos itens abaixo descritos podem não conter todas as informações necessárias, assim como parte destes itens pode também não ser aplicável. O leitor deste capítulo deve avaliar a extensão de como cada item descrito se aplica ao desenvolvimento da sua especificação.

O objetivo da composição de uma especificação técnica funcional para efeito de fornecimento consiste em definir as características técnicas, a funcionalidade e o desempenho de um Compensador de Reativos, porém a elaboração dessa especificação se reveste de certas particularidades devido à possibilidade de se aplicar tecnologias de

gerações diferentes com o intuito de atingir a mesma finalidade. Isto significa que, para uma mesma especificação técnica, é possível apresentar uma solução alternativa com desempenho equivalente ou superior ao Compensador Estático Convencional.

Devido à possibilidade de se encontrar configurações diferentes para atender à mesma funcionalidade e desempenho, é que a especificação técnica tem de ser funcional para poder envolver todos os fabricantes e eventuais fornecedores das soluções com dispositivos FACTS, visto que cada fabricante com seu projeto característico e interesses próprios no desenvolvimento dos componentes deve possuir a liberdade de propor qualquer item ou porção do sistema com características melhoradas.

A especificação a ser elaborada deve definir, de forma clara e objetiva, o escopo de fornecimento do empreendimento, definir as responsabilidades, se possível através de uma matriz de responsabilidades, de modo a deixar claro os serviços e materiais incluídos e os não incluídos no fornecimento, as características principais e demais requisitos básicos para o fornecimento de um Compensador Estático.

Deve-se procurar fornecer todas as características que, direta ou indiretamente, possam influir no desenvolvimento do projeto do compensador. Esse conjunto de informações deve englobar tanto a operação normal como também as condições extremas de funcionamento que o compensador deve enfrentar e se manter trabalhando de forma contínua e ininterrupta.

Dados da topologia do sistema CA, presença de unidades geradoras, presença de outros compensadores, presença de transformadores com comutador de tensão regulável e para-raios devem ser informados.

- Tensão nominal.
- Tensão máxima operativa do sistema.
- Tensão máxima dinâmica.
- Frequência: nominal (máxima e mínima), oscilações devido a pequenos distúrbios, transiente devido a grandes perturbações (rejeição de carga ou perda de geração) e taxa máxima de variação (Hz/s).
- Níveis de curto-círcuito no ponto de conexão através de estimativas de potência de curto-círcuito para o ano da instalação e futuro.
- Impedância vista do ponto comum de acoplamento (PCA).

A especificação, quando possível, deve fornecer o espectro das harmônicas pré-existentes no sistema e as curvas de impedância em função da frequência, essas informações são necessárias para o correto dimensionamento dos filtros do Compensador Estático. As informações relativas ao sistema de transmissão necessário para o desenvolvimento deste levantamento deverão ser obtidas através dos arquivos dos casos de curto-círcuito (ANAFAS) e fluxo de potência (ANAREDE) definidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS).

Uma análise criteriosa das impedâncias harmônicas vistas a partir do ponto de comum acoplamento do Compensador Estático, atual e futura deve ser realizada considerando a rede básica atual no PCA e a rede futura em cinco ou 10 anos. Deve ser traçada a impedância harmônica em um gráfico R/X que irá revelar as "áreas de pesquisa" dentro do qual a impedância em cada frequência pode ser encontrada.

Um exemplo de setor de impedância harmônicas representado por polígonos está ilustrado na figura 45.

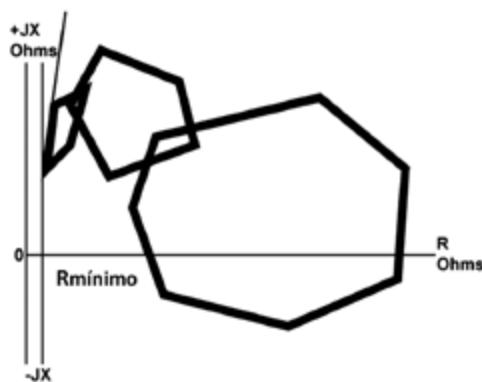


Figura 45 – Polígonos representando os setores de harmônicas – IEEE [8]

O TCR, reator controlado por tiristor, gera correntes harmônicas causadas pelos disparos dos tiristores, uma parte dessas correntes poderá fluir para o sistema de transmissão ocasionando distorções na tensão no ponto de acoplamento. Devido a isso e para garantir que os valores mínimos de distorção de tensão e correntes sejam respeitados, o Compensador Estático deve ser composto por filtros de harmônicas. Para o correto dimensionamento dos filtros, é necessário considerar a presença de harmônicas características preexistentes no sistema e também a presença de harmônicas não características que se formam devido às condições de desequilíbrio das tensões de fase (assimetria); diferenças nas reatâncias entre transformadores; diferenças nas reatâncias entre fases de um mesmo transformador; diferenças nas reatâncias entre fases dos reatores de núcleo de ar que compõem o TCR (é por isso que as tolerâncias são estabelecidas e normalizadas) e as assimetrias nos instantes de disparo (trem de pulso) dos tiristores (erros do sistema de controle). A presença de harmônicas não características faz com que as harmônicas de terceira ordem e seus múltiplos se desloquem para o lado de fora das conexões em delta sendo em alguns casos necessária a instalação de filtros de terceira ordem.

Configuração Mínima do Compensador

Deverá ser indicado o tipo de Compensador Estático a ser fornecido, porém deve-se deixar o fabricante livre para definir o número de ramos e as características nominais destes componentes e a geração tecnológica a ser implementada, desde que atendidos todos os requisitos especificados, em particular o requisito referente à disponibilidade.

Tensões Nominais Contínuas e Limites de Potência Reativa

O Compensador Estático deve ter os seus nominais contínuos estabelecidos levando em consideração os critérios de planejamento quanto aos valores das tensões do

sistema de transmissão nos barramentos de carga e conexão que normalmente variam de 0,95 pu a 1,05 pu em condições normais e contingências simples (perda de um elemento do sistema, tais como perda de linha, transformador ou rejeição de carga e perda de geração). Nestas condições, o Compensador Estático deverá manter as tensões na barra de conexão dentro da faixa especificada em condições normais de operação e em contingências simples.

As variações de tensão devem ser especificadas para não exceder a uma determinada porcentagem (normalmente 5%) em relação a sua condição de regime permanente para contingências simples e chaveamentos de bancos de capacitores e/ou reatores.

O Compensador Estático deverá também ter especificada uma faixa de potência reativa que deverá fornecer continuamente (indutivos e capacitivos) no barramento do ponto de conexão e em toda faixa de tensão.

A convenção usada é que um sinal positivo (+) indica potência reativa capacitiva, e um sinal negativo (-) indica potência reativa indutiva.

A especificação deve determinar o Estatismo (*slope*) do compensador, que é a inclinação (*tang δ*) da curva tensão-corrente, isto é, a relação da variação de tensão para a mudança de corrente ao longo da faixa de operação (indutivo e capacitivo) linearmente controlada e expressa como uma percentagem.

Ciclo de Sobrecarga do Compensador

Este item da especificação deve apresentar as condições de sobrecargas que o Compensador Estático estará exposto e que deverá suportar decorrentes do ciclo de sobretensões.

A tensão máxima de operação de um TCR ou de um TSC é limitada pela temperatura de junção do tiristor que permite bloquear o sistema de controle. A temperatura de junção é função direta da corrente, mas isto não tem significado ao menos que seja necessário bloquear o tiristor, isto é, expor o tiristor para suportar a tensão total. Para evitar que durante fenômenos de sobretensão a temperaturas de operação dos tiristores sejam elevadas, uma ação estabelecida pelo sistema de controle deve ser realizada (por exemplo, através de disparos contínuos dos tiristores) por alguns ciclos para permitir que os tiristores possam ter a sua temperatura de operação reduzida. Atenção especial deve ser dada para essa condição, pois em alguns casos o sistema de controle pode permanecer temporariamente inativo. O critério de sobretensões e o seu modo de controle devem ser detalhados claramente com o fabricante do compensador.

Como esta possibilidade de operação existe, o usuário deve especificar as condições de sobrecargas que o Compensador Estático estará exposto e que deverá suportar decorrentes do ciclo de sobretensões, de modo que o compensador possa funcionar e operar corretamente em momentos de estresse do sistema. Um “ciclo de sobrecarga” pode ser especificado de acordo com o exemplo ilustrado na tabela 1, onde valores de sobretensão e períodos de duração são definidos.

Tabela 1 - Suportabilidade

Sobretensão	Suportabilidade
1,8pu	50ms
1,4pu	200ms
1,3pu	1s
1,2pu	10s
1,1pu	Contínua (indutiva)
1,05pu	Contínua (capacitiva)

Estratégia de Controle Mediante a Variação de Tensão

A rede elétrica está sujeita a variação no seu nível de tensão decorrente de fenômenos transitórios e contingências devido a curtos-circuitos, falhas no sistema de proteção, rejeição de carga e outras faltas que ocorrem no sistema de potência. Para proteger as válvulas do Compensador Estático e indiretamente a rede elétrica, estratégias de proteção para sub e sobretensão devem ser muito bem definidas com o fabricante do compensador.

Estratégia de Subtensão

Quando a tensão de todas as três fases do sistema for reduzida, isto é, a tensão estiver abaixo da tensão de referência, uma estratégia de subtensão no sistema deverá ser ativada para bloquear os pulsos de disparo para as válvulas do TSC e deste modo controlar a potência de saída do compensador para um valor de referência preestabelecido, normalmente esse valor é de zero Mvar. Uma zona morta (tensão *versus* tempo) adequada deverá ser também prevista para garantir uma operação estável para o compensador.

Estratégia de Sobretensão

Na ocorrência de sobretensões, com amplitudes elevadas ($>1,3\text{pu}$) e que ocorram durante um período de tempo igual ou inferior a um segundo (ver tabela 1), o sistema de controle deverá gerar pulsos de disparo contínuos para as válvulas do TCR e bloquear os pulsos de disparo para as válvulas do TSC. Essa estratégia de sobretensão deverá ser desativada tão logo a tensão retorne para valores superiores a um segundo conforme especificado na tabela 1.

Requisitos Mínimos de Desempenho

Regime Permanente

Em regime permanente, o Compensador Estático deverá exercer um controle trifásico da tensão da barra da subestação, portanto a especificação deve estabelecer os requisitos de desempenho em regime permanente, de modo a indicar o funcionamento do controle de tensão do compensador no ponto de conexão (barra da subestação). Os parâmetros mínimos a serem considerados são:

Tensão de referência e estatismo (*slope*). A tensão de referência é a tensão ajustável continuamente para a qual o Compensador Estático não produzirá nem absorverá potência reativa, e o estatismo é a inclinação da curva característica tensão *versus* corrente. Os ajustes da tensão de referência e estatismo devem ser contínuos e não dependentes entre si.

Desempenho Dinâmico

Este item deve estabelecer a característica de resposta do sistema de controle do Compensador Estático e precisa estar referido ao nível de curto-circuito no ponto de conexão. Os requisitos a serem descritos na especificação podem seguir as definições estabelecidas no Guia IEEE Std 1031-2011, conforme descrito abaixo.

Tempo de resposta máximo para variação de tensão: isto representa o tempo necessário para que a tensão terminal varie de 10 a 90% do valor final para o degrau aplicado.

Tempo de estabelecimento (*settling time*): isto representa o tempo necessário para que a resposta do sistema de controle oscile dentro de uma determinada faixa que deve ser inferior a do valor ajustado.

Sobre-excitação (*overshoot*): valor máximo da oscilação de tensão quando comparada ao valor final ajustado.

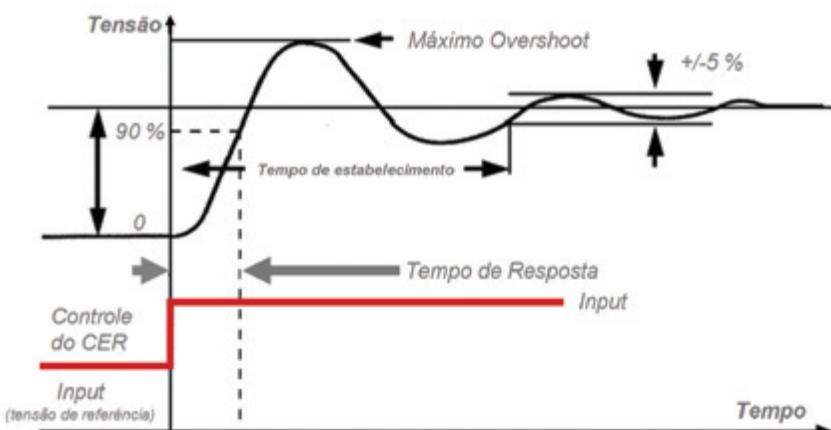


Figura 46 – Tempo de resposta do Compensador Estático

Desempenho Harmônico

A especificação do Compensador Estático deverá considerar que o equipamento a ser projetado deve evitar a ressonância entre seus bancos de capacitores em derivação, filtros e a rede elétrica no ponto onde será conectado. Deve se também especificar que a contribuição do compensador para os níveis de distorção de harmônicos não deverá exceder os limites estabelecidos no submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede da ONS.

Para o dimensionamento e projeto dos filtros de harmônicos, deverá ser efetuado um estudo considerando-se as correntes harmônicas características e não características injetadas pelo compensador no ponto de conexão com a rede. Também devem ser consideradas as correntes harmônicas da rede elétrica no ponto de conexão do compensador.

Para subestações já existentes, onde o ponto de conexão (PCA) não sofrerá mudanças em sua topologia, sugere-se que seja realizada uma campanha de sete dias para medição e determinação das harmônicas existentes na rede elétrica.

Os valores de TIF (fator de interferência telefônica) e o produto IT (fator de corrente harmônica) são definidos pelas fórmulas:

$$TIF = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{25} (V_h \times F_h)^2}}{V_1}, \text{ fator de interferência telefônica.}$$

$$IT = \sqrt{\sum_{h=1}^{25} (F_h \times I_h)^2}, \text{ fator de corrente harmônica.}$$

Onde I_h é a corrente harmônica de linha injetada no sistema e F_h representa os fatores de peso para a corrente harmônica, definidos pelo IEE – publicação 60-68, 1960, e deverão ter seus limites especificados.

Valores limites normalmente especificados são:

- TIF = 25
- IT = 10.000 A.

Perdas

O requisito de perdas talvez seja o que mais cause controvérsias e dúvidas entre fabricantes e concessionárias no Brasil, isto é, se deve ao fato dos valores requisitados nos editais não serem normalizados. Atualmente, nos editais públicos para fornecimento de Compensadores Estáticos, as perdas são simplesmente fixadas nos pontos de máxima operação indutiva e capacitativa e no ponto de operação nula, deixando de ser analisadas as perdas para cada fração do ponto de operação, sendo importante destacar que o Compensador Estático é projetado para operar durante transitórios que ocorrem no sistema e que mais de 90% de seu tempo de operação ocorre nas proximidades do ponto de operação nula.

Os valores fixados para as perdas têm impacto direto no custo de fabricação dos principais componentes do Compensador Estático, principalmente no transformador de acoplamento que pode necessitar de aço-silício especial para a fabricação do núcleo de ferro e nos reatores de núcleo de ar que certamente terão um fator de qualidade muito elevado.

De todo modo, independentemente do critério adotado, seja por perdas valoradas conforme as normas internacionais IEC, ANSI e guia IEEE 1031 ou pontos fixos conforme estabelecido no cenário brasileiro, a especificação técnica deve solicitar ao fabricante que forneça a tabela e a curva de perdas estimadas (kW). Deve-se especificar um valor para a temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$) e para a tensão de operação (pu) para as quais as perdas devem ser calculadas. O compensador pode não operar nessas condições, mas esses valores fornecem uma base comum para a avaliação.

Para cada ponto de funcionamento, as perdas devem ser calculadas em todos os componentes do compensador em funcionamento, esteja em condução de corrente ou não.

Perdas associadas às correntes harmônicas não devem ser consideradas nos cálculos de avaliação de perdas (embora devam ser consideradas no dimensionamento do sistema de resfriamento das válvulas).

A avaliação de perdas estimadas deverão incluir perdas em todos os equipamentos do Compensador Estático em particular:

- Transformador de acoplamento.
- Válvulas a tiristores.
- Bancos de reatores.
- Bancos de capacitores.
- Filtros.
- Equipamentos auxiliares do compensador (incluindo o sistema de resfriamento das válvulas).

O anexo C do guia IEEE 1031-2000 apresenta um memorial de cálculo para estimar perdas no Compensador Estático.

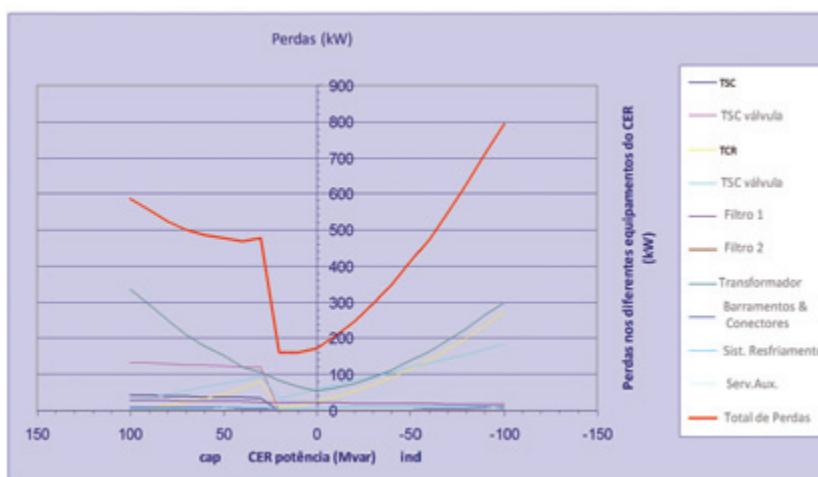


Figura 47 – Curva de Perdas de um Compensador Estático de +100Mvar a -100Mvar

Disponibilidade e Confiabilidade

A disponibilidade anual do sistema completo do Compensador Estático incluindo todos os equipamentos de pátio, serviços auxiliares, válvulas e SPCS deverá ser superior a 99%.

A disponibilidade anual para o sistema de supervisão, controle e proteção (SPCS) deverá ser de no mínimo 99,93%, conforme submódulo 2.7 dos Procedimentos de Rede do ONS.

A disponibilidade anual equivalente para saídas forçadas e parciais é expressa em valores percentuais pela seguinte fórmula:

$$D(\%) = \left[1 - \sum \frac{\text{Duração de saída equivalente (em horas)}}{8.766} \right] \times 100\%$$

O fabricante deverá informar o número médio garantido e a duração das interrupções programadas por ano. O cumprimento dos requisitos com relação à disponibilidade e confiabilidade deverá ser comprovado através de estudos durante a fase do projeto executivo e depois no local da instalação, a partir dos primeiros anos de operação.

Para maiores esclarecimentos, detalhes e definições, deve-se consultar o submódulo 2.7 dos Procedimentos de Rede do ONS.

Operação Degradada

A especificação deverá considerar as possíveis condições de operação degradada em que o Compensador Estático terá que operar com nominais parciais, devido à perda temporária de qualquer componente, desde que sejam atendidos os requisitos de qualidade de energia e níveis de distorção harmônica no ponto de conexão do compensador com a rede. Os critérios de operação em modo degradado deverão ser muito bem definidos com o fabricante do compensador, pois a operação degradada tem impacto direto no custo de fabricação do equipamento.

Atenção especial deve ser dada aos filtros de harmônicas que devem ser dimensionados para que não haja necessidade de desligamento por *overrating* em condições operativas normais e de contingências simples ($n-1$) da rede elétrica, mesmo em caso de operação com indisponibilidade de um filtro.

Sistema de Proteção

O sistema de proteção do Compensador Estático deve ser especificado para detectar faltas, falhas ou operações anormais que possam causar danos aos equipamentos, e os equipamentos com defeito, falha, ou sobrecarregados sejam retirados de operação ou tenham suas sobrecargas controladas. O sistema de proteção deve ser duplicado de modo que o Compensador Estático possa operar completamente, caso um sistema esteja fora de serviço ou apresente defeito. Cada proteção deve ter seu caminho próprio de atuação. Deve ser possível testar e reparar o sistema defeituoso de proteção durante

a operação normal do compensador, sem afetar a operação do sistema sadio. Os relés de proteção deverão ser integrados ao sistema de controle do CER por rede de comunicação, o meio físico de comunicação por protocolo IEC e posição de contato (lógica de relés) devem ser claramente exposto ao fabricante do compensador.

Alguns defeitos como corrente de desbalanço do banco de capacitores (TSC ou filtros) podem, por exemplo, permitir que o Compensador Estático permaneça em operação durante a fase de alarme parametrizada na proteção. Isto permite ao grupo de manutenção tempo para programar uma intervenção. O desligamento só ocorrerá quando a corrente de desbalanço atingir valores que possam causar danos aos capacitores.

A tabela abaixo indica as principais funções de proteção utilizadas na instalação de Compensadores Estáticos, cabendo a escolha das funções de acordo com as necessidades específicas de cada projeto e os requisitos próprios da concessionária de energia.

Tabela 2 – Funções de proteção do Compensador Estático

Função de proteção	Descrição da função de proteção
1	Proteção de Transformador de Acoplamento 20 Relés de interposição para proteções mecânicas de transformador: 26 • Alívio de pressão de gás 49 • Relé <i>Buchholz</i> 50 • Temperatura dos enrolamentos de cobre 51 • Nível de óleo 63 • Temperatura do óleo 71 87
	Proteção diferencial de transformador Proteção contra defeito de aterramento restrito Proteção contra sobrecorrente em tempo Proteção contra sobrecorrente de defeito de aterramento Proteção contra defeito de aterramento por medição de tensão de deslocamento
2	Proteção de Barra de Média Tensão 59 Proteção de sobretensão Proteção contra defeito de aterramento por medição de tensão de deslocamento 27 Proteção de subtensão
3	Proteção de TCR 87 Proteção de diferencial de TCR 50/51 Proteção de sobrecorrente de tempo 46 Proteção de sequência negativa 49 Proteção de sobrecarga
4	Proteção de TSC 87 Proteção diferencial de TSC 50/51 Proteção de sobrecorrente de tempo 46 Proteção de sequência negativa 60C Proteção contra corrente de desbalanço da associação dos capacitores 49 Proteção de sobrecarga
5	Proteção de Filtro 50/51 Proteção de sobrecorrente de tempo 46 Proteção de sequência negativa 49 Proteção de sobrecarga 59 Proteção contra sobretensão 60C Proteção contra corrente de desbalanço da associação dos capacitores

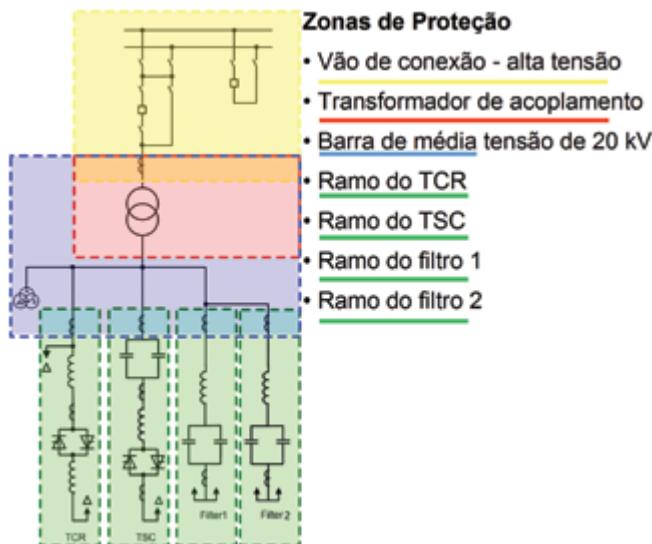


Figura 48 – Divisão das áreas de proteção do Compensador Estático

Sistema de Controle

Para atender às solicitações da Agencia Nacional de Energia Elétrica no Brasil, a especificação do sistema de controle do Compensador Estático deve considerar, no mínimo, os seguintes requisitos:

- O sistema de controle não pode comprometer o desempenho da rede elétrica, tanto em operação normal como sob contingências, emergências e operação degradada, para regimes permanente e transitório.
- O controle do CER deve ser concebido de forma a evitar *hunting* com controles de outros CERs eletricamente próximos. As operações do sistema de controle de elementos manobráveis e/ou comutadores automáticos de transformadores (do Compensador Estático ou externos) não devem dar origem a oscilações intermitentes (*hunting*s) entre estes elementos, nem entre nenhum deles e o controle do compensador.
- O controle do Compensador Estático deve ser concebido de forma a contribuir para minimizar as perturbações no sistema elétrico, durante uma falta. O controle deve ser dimensionado, considerando a necessidade de atuação do esquema de religamento monopolar.
- O controle do CER deve ser projetado de tal forma a não comprometer a estabilidade de tensão da rede elétrica. Para tanto, deve identificar a sensibilidade da tensão da rede elétrica à variação da susceptância do CER, e adotar medidas corretivas no sentido de evitar condições de instabilidade.

9. ESTUDOS E SIMULAÇÃO EM TEMPO REAL RTDS

O fabricante possui a responsabilidade total pelo projeto do sistema do Compensador Estático incluindo a integração com o sistema elétrico. Para cumprir com esta responsabilidade, o fabricante deverá identificar e realizar todos os estudos necessários.

Os estudos deverão possibilitar a verificação e comprovação de que as soluções de projeto propostas cumprem com os requisitos solicitados para o fornecimento. Deve ser demonstrado o desempenho do Compensador Estático para a operação em condições nominais e degradadas, através de simulações realizadas com programas de transitórios eletromagnéticos e de estabilidade transitória e dinâmica.

Os seguintes estudos, mas não necessariamente limitados a estes deverão ser considerados:

- Estudo de dimensionamento do compensador.
- Coordenação do isolamento.
- Desempenhos dinâmicos.
- Desempenho de harmônicos.
- Projeto e proteção das válvulas e/ou conversores de tensão ou corrente.
- Sistema de controle, regulação e proteção, incluindo a análise eletromagnética e eletromecânica no domínio do tempo.
- Confiabilidade e disponibilidade.
- Avaliação de perda.

Em particular no Brasil, os seguintes *softwares* deverão ser utilizados para implementar os modelos:

- Estudos de fluxo de carga: Anarede.
- Transitórios eletromecânicos: Anatem.
- Transitórios eletromagnéticos: ATP.

Deverá ainda ser considerada na especificação a execução de ensaios de desempenho através de simulação digital em tempo real (RTDS) , para verificar a adequação do sistema de controle frente às diversas solicitações ao equipamento, considerando as particularidades do sistema elétrico onde será conectado.

O programa de estudos deverá conter pelo menos os seguintes casos:

- Energização de linha e transformador.
- Aplicação de curto-círcuito e abertura de linhas.
- Rejeição de carga.

10. ENSAIOS

Os ensaios e testes do Compensador Estático deverão ser divididos em diferentes etapas, iniciando-se com os testes de fábrica (ensaios de rotina e recebimento), ao precomissionamento e testes de energização e operação.

De um modo geral, os testes são divididos em dois grupos:

- **Testes de fábrica:** onde equipamentos deverão ser submetidos a inspeções e ensaios na fábrica com o objetivo de verificar que todos os equipamentos, materiais e sistemas incluídos no fornecimento estão em conformidade com os requisitos solicitados nas normas técnicas vigentes.
- **Testes de Campo:** realizados após o transporte e instalação de todos os equipamentos, materiais e sistemas incluídos no fornecimento e com o objetivo de verificar o funcionamento apropriado do sistema completo.

11. REFERÊNCIAS

- [1] HINGORANI, N. G.; GYUGLI, L. *Understanding FACTS*. Piscataway, USA, IEEE Press, 2000.
- [2] DIXON, R.; MORÁN, L.; RODRÍGUEZ, J.; DOMKE, R. *Reactive Power Compensation Technologies: State-of-the-Art Review, Proceedings of the IEEE*, v. 93, n. 12, IEEE, Santiago, Chile, p. 1-21, 2005.
- [3] ASPALLI, M. S.; WAMANRAO, A. *Sinusoidal Pulse Width Modulation (SPWM) With Variable Carrier Synchronization for Multilevel Inverter Controllers*, IEEE.
- [4] BIERHOFF, M. H.; FUCHS, F. W. *Semiconductor Losses in Voltage Source and Current Source IGBT Converters Based on Analytical Derivatio*. Christian-Albrechts-University of Kiel, Germany.
- [5] SONG, Y. H.; JOHNS, A. T. *Flexible AC Transmission Systems (FACTS)*. Londres, Reino Unido, The Institution of Electrical Engineers (IEE), 1999.
- [6] FRONTIN, S. O. *Alternativas não Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica*. Brasília, DF, Brasil, Projeto Transmitir, 2011.
- [7] SANTOS, C. H. R. R. *Influência do STATCOM na Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência*. Dissertação apresentada ao Instituto de Engenharia Elétrica da UNIFEI, 2003.
- [8] Guia IEEE Std 1031-2011. *IEEE Guide for the Functional Specification of Transmission Static Var Compensators*, 2011.
- [9] RODRIGUES, J. M. F. *Análise e Modelação de Dispositivos FACTS Aplicados nas Redes de Transporte e de Distribuição de Energia Eléctrica*. Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2010.

CAPÍTULO 16

Superação de Equipamentos – Dispositivos Limitadores de Corrente de Curto-Círcuito

Andreia Maia Monteiro
Antonio Carlos Cavalcanti de Carvalho
Jorge Amon Filho



Foto: Reator limitador de corrente de curto-círcuito

1. OBJETIVO

Apresentar os métodos para identificação da superação de equipamentos por corrente de carga, corrente de curto-círcuito, por tensão de restabelecimento transitória e pela relação X/R da rede. Serão apresentados igualmente os métodos empregados para a mitigação da superação.

Palavras-chave: superação, mitigação, supercondutor, dispositivos pirotécnicos, FACTS, reatores saturáveis controláveis, dispositivo limitador de corrente de curto-círcuito (DLCC).

2. INTRODUÇÃO

Os equipamentos elétricos de um sistema de potência devem ser especificados para permanecerem em serviço por um período de tempo que seja suficiente para compensar os custos de sua aquisição e instalação. Consequentemente, devem ser dimensionados para suportarem as eventuais ampliações que ocorrerem no sistema, durante esse período de tempo.

Os estudos de planejamento do sistema de longo prazo fornecem os subsídios necessários para a definição das características nominais desses equipamentos. Entretanto, durante o tempo em que o equipamento estiver em operação, é possível que ocorram mudanças na configuração do sistema que não haviam sido previstas no planejamento original. Nestes casos, os equipamentos podem ficar submetidos a estresses não planejados anteriormente. Tal fato é confirmado, historicamente, na maioria dos sistemas de potência existentes.

Por esse motivo, torna-se necessária uma verificação periódica, na qual são comparadas as solicitações impostas aos equipamentos pela rede, com as características elétricas que estes foram dimensionados. Um equipamento é considerado superado quando os requisitos impostos pela rede são iguais ou superiores a qualquer das suas capacidades nominais. Em caso de ser detectada a superação de alguma característica nominal dos equipamentos, deve ser providenciada a sua substituição ou estudadas medidas que evitem ou pelo menos adiem a troca destes.

A superação de equipamentos de subestação de que trata este capítulo se refere a:

- a) equipamentos dos vãos de manobra em série com o fluxo de potência da rede, ou seja, disjuntores, seccionadores, transformadores de corrente, bobinas de bloqueio.
- b) barramentos da subestação.

3. MÉTODOS PARA A IDENTIFICAÇÃO DA SUPERAÇÃO

A superação de equipamentos acontece, em sua maioria, por duas grandezas elétricas: a corrente de carga e a corrente de curto-círcuito. A metodologia para a análise de superação dessas duas grandezas será descrita neste item. Outros tipos de superação também serão abordados, como superação por TRT ou por X/R da rede (constante de tempo).

Nos estudos de superação, seja por corrente de carga ou de curto-círcuito, deve-se sempre considerar a configuração da rede futura, ou seja, de médio ou longo prazo. Geralmente, o horizonte de estudos de três anos à frente é considerado adequado para este fim. Recomenda-se também a utilização de redes que reproduzam maiores estresses nos equipamentos, como por exemplo, com as usinas totalmente despachadas e todas as linhas operando. Tais critérios são adotados para que a detecção da superação ocorra num tempo suficientemente hábil para que medidas sejam adotadas e os equipamentos não fiquem sujeitos a solicitações elétricas acima de suas capacidades nominais.

Superação por Corrente de Carga

As correntes de carga nominais dos equipamentos devem ser comparadas com as correntes de carga fornecidas pelos estudos de fluxo de potência para situação de emergência crítica, em configurações futuras da rede. Esta verificação deve ser feita para todos os equipamentos da subestação sujeitos ao fluxo de potência.

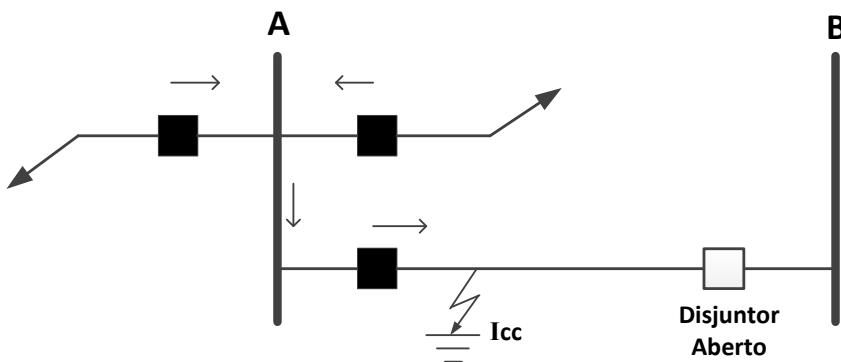
Também deve ser investigada a distribuição das correntes pelos barramentos das subestações para condições de saída de linha e de disjuntores em manutenção, principalmente quando, para o tipo de arranjo adotado, seja necessária a abertura de mais de um disjuntor para a manobra de um único circuito. Este é o caso dos arranjos do tipo “anel” e “disjuntor-e-meio”. Nestes casos, os valores das correntes de carga através dos equipamentos e barramentos podem ser bem críticos em situações de emergência (equipamentos fora de operação).

Superação por Corrente de Curto-círcuito

Os valores de corrente fornecidos pelos estudos de curto-círcuito, para configurações futuras, devem ser confrontados com as correntes nominais de curto-círcuito dos equipamentos e com a suportabilidade a curto-círcuito dos barramentos e das malhas de terra das subestações.

As solicitações de curto-círcuito do sistema devem corresponder às piores condições possíveis, tais como:

- a) Curto-círcuito máximo na saída de linha com o outro extremo aberto. Neste caso, admite-se que o disjuntor da extremidade B da linha abre antes do disjuntor da extremidade, ou seja, por falha da proteção primária da extremidade A da linha ou por temporização intencional. Esta condição é conhecida como *“line out”* e também se aplica a transformadores. Neste caso, o disjuntor da extremidade A deverá interromper a corrente total do curto-círcuito. A figura 1 ilustra tal condição.

**Figura 1** – Condição de “line out”

- b) O curto na barra da subestação corresponde à pior condição para os barramentos e, se o curto for para a terra, corresponde à pior condição para a malha de terra.

Em princípio, deve haver coordenação entre as características de suportabilidade ao curto-circuito do disjuntor e dos demais equipamentos associados para um mesmo circuito de uma subestação, uma vez que todos eles estarão sujeitos à mesma corrente de curto-circuito. Por conta disso e como o disjuntor é que deve proteger os demais equipamentos, pode-se concluir, erroneamente, não ser necessária a investigação para estes últimos a menos que seja detectada alguma superação de disjuntor.

O exemplo 1 comprova a necessidade de se realizar a verificação para todos os equipamentos e não apenas para os disjuntores.

EXEMPLO 1

O nível de curto-circuito especificado para os equipamentos de um determinado circuito de uma subestação foi de 31,5 kA.

Na hora da aquisição dos equipamentos, foi oferecido pelo fabricante um disjuntor para 40 kA, pois este era o nível mínimo para a classe de tensão do disjuntor, o que foi aceito pela concessionária.

Como resultado, o valor da corrente suportável de curto-circuito dos equipamentos instalados foi 31,5 kA, exceto para o disjuntor, que foi de 40 kA.

Se, no futuro remoto, superior ao horizonte considerado no cálculo do nível de 31,5 kA, o nível de curto-circuito atingir, por exemplo, 35 kA, todos os equipamentos, com exceção do disjuntor, estarão superados.

Observando-se a prática atual de padronização da indústria de equipamentos de alta tensão, observa-se que para cada classe de tensão existe uma correlação entre esta e o valor mínimo de capacidade de interrupção de disjuntores. Por conseguinte, estes valores mínimos devem ser os mínimos observados no momento da especificação de novos equipamentos, para se evitar que um equipamento de capacidade maior seja fornecido com um valor de placa para a corrente de curto inferior à sua real capacidade. A tabela 1 apresenta a prática dos fabricantes com relação à corrente mínima de interrupção para disjuntores adotados nas redes de transmissão.

Tabela 1 – Características nominais mínimas sugeridas para a especificação de disjuntores de tensão igual ou superior a 145 kV

Características nominais mínimas sugeridas		
Tensão nominal (kV)	Corrente nominal (kA)	Corrente de curto-círcuito nominal (kA)
145	2.000	31,5
245	3.150	40
362	3.150	40
440	3.150	50
550	4.000	50
800	4.000	50

Superação por Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT)

Esta verificação só é aplicável a disjuntores. As suportabilidades dos disjuntores à tensão de restabelecimento transitória (TRT) e à taxa de crescimento da TRT (TCTR) devem ser comparadas com os valores fornecidos por estudos de transitórios elétricos devido a manobras de abertura de correntes de curto-círcuito, para configurações futuras. Em princípio, a TRT obtida nos estudos de superação não deve ultrapassar a envoltória da TRT para qual o disjuntor foi especificado.

Os estudos de superação por TRT devem ser realizados por programas de simulação de transitórios eletromagnéticos como, por exemplo, o “Electromagnetic Transients Program” – EMTP. Embora a severidade da TRT seja geralmente relacionada ao nível de corrente de curto-círcuito, existem casos em que o disjuntor pode estar superado por TRT sem que este esteja superado por corrente de curto-círcuito.

Superação por X/R da Rede (Constante de Tempo)

Devido à complexidade dos fenômenos envolvidos na análise de superação de disjuntores por X/R, assim como a falta de tradição neste tipo de análise, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em conjunto com os agentes transmissores optaram por desenvolver e adotar um critério próprio de superação por X/R, apresentado em detalhes na referência [32]. Em princípio, o fato de o X/R da rede ultrapassar o X/R especificado para o disjuntor, não leva necessariamente à superação do equipamento. A superação por X/R é determinada pela análise deste parâmetro juntamente com a amplitude da corrente de curto-círcuito simétrica, ambos determinados pelo cálculo de curto-círcuito da rede.

Conforme proposto em [32], para cada faixa predefinida de X/R da rede, existe um fator de redução da corrente nominal de curto-círcuito do disjuntor que permite a operação segura do equipamento, mesmo em condições de rede com constante de tempo acima do valor normalizado (45 ms). Os valores originais desse fator de redução são apresentados na tabela 2. O ONS adotou, porém, fatores mais conservativos que os original-

mente propostos, visando dar maior segurança à aplicação do critério proposto. O critério para superação por X/R adotado pelo ONS é apresentado pelo fluxograma da figura 2.

Tabela 2 – Fatores de redução da corrente nominal de curto-círcuito obtidos pelo critério de manutenção da energia de arco [32]

t_{op} – tempo de abertura do disjuntor (ms)			
t (ms)	$0 < t_{op} \leq 10$	$10 < t_{op} \leq 27,5$	$27,5 < t_{op} \leq 44,5$
45	1,000	1,000	1,000
60	0,896	0,881	0,883
75	0,847	0,820	0,818
120	0,767	0,722	0,708

Na figura 2, quando a corrente simétrica de curto-círcuito da rede, multiplicada pelo respectivo fator de redução, ultrapassa a corrente de curto-círcuito nominal do disjuntor, o diagnóstico correspondente é “disjuntor, em princípio, superado”. A razão é que nestes casos o fabricante do disjuntor deve ser preferencialmente consultado, antes de diagnosticar o equipamento como superado por constante de tempo definitivamente. Nos casos em que o diagnóstico é “disjuntor OK”, há segurança suficiente para considerar o disjuntor apto a operar na condição analisada, por conta das premissas assumidas no desenvolvimento desse critério.

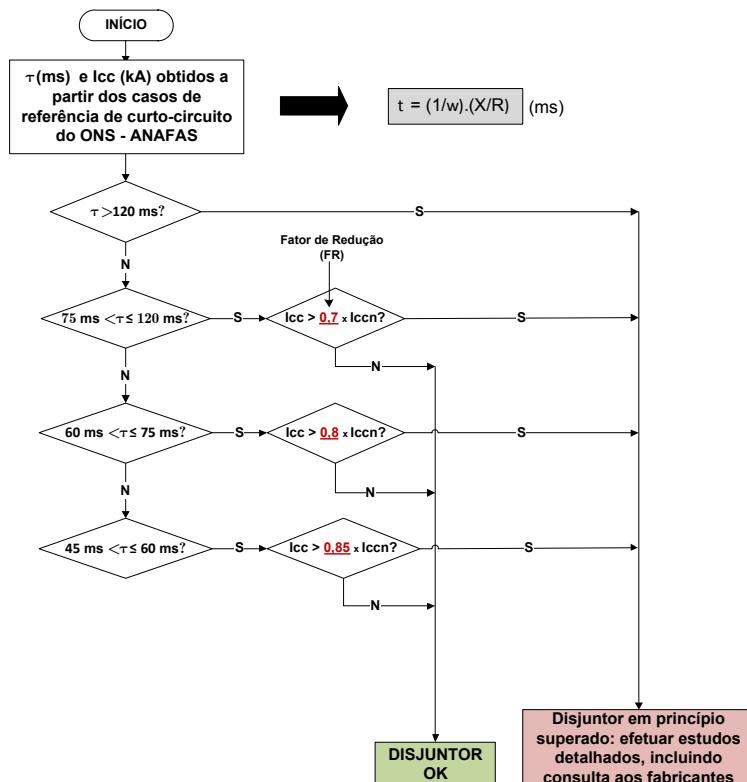


Figura 2 – Critério adotado para a superação de disjuntores por X/R

4. MÉTODOS PARA MITIGAÇÃO DA SUPERAÇÃO

Quando os estudos de superação demonstrarem a existência de equipamentos superados em uma subestação, tais como disjuntores, seccionadores, TCs, bobinas de bloqueio, barramentos, malha de terra, cabos para-raios etc., alguns métodos podem ser adotados para evitar a superação destes. Neste item, são examinados os métodos mais utilizados para tal fim.

A aplicação de medidas mitigadoras para a superação deve ser revestida de investigação detalhada sobre a sua viabilidade técnica e econômica. Questões operativas da rede também devem ser levadas em consideração, pois, em determinados pontos da rede, os desligamentos necessários à execução dos serviços de substituição dos equipamentos superados podem ser inviáveis, ou somente viáveis em um intervalo de tempo que pode levar vários anos, pela impossibilidade de se retirar de serviço diversos vãos de manobra ou trechos de barramento de forma concomitante.

Outra questão relevante que deve ser levada em conta na decisão de se aplicar medidas mitigadoras é a eficiência destas. Em outras palavras, baseando-se nas previsões de crescimento da rede e de sua carga, deve-se investigar até qual horizonte (número de anos) a medida mitigadora seria eficaz. Um pequeno número de anos para os quais a medida mitigadora seria eficiente pode inviabilizá-la, pois isto significaria que após estes anos haveria a necessidade de substituição dos equipamentos. Tal situação poderia corresponder a um custo global superior à troca imediata dos equipamentos superados sem adoção de medidas mitigadoras.

Mitigação da Superação por Corrente de Carga

No caso de superação por corrente de carga, também chamada de sobrecarga, não são aplicados métodos propriamente ditos para evitar a superação. O procedimento mais comum é o da comprovação ou não da superação, detectada pelo refinamento dos resultados obtidos. Os seguintes aspectos devem ser investigados com mais rigor:

- a) A sobrecarga é detectada para condição de emergência crítica. Isto significa que em condições normais de operação não ocorre superação.
- b) Para ocorrer superação é necessário haver coincidência de emergência com as condições de carga que tornem essa emergência crítica. Isto significa que a possibilidade de ocorrer sobrecarga é pequena e, caso ocorra sobrecarga, sua duração pode ser por pouco tempo.
- c) Os equipamentos podem operar com sobrecarga. Alguns deles, como, por exemplo, os transformadores de corrente, possuem fator térmico e podem operar continuamente até um certo limite de sobrecarga. Outros podem operar com sobrecarga, porém por tempo limitado, como, por exemplo, os transformadores, os disjuntores, os seccionadores e os próprios transformadores de corrente. Estas informações podem ser obtidas a partir de ensaios realizados nos equipamentos ou através de consultas aos fabricantes desses equipamentos.

- d) Em alguns casos, a linha de transmissão é o próprio elemento limitante para a sobrecarga. Embora haja mais flexibilidade nos limites de sobrecarga para linhas de transmissão do que para equipamentos, pois, para as linhas, esses limites dependem de condições atmosféricas que, por sua vez, também são variáveis, a sobrecarga em linhas de transmissão pode ser evitada, através de restrições operativas que limitem o fluxo de potência, através destas.

Mitigação da Superação por Corrente de Curto-círcuito

No caso de ser detectada superação por corrente de curto-círcuito de algum equipamento , ou quando o nível de curto-círcuito admissível pelos barramentos, rede de terra, cabo para-raios etc., for excedido, as seguintes medidas podem ser tomadas para evitar a superação:

Seccionamento de Barra

O efeito desejado com o seccionamento de barras é o aumento das impedâncias de sequência positiva, negativa e zero com a consequente redução dos níveis de curto-círcuito monofásico e trifásico.

O ponto de seccionamento de um determinado barramento deve ser, preferencialmente, o vão do disjuntor de interligação, para que este possa ser utilizado em qualquer das duas seções do barramento.

Não sendo possível otimizar a divisão de cargas entre as duas seções do barramento (que já está definida pelo arranjo físico de subestação), é de se esperar um aumento nas perdas com o seccionamento.

O seccionamento de barras pode ser realizado por meio de:

- a) **Chaves** – O seccionamento de barras por meio de chaves é ilustrado pelo diagrama unifilar da figura 3. Destaca-se que, com o seccionamento, pode ocorrer redução da confiabilidade, pois as duas seções de barramento podem ficar com tensões diferentes e a carga mais importante poderá não estar na seção mais confiável do barramento.
- b) **Reator** – O seccionamento com reator é, em geral, mais caro que o seccionamento com chaves, sendo utilizado somente quando o último resulta em redução inaceitável da confiabilidade. Tal arranjo é exemplificado pelo diagrama unifilar da figura 4.

Devem ser examinados problemas de estabilidade, principalmente em barras geradoras, problemas de queda de tensão, que, apesar de indesejável, não pode ser evitada, devido ao caráter permanente da ligação do reator do sistema, e problemas de elevação da taxa de crescimento da TRT, que pode ser reduzida pela aplicação adequada de capacitor *shunt* entre o reator e o disjuntor.

O seccionamento com dispositivos limitadores de corrente de curto-circuito (DLCC) apresenta vantagens sobre o seccionamento com reator, pois, apesar de também estar sempre conectado ao sistema, apresenta baixa impedância durante a operação normal e alta impedância somente para correntes de curto-círcito, limitando-as a um valor predeterminado. Nas condições de falta, o DLCC, ilustrado na figura 5, apresenta um comportamento resistivo, fazendo com que a corrente esteja quase em fase com a tensão. Desta forma, o processo de interrupção é simplificado, já que os zeros de corrente acontecem perto dos zeros de tensão.

Os dispositivos limitadores baseados na supercondutividade e alguns dispositivos com tecnologia FACTS são exemplos de DLCCs que podem ser aplicados na situação acima descrita.

O DLCC também pode ser instalado diretamente no circuito onde se deseja limitar o nível de curto-círcito, como ilustra a figura 6.

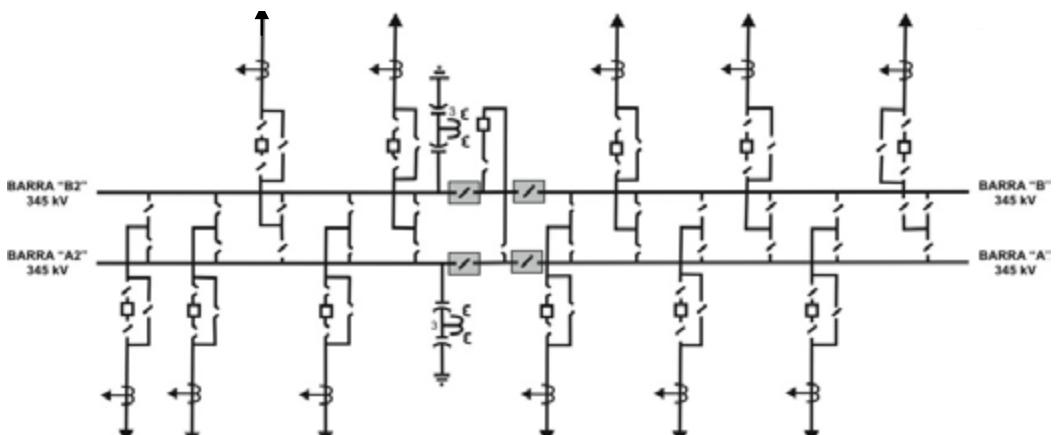


Figura 3 – Barras seccionadas por chaves

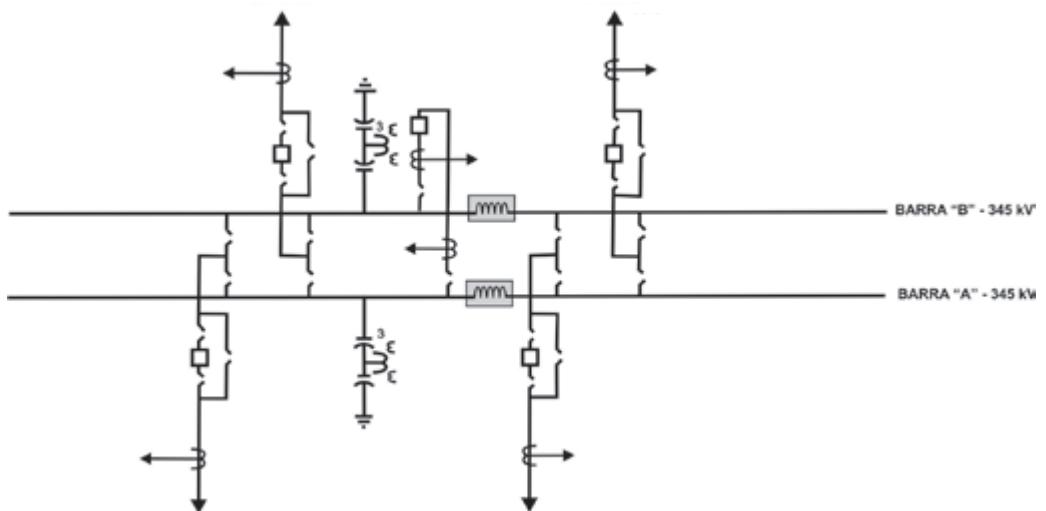


Figura 4 – Barras seccionadas por reatores

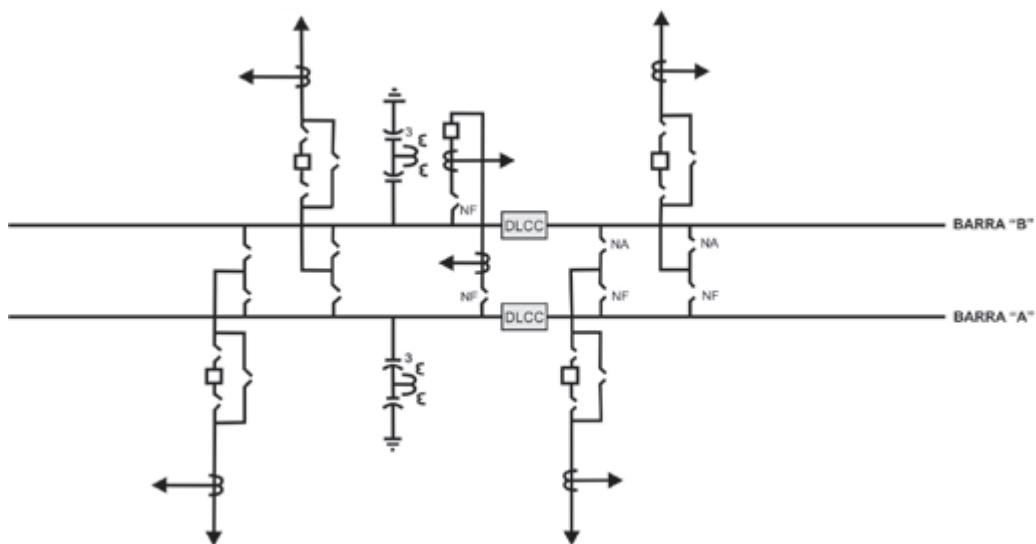


Figura 5 – Barras seccionadas por DLCC

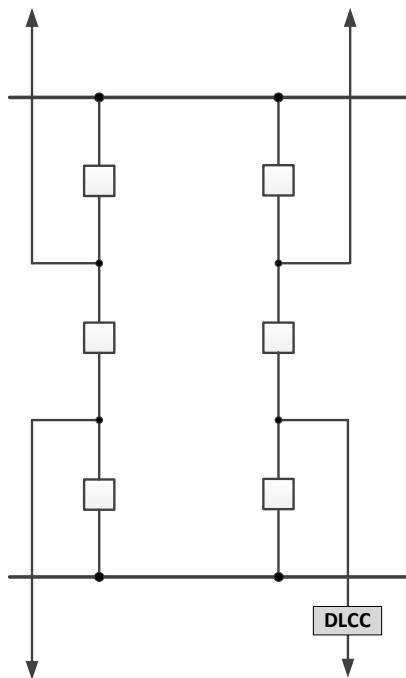


Figura 6 – DLCC em série com o circuito a ser protegido

Modificação da Rede de Sequência Zero do Sistema

Em situações onde o curto-circuito monofásico apresenta-se maior que o trifásico, a modificação da rede de sequência zero do sistema pode ser conveniente. Com este

procedimento, evita-se que os equipamentos sejam superados em primeiro lugar pelo curto-círcuito monofásico.

Observa-se que uma alteração na rede de sequência zero altera o fator de aterramento do sistema e isto deve ser verificado, com vistas à atuação dos para-raios.

A modificação da rede de sequência zero do sistema pode ser realizada por meio de:

a) Desaterramento de transformadores

O desaterramento de determinado número de transformadores, em uma subestação, pode ser uma solução para a redução da corrente de curto monofásico. Ao ser estudada a possibilidade do desaterramento de um transformador ou autotransformador, devem ser examinadas as características de isolamento do terminal de neutro, referente ao enrolamento a ser desaterrado, face a solicitações tanto de surtos de manobra quanto de surtos atmosféricos.

Neste aspecto, os transformadores são mais versáteis que os autotransformadores, uma vez que permitem o desaterramento de apenas um dos enrolamentos. Uma vez decidido o desaterramento de um determinado transformador, é necessário garantir que solicitações, tanto de surtos de manobra quanto de surtos atmosféricos, sejam limitadas no ponto de neutro (agora desaterrado) a valores compatíveis com a suportabilidade do isolamento. A utilização de para-raios de valor adequado é a maneira mais eficiente de se conseguir este objetivo.

b) Aterramento do neutro do transformador, através de resistores ou reatores

Uma outra alternativa, como recurso para a redução da corrente de curto-círcito monofásico, é a de efetuar o aterramento do neutro, através de uma impedância. Como vantagem, esta alternativa apresenta a possibilidade de amarrar a tensão sustentada imposta ao neutro do transformador, com o valor da impedância de aterramento a ser utilizada. Entretanto, tal solução envolve maiores custos do que o simples desaterramento do neutro.

c) Alteração da ligação delta do enrolamento terciário

Uma terceira alternativa seria a abertura do delta do enrolamento terciário dos transformadores, como recurso para a redução da corrente de curto-círcito monofásico. Neste caso, devem ser analisadas as consequências da circulação de correntes de sequência zero, de terceiro harmônico, e o problema de transferência de surto.

Chave de Aterramento Rápido

Ocorrendo superação por corrente de curto-círcito monofásico, o primeiro passo para evitar o problema é alterar a rede de sequência zero do sistema. Entretanto, se nenhum dos métodos abordados nos itens anteriores for satisfatório, outra alternativa que pode ser examinada é o emprego da chave de aterramento rápido.

A utilização desta chave está condicionada à situação em que a corrente de curto-círcito monofásico é bem maior que a corrente de curto-círcito trifásico, não ha-

vendo superação de equipamentos para este último tipo de falta. Esta condição está ligada à operação de chave que provoca um curto-círcito trifásico, logo após a detecção do defeito, levando o disjuntor a interromper uma corrente dentro de sua capacidade.

Alguns fabricantes sugerem o uso de cartuchos explosivos como mecanismos de operação necessário à obtenção de um tempo de fechamento inferior à operação de abertura dos disjuntores, que se encontram com sua capacidade de interrupção superada pelo curto monofásico.

Além do custo envolvido, a dificuldade na aplicação desta solução é a confiabilidade, ou seja, a garantia da operação devida quando da ocorrência de falta.

Chaveamento Sequencial

Uma alternativa para se evitar a operação de disjuntores para curtos-circuitos superiores à sua capacidade nominal é a abertura sequencial dos disjuntores, de forma que aquele que estiver com sua capacidade superada atue, somente, após a abertura de outro equipamento. Desta forma, a operação do disjuntor com capacidade superada se daria com um nível de curto-círcito mais baixo.

Transformador de Maior Reatância

No caso de instalação de uma nova transformação, pode-se cogitar no emprego de transformadores com reatâncias maiores que as usuais, para limitar as correntes de curto-círcuito. A tabela 3, extraída da norma NBR 5356-5/2008 da ABNT, apresenta valores típicos de impedância de transformadores de dois enrolamentos:

Tabela 3

Potência nominal (kVA)	Impedância (%)
Até 630	4,0
631 a 1.250	5,0
1.251 a 3.150	6,0
3.151 a 6.300	7,0
6.301 a 12.500	8,0
25.001 a 40.000	10,0
40.001 a 63.000	11,0
63.001 a 100.000	12,5
acima de 100.000	> 12,5

Bypass de Linhas nas Subestações

Em subestações cuja configuração física e a confiabilidade não sejam imprescindíveis, pode ser verificada a possibilidade de se utilizar *bypass* em um ou mais circuitos, reduzindo, assim, o nível de curto-círcito no barramento. A figura 7 ilustra a utilização deste recurso e, como pode-se observar, a barra B que recebia contribuição dos três circuitos vindo de A, com o *bypass*, passa a receber a contribuição de apenas dois desses circuitos. Com isto, o nível de curto-círcito na barra B é reduzido.

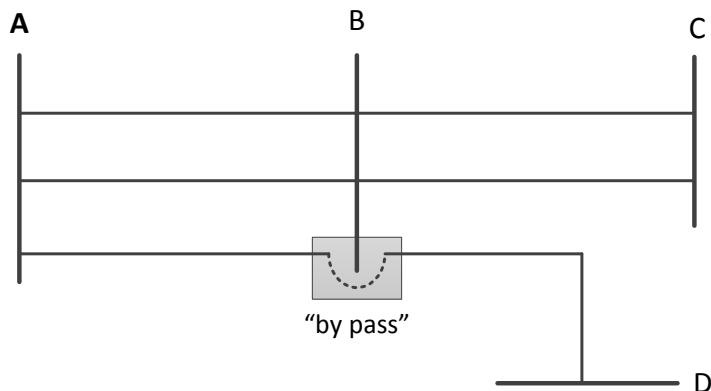


Figura 7 – Exemplo da utilização de *bypass*

Interligação de Redes Através de Sistema de Corrente Contínua

Um dos grandes problemas que surgem, quando da interligação de grandes e complexos sistemas de corrente alternada, é o aumento do nível de curto-círcuito. Neste caso, uma alternativa para a resolução do problema é oferecida pela interligação em corrente contínua, com a qual não haverá contribuição da corrente de curto-círcuito (C.C) de um sistema para o outro. A explicação para tal comportamento da interligação em C.C. é que na presença de faltas, as estações conversoras não se comportam como uma fonte normal de tensão tal como as máquinas síncronas que, nestes casos, aumentam a potência reativa fornecida, alimentando a corrente de falta de sistema de C.A.

Se condensadores síncronos forem instalados nos terminais conversores para compensação de carga reativa, sua influência na potência de curto-círcuito deve ser considerada. Entretanto, estas máquinas são apenas necessárias e utilizadas nos pontos de interligação de reduzido nível de curto-círcuito.

Aplicação de Dispositivos Limitadores de Corrente de Curto-círcito – DLCC

A utilização dos dispositivos limitadores de corrente de curto-círcito apresenta-se, em algumas situações, como uma solução mais econômica quando comparados com a troca dos equipamentos superados. Além disso, a substituição dos equipamentos supe-

rados pode causar um impacto indesejável no sistema elétrico devido aos desligamentos prolongados necessários para executar a obra, a ponto de inviabilizar este tipo de solução. Deve-se ainda considerar que algumas soluções, citadas anteriormente, podem ocasionar uma redução da flexibilidade operativa e da confiabilidade do sistema.

Os DLCCs têm a finalidade de limitar as correntes de curto-circuito cujos valores são superiores às características nominais das instalações existentes. A interrupção dessas correntes de curto-circuito pode ser feita diretamente através dos próprios DLCCs, em tempos extremamente rápidos ou através de disjuntores após a atuação de um DLCC que age apenas reduzindo a corrente de curto-circuito. Neste caso, a eliminação do defeito continua a ser realizada pelos disjuntores existentes com ou sem modificação nos esquemas de proteção (dependendo da tecnologia do DLCC empregado).

Os DLCCs podem ser instalados seccionando barramentos, em série com vãos de transformadores e em série com vãos de linhas, conforme ilustra a figura 8 (a, b e c).

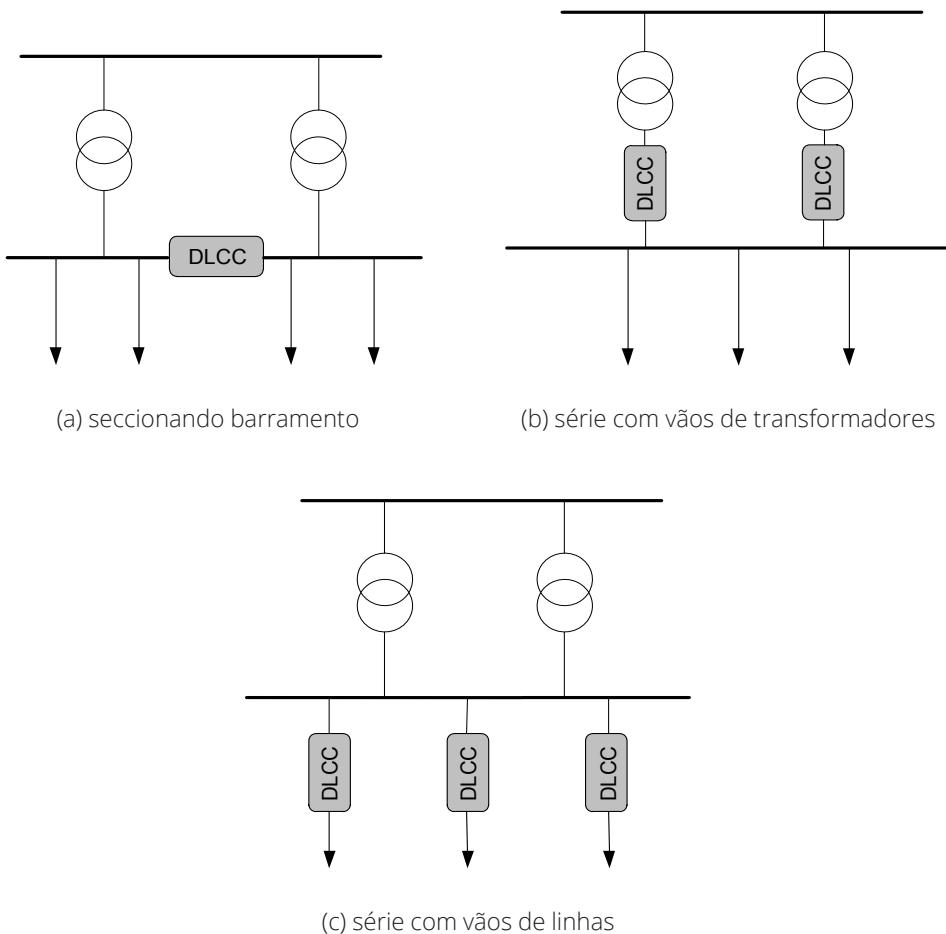


Figura 8 – Localização dos dispositivos limitadores de corrente de curto-circuito - DLCC

Dentre os DLCCs existentes no mercado ou em fase de desenvolvimentos, podemos destacar:

- Reatores limitadores de núcleo de ar.
- Dispositivos pirotécnicos (fusíveis).
- Dispositivos baseados na supercondutividade.
- Dispositivos derivados da tecnologia FACTS (*Flexible AC Transmission System*).
- Reatores saturáveis controlados.

Algumas características devem ser observadas na escolha destes dispositivos, principalmente para aqueles que ficam permanentemente conectados em série com o circuito. Nesta situação, os DLCCs devem apresentar baixas impedâncias em condições normais de operação para que as perdas e quedas de tensão não sejam elevadas. E, na condição de curto-circuito, tais dispositivos devem apresentar alta impedância, para que a redução das correntes de falta seja suficientemente satisfatória. Para os DLCCs baseados na supercondutividade, estes devem apresentar rápida transição do regime normal de operação para o modo limitador e rápida recuperação para o regime normal de operação, após a interrupção do defeito. Outras características desejáveis são alta confiabilidade no funcionamento, com baixa manutenção, dimensões reduzidas, visando a sua instalação em uma subestação já existente e baixo custo.

A seguir são destacadas as principais características destes dispositivos [37].

(I) Reatores limitadores de núcleo de ar

Os reatores limitadores de corrente de curto-circuito de núcleo de ar, ou RLCs, são os dispositivos de tecnologia mais antiga utilizados na redução de correntes de curto-circuito e são geralmente os de mais baixo custo entre os DLCCs. No entanto, algumas considerações a respeito da utilização deste equipamento devem ser feitas. Um ponto importante que deve ser observado está relacionado com a introdução de perdas e quedas de tensão na rede, já que este dispositivo encontra-se sempre presente no sistema. Vale observar que os problemas de quedas de tensão que os RLCs podem introduzir na rede são amenizados quando são empregados em redes malhadas, visto que, em geral, o efeito sobre a variação de tensão é menos afetada.

Outra consideração importante que deve ser feita diz respeito aos espaçamentos que são necessárias ao redor dos RLCs quando da instalação destes. Isto ocorre devido ao elevado campo magnético produzido por estes dispositivos. Com isso, as distâncias a serem mantidas entre as fases poderão inviabilizar a instalação de um RLC em subestações que, por exemplo, apresentam problema de espaço.

A determinação da reatância do RLC é efetuada, em geral, através de estudos de curto-circuito, fluxo de potência e transitórios eletromagnéticos, sempre levando em consideração os limites de tecnologia de cada fabricante. Em função do valor de reatância do RLC, calculam-se ainda os valores de quedas de tensão e as perdas introduzidas na rede, utilizando também programas de fluxo de potência.

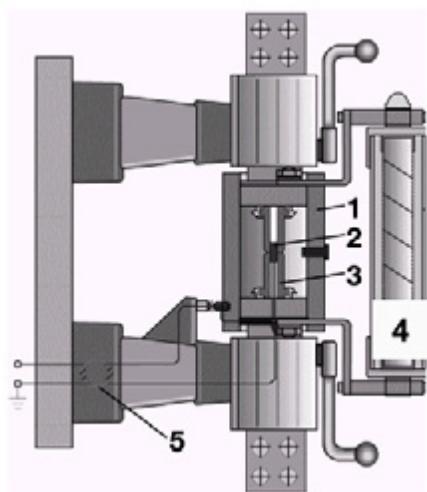
É importante observar ainda que do ponto de vista econômico deve-se, ao realizar uma análise comparativa entre o custo da solução de RLC e a substituição dos equipamentos superados, levar em consideração o cálculo das perdas que os reatores introduzem no sistema. O custo destas perdas ao longo de anos pode, em alguns casos, inviabilizar este tipo de solução.

A instalação destes dispositivos requer também estudos que definam as solicitações de TRT (tensão de restabelecimento transitória) e TCTR (taxa de crescimento da tensão de restabelecimento) a que os disjuntores associados ao reator limitador estão submetidos. A TRT e a TCTR são obtidas através de estudos de transitórios eletromagnéticos. Caso estas solicitações sejam superiores aos valores de suportabilidade dos disjuntores, medidas necessárias devem ser propostas, tais como a utilização de capacitores de surto e de para-raios de óxido metálico.

(II) Dispositivos pirotécnicos (fusíveis)

Os dispositivos pirotécnicos são equipamentos capazes de interromper correntes de curto-círcuito elevadas, em tempos extremamente rápidos como, por exemplo, em menos de $\frac{1}{4}$ de ciclo. Isto se deve ao fato de que estes dispositivos possuem como elementos de funcionamento cargas explosivas e fusíveis.

Os dispositivos pirotécnicos são, basicamente, constituídos por duas câmaras em paralelo. Uma câmara contém um condutor (principal) que conduz a corrente de carga de regime permanente do circuito. Tal condutor pode conter um ou mais estrangulamentos, sob os quais pequenas cargas explosivas são detonadas, quando a corrente cresce bruscamente devido à ocorrência de um curto-círcuito. O disparo é iniciado por um módulo eletrônico que detecta a corrente instantânea ou uma combinação de di/dt e a corrente instantânea da corrente de curto-círcuito. A corrente de curto é então desviada para a outra câmara paralela onde a corrente de defeito é totalmente extinguida, através do elemento fusível. Esta segunda câmara é constituída por um elemento fusível com capacidade de ruptura adequada para interromper, com sucesso, as magnitudes das correntes de curto-círcuito de até 210 kA. A figura 9 apresenta, como exemplo, os componentes deste dispositivo.



- 1 – Cilindro isolante
- 2 – Carga explosiva
- 3 – Condutor principal
- 4 – Fusível
- 5 – Transformador de pulso

Figura 9 – Exemplo dos componentes do dispositivo pirotécnico

Atualmente, uma limitação desses dispositivos está relacionada a aplicações em tensões maiores que 40,5 kV, tensão nominal máxima comercialmente disponível. Por exemplo, o dispositivo limitador pirotécnico está disponível até 4kA de corrente nominal

em 17,5kV e até 2,5kA, em 40,5kV. Para maiores correntes de carga, dois ou mais dispositivos podem ser instalados em paralelo. Já em relação à capacidade de interrupção de correntes de defeito, o equipamento alcança até 210 kA para as tensões nominais de 12 a 17,5 kV e 140 kA para as tensões nominais de 24, 36 e 40,5 kV.

(III) Dispositivos baseados na supercondutividade

Os supercondutores passaram a ser pesquisados, intensivamente, a partir de 1986 para diversas aplicações em sistemas de potência. A tecnologia dos supercondutores evoluiu rapidamente a partir da descoberta da supercondutividade para as altas temperaturas.

Até 1986, atingia-se a temperatura de 4 K resfriando-se hélio líquido. Entretanto, este processo apresentava uma série de problemas em função da alta complexidade e alto custo do sistema de resfriamento. Em 1986, foi obtida a supercondutividade a “altas temperaturas” (77 K) quando passou-se a utilizar o nitrogênio líquido. O uso do nitrogênio requer instalações mais simples do que aquelas exigidas quando do uso do hélio, uma vez que o processo de resfriamento do nitrogênio pode ser realizado à pressão atmosférica. A partir daí, ocorreu um grande progresso no desenvolvimento de aplicações utilizando os supercondutores (*HTS – High Temperature Superconductors*) nos sistemas de potência, incluindo geradores, motores, transformadores, cabos, sistemas de armazenamento de energia e limitadores de corrente de curto-circuito.

Vários protótipos de supercondutores limitadores de corrente de curto-circuito já foram estudados e demonstraram que estes vêm sendo apontados como uma nova tecnologia para limitar correntes de curto-circuito. Os benefícios técnicos também vêm sendo confirmados através dos resultados de vários testes e demonstrados através de simulações detalhadas, em diferentes aplicações, o que deixa clara a possibilidade de consolidação desta tecnologia para os próximos anos.

Existem basicamente três tipos de supercondutores limitadores: resistivo, induutivo ou núcleo de ferro blindado (*shielded-core*) e tipo ponte.

O DLCC supercondutor tipo resistivo é o mais conhecido e o mais testado atualmente. A figura 10 ilustra, simplificadamente, os componentes deste dispositivo. Como o supercondutor resistivo (*tape* ou *bulk*) está imerso no nitrogênio líquido [38][39], é importante que este esteja bem protegido do meio exterior para não haver troca de calor. Seu princípio de funcionamento se baseia na variação rápida da resistência do cabo com a violação de um dos parâmetros que determinam a região de supercondutividade (temperatura, densidade de corrente e campo elétrico).

Em regime normal de operação, como a resistência, por exemplo, da fita (*tape*) está na região de supercondutividade, esta passa a ser “invisível” para o sistema (impedância nula). Quando, por exemplo, ocorre um curto-circuito, a densidade de corrente aumenta. Caso a densidade de corrente ultrapasse um valor crítico, a temperatura aumentará, fazendo com que o material saia da região de supercondutividade e, com isso, uma resistência seja rapidamente inserida no sistema reduzindo de forma considerável e rápida a corrente de curto-circuito.

É importante destacar que o dispositivo responsável pela eliminação do defeito continua sendo o disjuntor. O DLCC supercondutor é responsável apenas pela redução do valor da corrente de curto a níveis que os equipamentos existentes possam atuar.

Para prevenir o aquecimento excessivo do dispositivo e evitar que o tempo necessário para seu resfriamento seja longo, a corrente de curto-círcito deve ser conduzida por poucos ciclos. Em seguida, o DLCC supercondutor é desconectado por dispositivos de manobra ligados em série. Após o resfriamento, o equipamento volta a ser inserido à temperatura normal de operação, no seu estado de supercondutividade original.

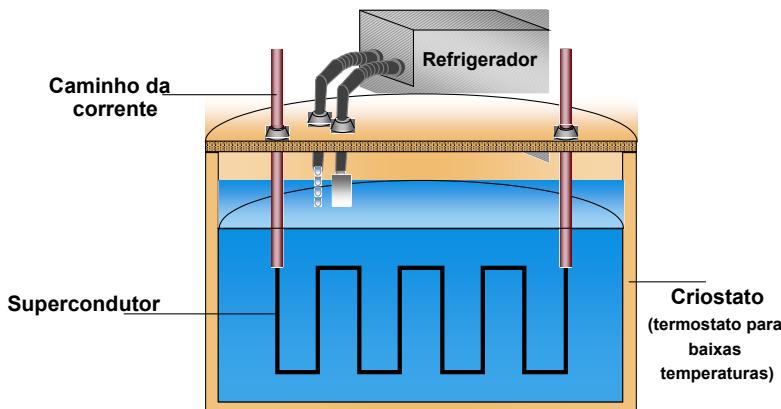


Figura 10 – Exemplo dos componentes do dispositivo supercondutor tipo resistivo

O DLCC supercondutor núcleo de ferro blindado (*shielded-core*), que é basicamente um pequeno transformador, também é conhecido como tipo indutivo e representa o outro tipo de supercondutor limitador. A figura 11 ilustra, simplificadamente, os componentes deste dispositivo.

Ao contrário do tipo resistivo, o supercondutor tipo indutivo é acoplado magneticamente com o circuito a ser protegido. O enrolamento primário possui condutividade normal e consiste de várias espiras de forma análoga a um enrolamento convencional. Já o enrolamento secundário é o supercondutor e consiste, na maioria das vezes, numa única espira que é um invólucro cilíndrico [39][40].

Durante a operação normal, o campo magnético do enrolamento primário é “impedido” pelo supercondutor de circular pelo núcleo de ferro. Se a corrente crescer acima de um valor determinado, o campo magnético crítico do supercondutor será excedido e penetrará no núcleo de ferro, resultando numa impedância elevada que limitará a corrente de curto-círcuito.

De forma similar ao supercondutor tipo resistivo, a limitação da corrente de curto do supercondutor tipo indutivo pode ser ajustada variando-se o campo elétrico durante o defeito. Os parâmetros decisivos na construção deste dispositivo são: o número de espiras do enrolamento primário e a altura, o diâmetro e a espessura da parede do tubo supercondutor.

O DLCC supercondutor indutivo também necessita da interrupção da corrente após sua limitação, para o resfriamento, e de um período de restabelecimento do seu estado de supercondutividade original.

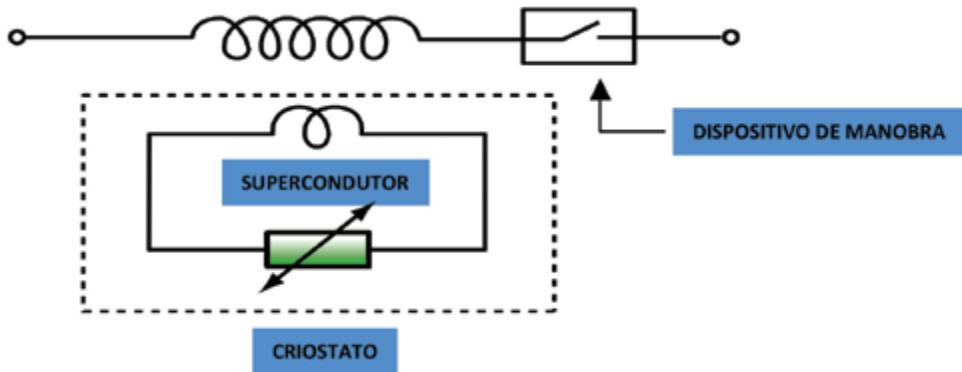


Figura 11 – Exemplo dos componentes do dispositivo supercondutor tipo indutivo

O SLCC tipo ponte utiliza diodos (ou tiristores) conectados a um enrolamento supercondutor através da indutância limitante L , conforme ilustra a figura 12 [41][41][42]. Em condições normais de operação, há circulação de corrente nos quatro diodos e a corrente que circula no indutor é praticamente constante, com valor igual ao valor de pico da corrente de carga. Embora o circuito possa operar sem a fonte CC, esta é desejável para elevar o nível de corrente no indutor e fazer com que a condução pelos diodos seja sempre mantida. Como a corrente no indutor é praticamente constante, este torna-se “invisível” ao sistema em regime permanente, exceto pelas perdas nos diodos.

Durante um eventual curto-círcuito, a corrente aumenta com uma constante de tempo igual a L/R , onde R é soma das resistências da fonte, dos diodos e do próprio indutor. Com um pequeno valor de R , a constante de tempo L/R assume valores da ordem de alguns segundos. Assim, com um disjuntor de atuação rápida, a corrente interrompida fica semelhante à corrente de carga.

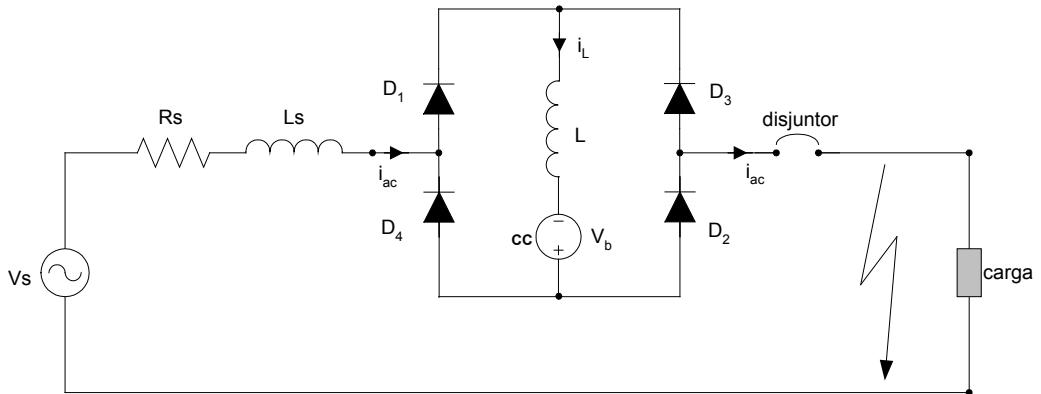


Figura 12 – Exemplo dos componentes do dispositivo supercondutor tipo ponte

(IV) Dispositivos derivados da tecnologia FACTS (*Flexible AC Transmission System*)

Com o desenvolvimento do tiristor de alta potência na década de 60, deu-se início a um processo de transformação dos sistemas elétricos. Tais sistemas, originalmente com características predominantemente eletromecânicas, passaram a apresentar características eletroeletrônicas, aumentando seu grau de flexibilidade e controlabilidade.

Os equipamentos com tecnologia FACTS podem ser divididos basicamente em três categorias básicas: os equipamentos *shunt* (em derivação), os equipamentos série e os controladores que combinam equipamentos série e *shunt* simultaneamente. Abaixo são citados alguns destes dispositivos.

- Compensadores estáticos – SVC (*Static Var Compensator*).
- Reator controlado por tiristor – TCR (*Thyristor Controlled Reactor*).
- Capacitor chaveado por tiristor – TSC (*Thyristor Switched Capacitor*).
- Capacitor série chaveado por tiristor – TSSC (*Thyristor Series Switched Capacitor*).
- Capacitor série controlado por tiristor – TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*).
- Transformador defasador – PST (*Phase Shift Transformer*).
- Compensador síncrono estático – STATCOM (*Static Synchronous Compensator*).
- Compensador síncrono estático série – SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*).
- Controlador universal de fluxo de potência – UPFC (*Unified Power Flow Controller*).
- Controlador de fluxo de potência da rede – GPFC (*Grid Power Flow Controller*).

Os dispositivos acima citados utilizam não só tiristores, trabalhando com comutação natural, como também dispositivos autocomutados, com capacidade de corte, operando com comutação forçada (como o GTO – *Gate Turn-Off Thyristor*, GCT ou IGCT (*Integrated Gate-Commutated Thyristor* e o IGBT – *Insulated Gate Bipolar Transistors*).

As principais aplicações destes equipamentos são:

- Controle do fluxo de potência ativo e reativo.
- Amortecimento de oscilações eletromecânicas.
- Aumento da capacidade de transmissão.
- Limitação das correntes de curto-círcuito.

O TCSC é o controlador FACTS que pode ser utilizado para aplicações em limitações de corrente de curto-círcuito. O TCSC já é utilizado para o controle de fluxo de potência, amortecimento de oscilações de potência e podem ser utilizados como limitadores de corrente de curto-círcuito[43].

A figura 13 apresenta o esquema básico do TCSC. Conforme pode ser observado, o circuito de potência do TCSC é composto de um banco de capacitor série em paralelo com um reator controlado por tiristores (RCT) e um para-raios (*MOV – Metal Oxide Varistor*) para proteção do capacitor.

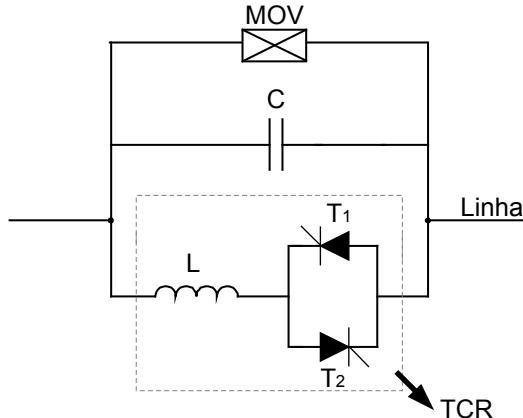


Figura 13 – Diagrama esquemático do TCSC

A combinação do capacitor série convencional com os reatores controlados por tiristores (TCR) permite o controle contínuo da impedância deste dispositivo. A habilidade do TCSC de ajustar rapidamente sua impedância de um ponto da região capacitativa para um ponto na região indutiva (condução plena dos tiristores) pode ser usada para limitar as correntes de defeito.

Para desempenhar as funções de limitador de corrente de curto-circuito, o TCSC tem que ser dimensionado para suportar as correntes de defeito e apresentar uma alta impedância indutiva. Como consequência, torna-se necessário modificar algumas características do TCSC, tais como os valores nominais dos componentes deste equipamento, principalmente o para-raios (*MOV – Metal Oxid Varistor*) e a frequência natural de ressonância do circuito LC.

Devido ao seu alto custo, a utilização deste dispositivo só tem vantagens se agregar outro benefício para o sistema, além da limitação das correntes de curto-circuito.

Além do TCSC, podemos destacar uma nova tecnologia que também pode ter a função de limitar as correntes de curto-circuito. Este novo dispositivo é baseado na tecnologia FACTS, combinando um TPSC (*Thyristor Protected Series Compensation*) com um reator externo série. A figura 14 apresenta um diagrama simplificado deste dispositivo. Em regime permanente, este dispositivo opera com uma impedância nula (circuito LC ressonante). Na ocorrência de um defeito, o capacitor é retirado do circuito através da chave semicondutora. Desta forma, a impedância equivalente do dispositivo é aumentada, limitando a corrente de curto-circuito.

Ainda de acordo com o TPSC, utilizado no dispositivo limitador, apresenta a tecnologia de disparo dos tiristores por luz (tecnologia *LTT – Light-Triggered Thyristor*) e um sistema de resfriamento das válvulas através de dissipadores de calor (*special heat-sink*), dando a este dispositivo uma maior capacidade de atuação.

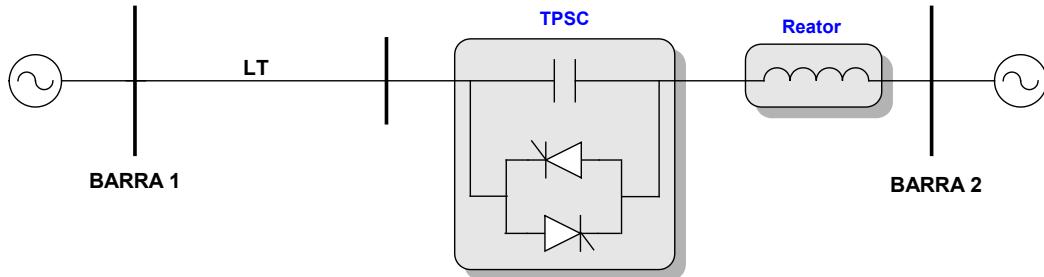


Figura 14 – Diagrama esquemático do dispositivo limitador baseado no TPSC

(V) Reatores saturáveis controlados

Trabalhos mais recentes vêm destacando o uso de reatores saturáveis como compensadores reativos de linhas de transmissão, fundamentando-se basicamente em uma combinação de um núcleo magnético e um conjunto de capacitores em série e paralelo. Fazendo-se alguns ajustes na arquitetura básica desse dispositivo, este pode ser utilizado na limitação de corrente de curto-circuito. De acordo com [45], seu princípio se baseia, fundamentalmente, na ressonância série entre um capacitor C e um indutor de núcleo de ar L para, em condições normais de operação do sistema de potência, oferecer uma impedância nula. Nessa condição, a tensão estabelecida nos terminais do capacitor C é inferior à tensão de início de saturação do reator saturável, de modo que esse componente solicita uma corrente extremamente reduzida, funcionando, portanto, como uma chave aberta. Quando, por outro lado, a corrente na rede elétrica se eleva em decorrência de um curto-circuito, a queda de tensão no capacitor C também se eleva, impondo ao reator um regime de intensa saturação. Nesse estado operacional, o reator apresenta uma impedância muito baixa, representando, assim, o papel de uma chave fechada. O capacitor C será, então, removido do circuito, de modo que o indutor L poderá, agora, exercer a função de limitador da corrente de curto-circuito. A figura 15 apresenta um diagrama esquemático deste dispositivo, desenvolvido pela *General Electric Company*.

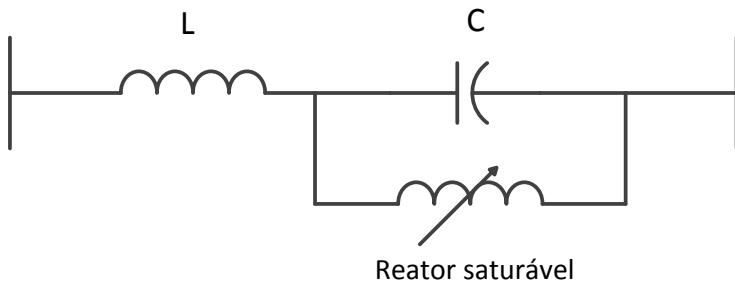


Figura 15 – Diagrama esquemático do dispositivo limitador baseado a reator saturável

Solução Final para Casos de Superação por Curto-circuito

Todas as medidas discutidas nos itens anteriores têm o objetivo de mitigar a superação através da redução dos níveis de corrente de curto-circuito na subestação. No caso de não ser possível a aplicação de nenhuma dessas medidas, ou quando elas se mostrarem antieconômicas, os seguintes recursos são adotados para solucionar a superação.

a) Permuta dos disjuntores e equipamentos do vão de manobra

A troca de equipamentos pode ser feita na própria subestação, quando se verificar a existência de disjuntores que sofrem diferentes solicitações.

Na maioria dos casos, pode-se dizer que os disjuntores de linha sofrem maiores solicitações que os dos transformadores.

É importante, contudo, enfatizar que a permuta de disjuntores ou outros equipamentos deve ser acompanhada de cuidadosos estudos de curto-círcito que demonstrem a viabilidade da solução, dentro de um prazo adequado.

b) Repotenciação ou recapacitação do equipamento superado

Esta prática consta da elevação da capacidade de interrupção do equipamento por meio de modificação no projeto. A repotenciação é baseada em modelos de disjuntores previamente desenvolvidos, testados e fornecidos, que sejam semelhantes ao disjuntor analisado. A repotenciação exige a intervenção no disjuntor e é geralmente implementada juntamente com uma revisão geral (*overhaul*) do equipamento.

Muitas vezes modificações substanciais do projeto original do equipamento são necessárias para a repotenciação (*upgrading*) deste. Exemplos: substituição das câmaras originais de interrupção de disjuntor tipo grande volume de óleo por câmaras a vácuo; substituição do mecanismo por outro de tecnologia mais moderna. Este fato geralmente torna a repotenciação uma solução pouco econômica.

c) Substituição de disjuntores

A substituição dos disjuntores deve ser precedida de criteriosa análise das capacidades nominais do novo equipamento, em face das solicitações da rede no ponto de utilização deste para um longo horizonte de planejamento.

Quando esta decisão for tomada, é importante pensar na utilização dos disjuntores que serão substituídos. Estes poderão ser aproveitados como unidades reservas ou aplicados em subestações planejamento ou expansão.

d) Providências quanto a outros equipamentos

A adoção das soluções de permuta, modificação no projeto ou substituição, é adotada quando o nível de curto-círcito na subestação for elevado, o que em geral inabilitiza a adoção de medidas redutoras do nível de curto-círcito na subestação. Além dos disjuntores, há a necessidade de verificação da superação dos demais equipamentos, principalmente os equipamentos em série com o fluxo de po-

tência da rede, ou seja, seccionadores, transformadores de corrente (TCs), bobina de bloqueio, barramentos, cabos para-raios etc. Na maioria dos casos, a superação do disjuntor é acompanhada da superação de chaves, TCs e bobinas de bloqueio.

Mitigação da Superação por Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT)

As providências mais correntes para a correção da superação pela TRT são o acréscimo de capacitores do lado da fonte (caso de faltas terminais) ou do lado da linha (caso de faltas quilométricas) dos disjuntores afetados.

O acréscimo de capacitores tem efeito apenas sobre a TCTR, que é reduzida com a sua introdução devido à redução da frequência natural da oscilação transitória da tensão de restabelecimento. O valor de pico não é praticamente afetado, podendo ser ligeiramente reduzido ou mesmo aumentado (em função da modificação das condições de reflexão).

Quando se decidir instalar capacitores para reduzir a TCTR em casos de faltas terminais, estes deverão ser de preferência ligados permanentemente às barras, tal como divisores capacitivos de potencial. Com efeito, seria pouco razoável empregar disjuntores para protegê-los e manobrá-los, uma vez que o acréscimo dos capacitores teria por objetivo evitar a substituição de disjuntores existentes (que, de outra maneira, seriam superados pela TCTR).

5. TRATAMENTO DISPENSADO À SUPERAÇÃO DE EQUIPAMENTOS NO ATUAL MARCO REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO

As redes de transmissão são planejadas e especificadas visando à expansão de longo prazo do sistema elétrico. O horizonte geralmente coberto é da ordem de 10 a 30 anos, de forma que os equipamentos de uma nova instalação possam operar durante um tempo compatível com sua vida útil, sem que haja superação de suas capacidades nominais devido à prognosticada expansão do sistema elétrico.

No caso do Sistema Interligado Nacional (SIN), a grande incidência de superação de equipamentos de alta e extra-alta tensão verificada nos últimos anos se deve às duas razões mencionadas. As redes de transmissão a longas distâncias iniciaram sua consolidação nas décadas de 70 e 80. Logo, hoje parte dela já se aproxima de seu horizonte de planejamento. Além disso, as mudanças na legislação do setor elétrico visando, entre outras, à maior competitividade no setor de geração, têm como consequência a viabilização em prazos relativamente curtos, de 3 a 5 anos, de empreendimentos de geração em pontos da rede nem sempre cobertos pelo planejamento de longo prazo. Como consequência, ocorre a pronunciada elevação dos níveis de curto-circuito, ocasionando elevada incidência de superação de equipamentos na rede elétrica.

Atualmente, a substituição de equipamentos superados da Rede Básica (RB) e das Demais Instalações da Transmissão (DIT) é regulada pela Aneel através da Resolução Normativa nº 158, de 23 de maio de 2005, alterada pelas Resoluções nº 242, de 7 de dezembro de 2006 e nº 433 de 26 de julho de 2011. De acordo com estas resoluções, cabe ao ONS a indicação final da substituição de equipamentos superados dos módulos de manobra da Rede Básica e das Demais Instalações da Transmissão, que englobam disjuntores, seccionadores, transformadores de corrente e bobinas de bloqueio.

Visando uniformizar os critérios para os estudos de análise de superação entre os Agentes e o ONS, assim como assegurar a equidade dos critérios de indicação de substituições apontadas pelo ONS, foi criado em 2004 o Grupo de Trabalho para Análise da Superação de Equipamentos de Alta Tensão (GT-AS). Este grupo, integrado aos processos do Plano de Ampliações e Reforços (PAR) do ONS, é formado por Agentes de Transmissão, Distribuição e pelo ONS. Seu objetivo é levar a termo, de forma cooperativa, as análises e indicações de superação de equipamentos das subestações da RB e das DITs. Num primeiro momento, o GT-AS se ocupou do estabelecimento de critérios, metodologias e processos para as análises de superação, consolidadas em diversos documentos emitidos pelo grupo [28] a [32]. Em 2006, o GT-AS realizou o primeiro ciclo de análise de superação de equipamentos de alta tensão e desde então se realiza anualmente o ciclo de análise e indicação de reforços relacionados à superação de equipamentos.

A figura 16 mostra a evolução das indicações de superação desde a criação do GT-AS, considerando os quatro principais equipamentos dos vãos de manobra das instalações da Rede Básica, ou seja, os disjuntores, os seccionadores, os transformadores de corrente e as bobinas de bloqueio.

Sendo os disjuntores os principais equipamentos do módulo de manobra e tendo em vista que fazem parte do sistema de proteção de todas as instalações, nos primeiros três ciclos do GT-AS foi dada maior ênfase a estes, o que se reflete no grande número de substituições deste tipo de equipamento. Além disso, os dados nominais inicialmente disponíveis para esses equipamentos eram em maior número quando comparados com outros equipamentos. Por isso, inicialmente, o número de disjuntores identificados como superados foi proporcionalmente maior que os demais equipamentos, uma vez que por vão de manobra há, em média, um disjuntor, quatro seccionadores e seis transformadores de corrente. Tal observação pode ser extraída da figura 16 para os ciclos de 2007 a 2011.

Os resultados obtidos a partir do terceiro ciclo mostram maior equilíbrio entre os equipamentos considerando a proporção média por vão, o que evidencia que maiores esforços foram concentrados na análise da superação de outros equipamentos como, por exemplo, os seccionadores e os transformadores de corrente.

Finalizando, os resultados do último ciclo mantêm o transformador de corrente como sendo o equipamento com o maior número de indicação, seguido pelos seccionadores e pelos disjuntores.

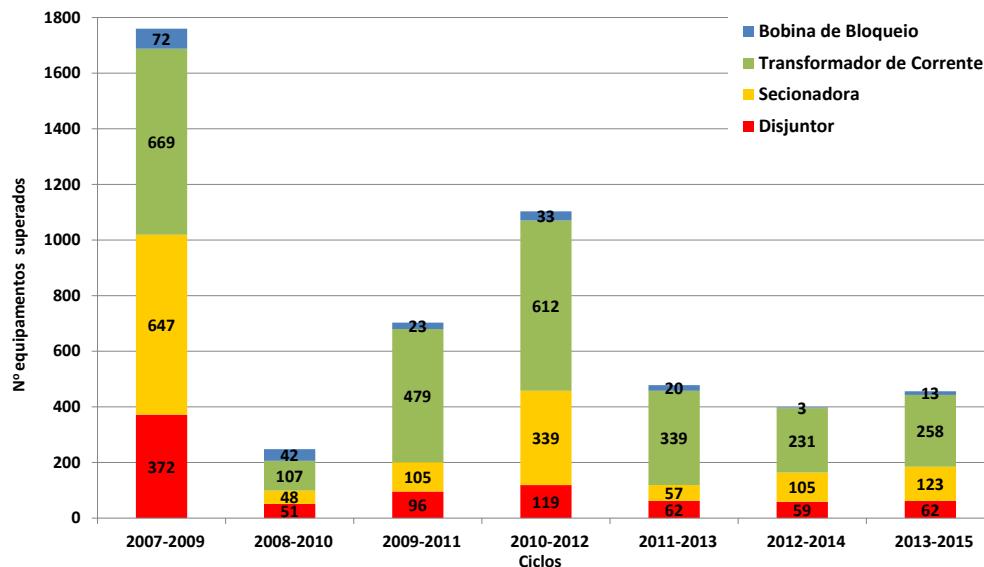


Figura 16 – Histórico do quantitativo de equipamentos superados identificados pelo GT-AS, desde sua criação até o ciclo 2013-2015

6. REFERÊNCIAS

- [1] SALGADO, F. M. C.; DIAS, L. E. N.; MORAIS, S. A.; FRONTIN, S. O. *Métodos Utilizados na Limitação das Correntes de Curto-Círcuito*, Seminário da SPISE-CIER, Montevideo, out. 1980.
- [2] RAJA, C. P. G.; SALGADO, F. M. C.; NUNES, I. G.; MEDEIROS, J. R. *Efeitos das Correntes de Curto-Círcuito sobre Equipamentos*, Seminário da SPISE-CIER, Montevideo, out. 1980.
- [3] *Electrical Transmission and Distribution Reference Book - Westinghouse Electric & Manufacturing Company*, 1942.
- [4] CLARKE, E. *Circuit Analysis of A-C Power Systems*, New York: J. Wiley & Sons, Inc., 1943.
- [5] FOLCONE, C. A. *Corrente Limiting Device - A Utility's need*, IEEE C73.470-2, v. PAS-93, 1974.
- [6] BANKS, H. L. R. *Thanavala - Short-Circuit Limiting Coupling as A.C. System Interconnector*, Publicação IEE n. 107 – Publicação GED 1490-8.
- [7] *Pesquisa das Solicitações Máximas de TRT para Disjuntores Devido a Faltas Quilométricas*, IX SNP-TEE, Belo Horizonte, MG, 1987.
- [8] *Superação de Equipamentos - Aplicação de Medidas de Mitigação*, Seminário Internacional da CIER, Caracas, 1989.
- [9] *Limitação da Corrente de Curto-Círcito na Subestação de 345 kV de Mogi das Cruzes*, Seminário Internacional da CIER, Viña del Mar, 1991.
- [10] AMON, F. J.; PERES, L. A. P.; GOMES, R.; ORÇAI, J. *Soluções e Perspectivas do Uso de Limitadores de Corrente para Controle do Fluxo de Potência e Redução das Correntes de Curto-Círcito*, VII ERLAC, Puerto Iguazú, 1997.
- [11] AMON F. J.; PERES, L. A. P. *Recapacitação da Subestação de Mogi 345/230 kV e Adaptação aos Novos Níveis de Curto-Círcito da Rede*, XIV SNPTEE, Belém, PA, 1997.
- [12] AMON F. J.; MALDONADO, P. M.; PERES, L. A. P.; GOMES, R.; ORÇAI, J. et al. *Limitação dos Níveis de Curto-Círcito no Setor de 345 kV da Subestação de Mogi das Cruzes Através do Emprego de Reatores Limitadores de Núcleo de Ar*, VIII ERLAC – Ciudad del Este, 1999.
- [13] AMON F. J.; PERES, L. A. P.; PREZIA, L. A.; LANZIOTTI, A. L. *Recapacitação da Subestação de Mogi das Cruzes, Projetos, Estudos e Aspectos Construtivos*, IV ELAB, Rio de Janeiro, RJ, 1999.

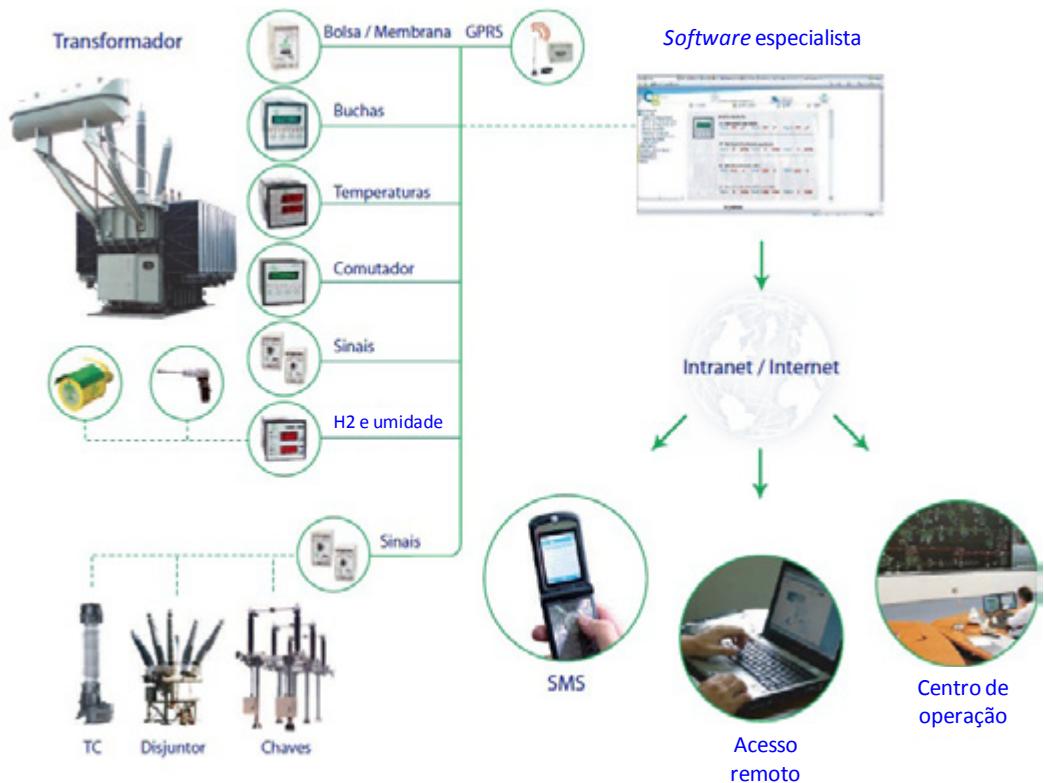
- [14] AMON F. J. *Limitação de Curto-Círcito: Experiência de FURNAS e Análise de Novas Tecnologias Existentes e em Desenvolvimento, cada vez mais Necessárias para Viabilizar a Conexão de Novos Produtores Independentes à Rede Básica*, IX ERLAC – Foz do Iguaçu, PR, maio 2001.
- [15] AMON, F. J.; HARTUNG, K. H. *Aplicação de Novas Técnicas de Limitação de Curto-Círcito Face à Conexão de Produtores Independentes à Rede Básica Sob o Novo Ambiente Desregulamentado do Setor Elétrico Brasileiro*, XVI SNPTEE, Campinas, SP, out. 2001.
- [16] *Conexão de Produtores Independentes à Rede Básica segundo o Novo Modelo do Setor Elétrico: Tecnologias para a Limitação dos Níveis de Curto-Círcito e a Experiência de Aplicação no Sistema de Transmissão Brasileiro*, VIII SEPOPE, Brasília, DF, maio 2002.
- [17] AMON, F. J. et al. *Fault Current Limiters in Electrical Medium and High Voltage Systems – Report on the activities of WG 13.10* - Colóquio Técnico do SCA3 – Sarajevo, 15, 16 set. 2003.
- [18] AMON F. J. et al. *Fault Current Limiters Application, Principles and Testing* – by Cigré WG A3.10, Revista ELECTRA #211, p. 47-57 e Cigré Technical Brochure #239, dez. 2003.
- [19] AMON F. J.; FERNANDEZ, P. C.; ROSE, E. H.; D'AJUZ, A. Castanheira. *Brazilian Successful Experience in the Usage of Current Limiting Reactors for Short-Circuit Limitation*, International Conference on Power Systems Transients (IPST'05) in Montreal, Canada on Jun. 19, 23 2005 Paper n. IPST05 – 215, Cigré SC A3&B3 2005 Colloquium, Tokyo, Japan – 26, 09 a 01 out. 2005 Paper n. 206 PS2-08 e XI SEPOPE – 16 a 20 mar. 2009 – Belém, PA, Cigré SC A3 Colloquium, 07 a 09 ago. 2011, Viena, Áustria.
- [20] SCHMITT, H.; AMON, F. J.; BRAUN, D.; DAMSTRA, G.; HARTUNG, K.-H.; JÄGER, J.; KIDA, J.; KUNDE, K.; LE, Q.; MARTINI, L.; STEURER, M.; Ch. Umbricht, X. WAYMEL, NEUMANN, C. (guest author). *Fault Current Limiters – Application, Principles and Experience*, Cigré WG A3.16: Cigré SC A3&B3 2005 Colloquium, Tokyo, Japan – 26 set. a 01 out. 2005.
- [21] AMON, F. J. et al. *Análise da Superação das Características Nominais de Equipamentos: Métodos para a Identificação da Possibilidade de Ocorrência e Estudo de Soluções de Mitigação face as Regras do Atual Modelo do Setor Elétrico*, XVIII SNPTEE – 16 a 21 out. 2005, Curitiba, PR.
- [22] SCHMITT, H.; FILHO, J. A.; BRAUN, D.; DAMSTRA, G. C.; HARTUNG, K.-H.; JÄGER, J.; KIDA, J.; MARTINI, L.; MINH, L.; STEURER, M.; WAYMEL, X.; NEUMANN, C. *Limitadores de Corrente de Falta – Aplicação, Princípios e Experiência*, XII ERIAC – Encontro Regional Ibero-americano do Cigré, 20 a 24 maio e 2007, Foz do Iguaçu, PR.
- [23] AMON, F. J.; FERNANDEZ, P. C.; LIMA, R. C. *Possíveis Impactos, Consequências e Soluções para o Sistema de Proteção (em Sistemas Elétricos de Potência) Decorrentes da Instalação de Dispositivos Limitadores de Curto-Círcito*, XIX SNPTEE – 14 a 17 out. 2007, Rio de Janeiro, RJ, e XIII ERIAC – 24 a 28 maio 2009, Puerto Iguaçú, Argentina.
- [24] PEREIRA, F. P.; SERENO, M. G.; AMON, F. J.; PERALTA, J. M.; FONTES, M. A. P. *Superação de Equipamentos – Alternativas das Transmissoras para Evitar a Substituição – Caso Furnas*, XIX SNPTEE – 14 a 17 out. 2007, Rio de Janeiro, RJ.
- [25] *Fault Current Limiters in Electrical Medium and High Voltage Systems - TB 239 – 2003*, brochura técnica do WG A3.10.
- [26] *Guideline on the Impacts of Fault Current Limiting Devices on Protection Systems - TB 339 – 2008*, brochura técnica do WG A3.16.
- [27] *Application and Feasibility of Fault Current Limiters in Power Systems*, TB. 497 – 2012, brochura técnica do WG A3.23.
- [28] *GT de Análise de Superação de Equipamentos de AT, Diretrizes para Análise de Superação de Disjuntores, Seccionadoras e Bobinas de Bloqueio*, relatório ONS 2.1/206/2004 Revisão 1, 09 set. 2005.
- [29] *GT de Análise de Superação de Equipamentos de Alta Tensão , Metodologia de Cálculo da TRT para Estudos de Superação de Disjuntores*, relatório ONS 2.1/079/2005, 08 set. 2005.
- [30] *GT de Análise de Superação de Equipamentos de Alta Tensão , Diretrizes para Análise de Superação de Transformadores de Corrente*, relatório ONS 2.1/207/2004 Revisão 2, 08 set. 2005.
- [31] *GT de Análise de Superação de Equipamentos de Alta Tensão, Diretrizes de Aplicação de Medidas Mitigadoras para a Superação de Equipamentos de Alta Tensão*, relatório ONS 2.1/001/2006, 04 jan. 2006.
- [32] CARVALHO, A. C.; D'AJUZ, A.; ROCHA, R. *Novo Critério para Redução da Capacidade de Interrupção de Disjuntores de Alta Tensão em Função da Constante de Tempo da Corrente de Curto-Círcuito*, IX SEPOPE, SP-088, Rio de Janeiro, RJ, 2004.
- [33] CARVALHO, A. C.; SINDEL, D.; MUNIZ, M.; MONTEIRO, A.M.; SILVA, B. A. *Superação de Equipamentos de Alta Tensão: Critérios de Análise e Processo de Indicações de Substituições na Rede Básica e Demais Instalações da Transmissão*, XIX SNPTEE, artigo SGE 97, Rio de Janeiro, RJ, out. 2007.

- [34] CARVALHO, A.C.; MUNIZ, M.; SINDER, D.; D'AJUZ, A. *Managing HV Equipment Replacement due to Overrating*, Cigré 2008 Session, Report A3-106, Paris, 2008.
- [35] CARVALHO, A.C.; D'AJUZ, A.; MONTEIRO, A.M.; Sinder, D. *Overrating Mitigation Measures for HV Circuit Breakers*, Cigré SC 13 Colloquium, paper PS2-10, Sept. 2007, Rio de Janeiro, RJ.
- [36] CARVALHO, A.C.; TENORIO, R.; WALDRON, M.; ESCOTO, M.; LEMAITRE, N. *Criteria for Tracking Transmission Equipment Overstress*, Cigré SC 13 Colloquium, paper A3-207, Sept. 2011, Vienna.
- [37] MONTEIRO, A. M. *Um Estudo de Dispositivos Limitadores de Corrente de Curto-Círcuito com ênfase no IPC (Interphase Power Controller)*, dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ, em 2005.
- [38] CHEN, M.; DONZEL, L.; LAKNER, M.; PAUL, W. *High Temperature Superconductors for Power Applications*, Industrial Plenary Talk at Electroceramics VIII, Roma, Ago. 2002.
- [39] PAUL, W.; CHEN, M. *Superconducting Control for Surge Currents*, IEEE SPECTRUM, May 1998.
- [40] FISHER, S.; SCHMITT, H.; VOLKMAR, R. R.; BRISSETTE, Y. *System Requirements and Test of Super-Conducting Fault Current Limiters*, 38º Cigré, artigo 13-207, Paris, 2000.
- [41] HASSENZAHL, W. V.; JOHNSON, B. K. et al. *Electric Power Applications of Superconductivity*, 2004, IEEE, v. 92, n. 10, Oct. 2004.
- [42] ROGERS, J. D. et al. *Superconducting Fault Current Limiter and Inductor Design*, IEEE Transactions on Magnetics, v. Mag-19, n. 3, May 1983.
- [43] TENÓRIO, A R. M.; JENKINS, N. *Explorando o TCSC como Limitador de Corrente de Curto em Sistemas de Transmissão*, XIII ERLAC, CE-13, Cuidad de Leste, Paraguai, 1999.
- [44] GOR, V.; POVH, D. et al. *SCCL – A New Type of FACTS Based Short-Circuit Current Limiter for Application in High-Voltage System*, Cigré, Session 2004, B4-209, Paris;
- [45] CARVALHO, M. A.; FREITAS, F. E. F.; FONTE, L. A. M. da; SOUZA, A. G de; MAIA, M. J. A. *Limitadores de Corrente de Curto-Círcito: Simulações e Ensaios num Modelo a Base de Reatores Saturados*, Industry Applications (INDUSCON), 2010, 9th IEEE/IAS International Conference.

CAPÍTULO 17

Inovações Aplicadas ao Monitoramento de Equipamentos de Alta Tensão

Marcos E. G. Alves



1. OBJETIVO

Este capítulo traz uma revisão das inovações em tecnologias, filosofias, arquiteturas e funcionalidades dos sistemas de monitoramento *on-line* de estado dos principais ativos de subestações de alta tensão, além de demonstrar os objetivos atingidos com o uso corporativo desses sistemas.

Palavras-chave: monitoramento *on-line*, sensores inteligentes, diagnósticos, prognósticos, manutenção preditiva, sistemas corporativos.

2. INTRODUÇÃO

Os equipamentos de alta tensão de subestações, tais como transformadores de potência, reatores de derivação, transformadores de corrente, transformadores de potencial capacitivos, disjuntores de alta tensão e seccionadores são os ativos de produção das concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e, como tal, são de fundamental importância para a operação segura e a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Quando operados em condições adequadas e gerenciados de forma precisa, estes ativos tornam-se um dos principais fatores de eficiência operacional, econômica e de competitividade das concessionárias do setor.

Visando garantir uma maior confiabilidade e disponibilidade desses equipamentos, simultaneamente à redução de custos de operação e manutenção e aumento da eficiência da manutenção, os sistemas para monitoramento e diagnóstico *on-line* de estado dos ativos têm se disseminado na última década, proporcionando uma ferramenta para a migração da manutenção preventiva para preditiva e para a filosofia de manutenção centrada na confiabilidade [1].

Os principais objetivos com a utilização desses sistemas são [2]:

- Diagnósticos e prognósticos *on-line* de estado dos equipamentos de alta tensão.
- Redução de risco de falhas intempestivas.
- Controle e extensão da vida útil dos ativos.
- Migração da manutenção preventiva, baseada em tempo, para a preditiva, baseada no estado real dos equipamentos.
- Maior efetividade da filosofia de Manutenção Centrada na Confiabilidade (MCC).
- Aumento de disponibilidade dos equipamentos para o sistema.
- Uso otimizado dos ativos.
- Redução dos custos de operação e manutenção.
- Redução das penalidades por indisponibilidade dos equipamentos (parcela variável).
- Melhor negociação e redução dos prêmios de seguros.
- Preservação da imagem corporativa.

Para atingir esses objetivos, os sistemas de monitoramento devem efetuar *on-line* a aquisição de medições e dados de operação dos equipamentos de alta tensão e processá-los para extrair informações úteis, disponibilizando-as para os usuários de modo organizado. A forma como os sistemas efetuam essas tarefas é detalhada a seguir.

3. ARQUITETURAS DOS SISTEMAS DE MONITORAMENTO

Tipicamente, os sistemas de monitoração *on-line* de transformadores de potência adotam a topologia mostrada no diagrama de blocos da figura 1, onde se observam as quatro partes principais, detalhadas a seguir [3]:

- Medição de grandezas.
- Transmissão de dados.
- Armazenamento e tratamento de dados.
- Interface com os usuários.

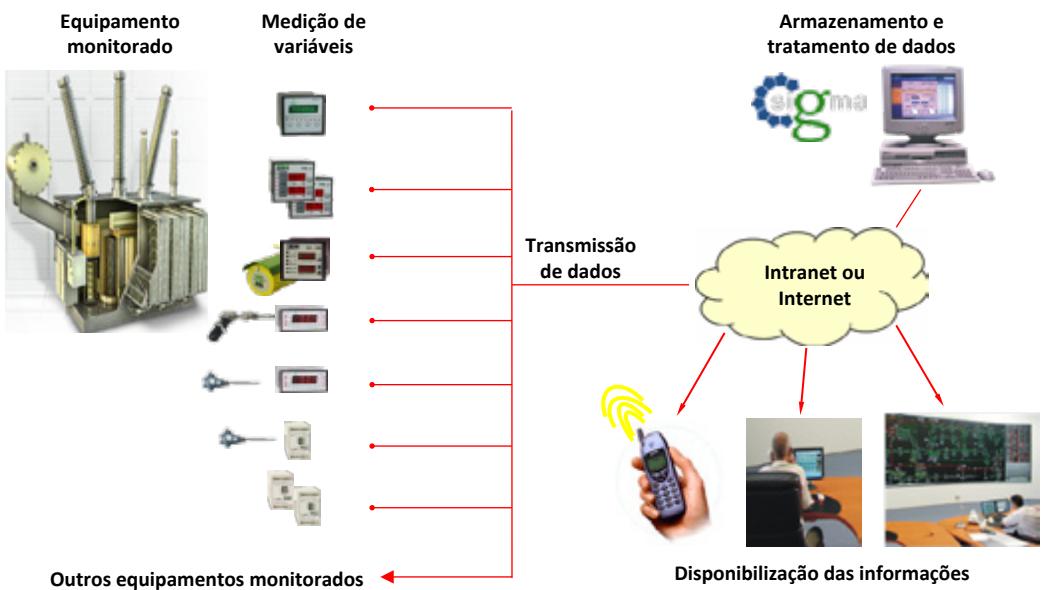


Figura 1 – Topologia típica de um sistema de monitoração

Medição de Grandezas

A medição das diversas variáveis consideradas importantes para o conhecimento do estado do equipamento é efetuada através de sensores e/ou transdutores, localizados em geral junto ao equipamento de alta tensão. A arquitetura empregada para a medição das variáveis tem grande importância para a definição da instalação e futura manutenção do sistema, conforme detalhado no a seguir.

Para a medição das grandezas monitoradas no equipamento, duas arquiteturas básicas podem ser utilizadas [3]:

- **Centralizada** – utiliza um elemento centralizador, geralmente um CLP (Controlador Lógico Programável), localizado no corpo do transformador, e em alguns casos também na sala de controle da subestação, para receber as medições dos diversos sensores, digitalizá-las e retransmiti-las para o *software* de monitoração *on-line*.
- **Descentralizada** – utiliza sensores eletrônicos inteligentes tipo IED (*Intelligent Electronic Device*), que digitalizam, pré-processam e transmitem as medições diretamente para o *software* de monitoração *on-line*.

A escolha da arquitetura a utilizar para a medição de variáveis deve levar em consideração as características inerentes a cada uma das opções, apresentadas na tabela 1.

Tabela 1 – Características das arquiteturas centralizada e descentralizada

Arquitetura centralizada	Arquitetura descentralizada
Sistema centralizado – o CLP concentra as informações de todos os sensores e as envia ao <i>software</i> do sistema de monitoração.	Sistema descentralizado, onde os sensores são IEDs que enviam as informações diretamente ao <i>software</i> do sistema de monitoração.
Expansões requerem modificação do CLP centralizador.	Arquitetura modular, facilitando expansões e manutenção.
Os sensores têm que ser dedicados para conexão ao CLP, causando eventuais duplicações de sensores.	IEDs já existentes nos sistemas de controle e proteção podem ser integrados aos sistemas de monitoração por comunicação digital.
O elemento centralizador (CLP) representa custos adicionais de instalação, programação e manutenção para o sistema.	Não existe o elemento centralizador – eliminados custos adicionais.
Falha no centralizador pode acarretar a perda de todas as funções do sistema.	Falha em um IED acarreta perda apenas de parte das funções.
O elemento centralizador é um ponto de falha adicional para o sistema.	Não existe o elemento centralizador, eliminando-se assim um possível ponto de falha.
Deve ser observada a temperatura de operação máxima do centralizador, além dos próprios sensores – CLPs industriais podem ser limitados a 55°C [4], desaconselhando-se sua instalação junto aos equipamentos monitorados.	Aconselhado o uso de sensores inteligentes com temperatura de operação estendida, até 85°C, adequados para instalação no pátio junto aos equipamentos monitorados.
Deve ser observada a tensão de isolamento do centralizador - CLPs industriais tem isolamento típica de 500 V, desaconselhando-se sua instalação junto aos equipamentos monitorados [4].	Aconselhado o uso de sensores inteligentes com nível de isolamento 2 kV ou superior, específicos para o ambiente de subestações de alta tensão.

Topologias de sistemas de monitoração utilizando as arquiteturas centralizada e descentralizada podem ser observadas nos exemplos das figuras 2 e 3.

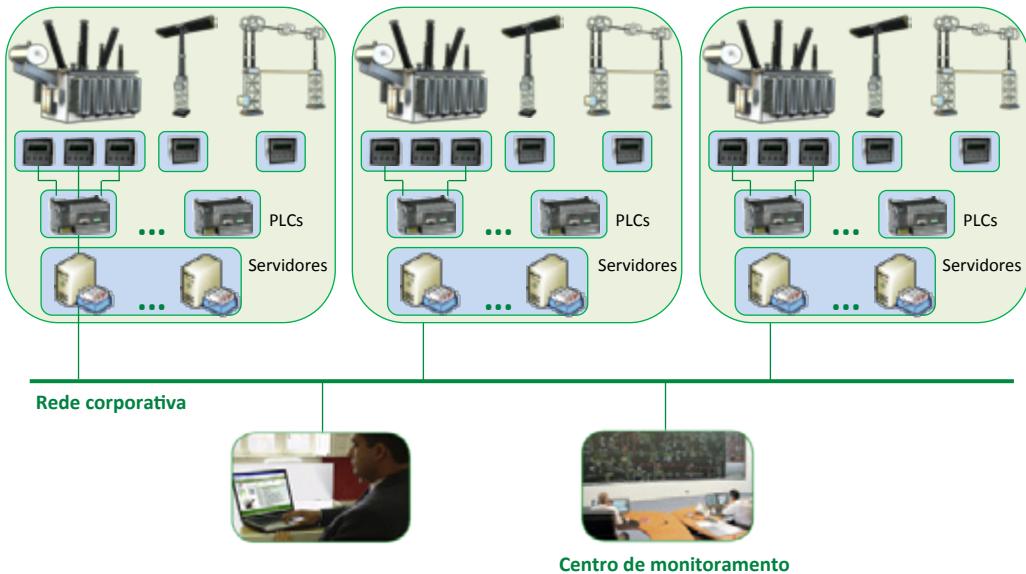


Figura 2 – Topologia utilizando arquitetura centralizada

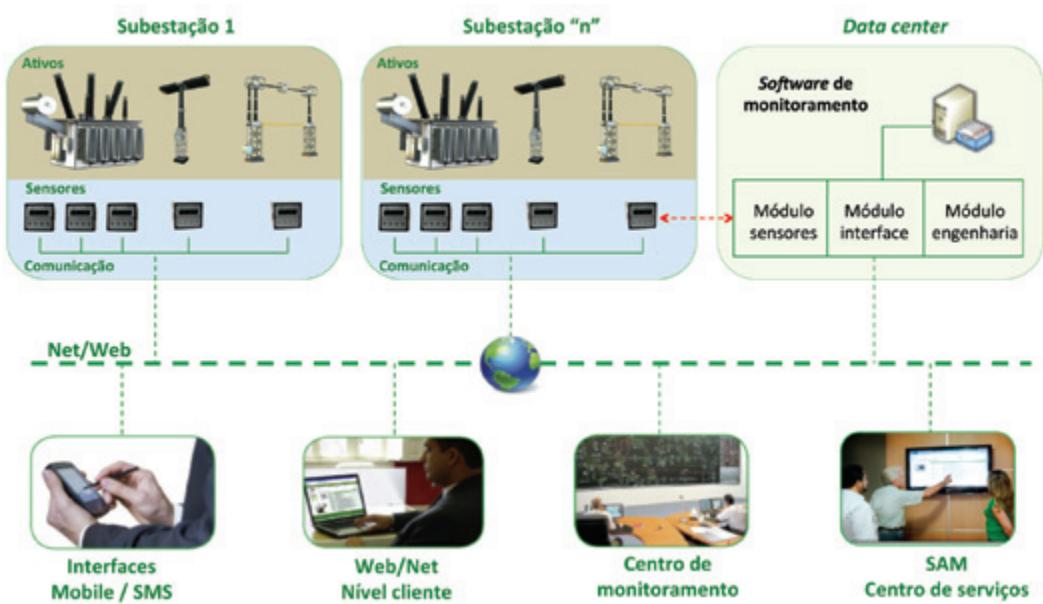


Figura 3 – Topologia utilizando arquitetura descentralizada

As características de cada uma dessas arquiteturas, assim como suas necessidades específicas de manutenção, devem ser levadas em consideração quando da especificação e planejamento da manutenção dos equipamentos de alta tensão.

Transmissão de Dados

Consiste na transmissão dos dados de medições dos sensores, obtidos na etapa anterior, para a etapa de armazenamento e processamento de dados a seguir, utilizando-se os meios físicos e protocolos de comunicação mais convenientes para a aplicação.

A transmissão de dados dos sensores para o *software* de monitoramento pode ser realizada através de diferentes meios de comunicação, tais como par trançado no padrão RS485, fibras ópticas, rede sem fio *wi-fi*, *modem* celular GPRS ou outros.

Um fator relevante a ser considerado na escolha do meio físico de comunicação é a suportabilidade a sobretensões transitórias dos sensores e elementos centralizadores (CLP) – equipamentos com baixa isolação ou baixa resistência a surtos podem exigir o uso de fibras ópticas.

Para a transmissão de dados dos sensores no equipamento de alta tensão para o *software* de monitoramento, é utilizado um protocolo de comunicação, que pode ser do tipo aberto – utiliza um padrão aberto e/ou normatizados de mercado – ou proprietário – utiliza um padrão fechado, específico do fabricante do sistema e/ou dos sensores.

O uso de protocolos proprietários pode apresentar dificuldades para a futura manutenção do sistema de monitoramento, em função da impossibilidade de substituição de sensores por similares de outros fabricantes, dificuldade de expansão do sistema, dificuldade de análise e correção de defeitos, dentre outros fatores. Dessa forma, o tipo de protocolo utilizado deve ser levado em consideração quando do planejamento da manutenção dos transformadores e seus sistemas de monitoramento.

Exemplos de protocolos de comunicação abertos, comumente empregados em sistemas de monitoramento, são: Modbus RTU, DNP3.0 e IEC 61850.

Armazenamento e Tratamento de Dados

Mais que um sistema para simples digitalização de dados obtidos de sensores, um sistema de monitoração deve ser capaz de transformar esses dados em informações úteis para a manutenção, que são os diagnósticos e prognósticos do estado do equipamento. Para cumprir essa função, o sistema de monitoração deve possuir “Modelos de Engenharia”, que são os algoritmos e modelos matemáticos para diagnósticos e prognósticos.

Um exemplo de modelo de engenharia, que extrai informação que de outra forma não estaria óbvia nos dados brutos dos sensores, é o cálculo de teor de água no papel isolante de um transformador ou reator, obtido a partir do cruzamento de dados de medições do sensor de temperatura do óleo e do enrolamento e do sensor de umidade no óleo.

A partir do resultado desse modelo de engenharia (teor de água no papel), outros modelos de engenharia podem calcular, por exemplo, a aceleração de envelhecimento da isolação por excesso de água no papel e a temperatura de formação de bolhas de vapor de água, quando há risco de falha dielétrica do equipamento.

Portanto, a etapa de armazenamento e processamento dos dados de medições dos sensores tem por objetivo a obtenção de informações úteis para a manutenção e gestão do ativo, tais como os diagnósticos e prognósticos de estado dos vários subsistemas e da condição geral do equipamento. Com isso, se evita também que a engenharia de manutenção seja sobrecarregada com um grande volume de dados nem sempre de fácil interpretação.

Disponibilização das Informações

Para que o sistema de monitoração atinja seus objetivos, as informações referentes ao estado dos equipamentos precisam ser disponibilizadas aos diversos setores interessados, mantendo simultaneamente a integridade dos dados e a segurança do acesso.

Para permitir a disponibilização das informações do sistema de monitoração, em geral o computador que executa o *software* de monitoração estará conectado à rede intranet da empresa ou mesmo à internet. Para permitir o acesso ao sistema de monitoração sem a necessidade de instalação de *softwares* específicos em todos os computadores remotos, a solução geralmente empregada é a interface de usuário do sistema de monitoramento ser um servidor de páginas *web*, acesso através de navegadores de internet.

Além disso, para evitar a necessidade de um acompanhamento contínuo do sistema, o que acarretaria um grande gasto de tempo da engenharia de manutenção, o sistema de monitoração pode possuir um mecanismo de envio automático de mensagens de alerta em caso de qualquer anormalidade. Os alertas podem ser enviados por *e-mail* ou ainda por mensagens de texto a telefones celulares, conforme previamente cadastrado no sistema.

4. MONITORAMENTO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA E REATORES DE DERIVAÇÃO

Estatísticas de Falhas em Transformadores

Embora existam esforços em andamento no CIGRÉ para atualização das estatísticas de falhas de transformadores de potência, atualmente o levantamento mais completo disponível a esse respeito é uma pesquisa internacional de performance de transformadores de potência em serviço [5], realizada pelo CIGRÉ com dados de falhas ocorridas entre 1968 e 1978 envolvendo mais de 1.000 falhas [5].

Esse estudo revelou, para diversos tipos e aplicações de transformadores, que as causas para a saída de serviço de transformadores de potência, forçadas ou programadas, se distribuem estatisticamente entre os subsistemas dos transformadores como mostrado nos exemplos das figuras 4 e 5.

A figura 4 mostra esses dados para transformadores sem comutador sob carga em usinas. Nessa estatística, as buchas figuram como a principal origem de falhas em transformadores, com um terço das ocorrências, com a parte ativa praticamente empatada em segundo lugar, seguida do tanque e óleo. Esses três subsistemas do transformador em conjunto respondem por praticamente 84% das retiradas dos equipamentos de serviço.

Já na figura 5, para transformadores com comutador sob carga em subestações, as origens de falhas se redistribuem entre o comutador sob carga, com cerca de 41% dos casos, parte ativa, com 22%, tanque e óleo com 13% e buchas com 12%.

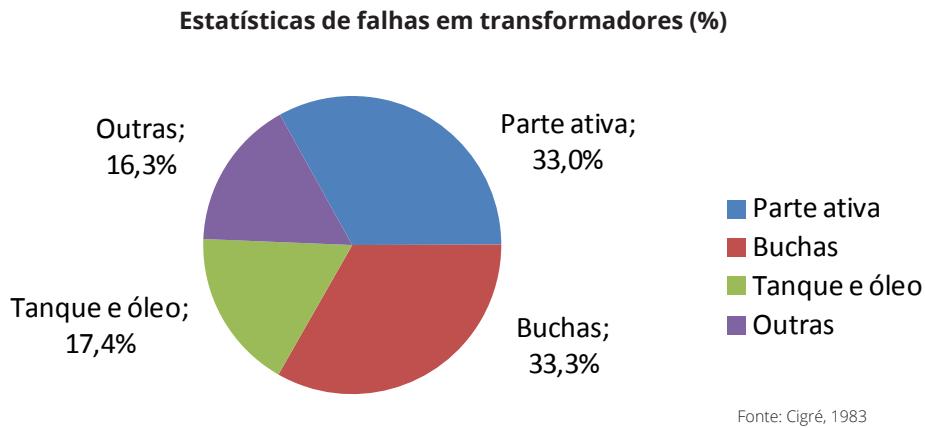


Figura 4 – Estatística das causas para saída de serviço de transformadores de potência sem comutador sob carga em usinas [5]

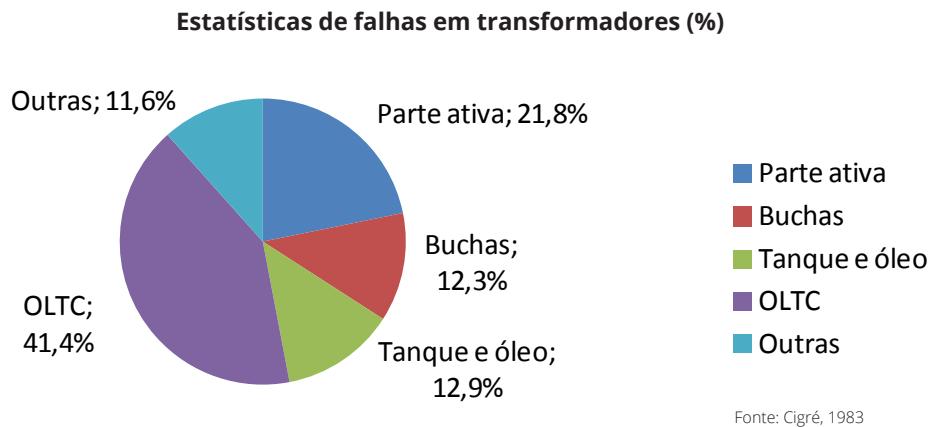


Figura 5 – Estatística das causas para saída de serviço de transformadores de potência com comutador sob carga em subestações [5]

Funções de Diagnóstico para os Subsistemas de Transformadores

Essas estatísticas podem ser usadas como um guia geral para a definição dos subsistemas dos transformadores que devem ser monitorados. Em função disso, a tabela 2 informa algumas das possíveis funções de diagnóstico para os diversos subsistemas, buscando reduzir, assim, o risco de falhas.

Tabela 2 – Subsistemas do transformador e funções de diagnóstico

Subsistemas	Funções de diagnóstico
Buchas	Estado da isolação das buchas
	Envelhecimento da isolação
	Umidade na isolação sólida
Parte ativa	Gás no óleo
	Previsão de temperaturas
	Simulações de carregamento
	Supervisão térmica
Comutador sob carga	Desgaste do contato
	Assinatura do mecanismo
	Umidade no óleo
	Manutenção do comutador
Tanque e óleo	Umidade no óleo
	Integridade do sistema de preservação de óleo
Sistema de resfriamento	Eficiência do sistema de resfriamento
	Manutenção do sistema de resfriamento

Grandezas Monitoradas nos Subsistemas de Transformadores

Para permitir o diagnóstico dos vários subsistemas mostrados na tabela 2, é necessária a medição de diversas grandezas, através de sensores instalados no transformador. A tabela 3 apresenta os principais sensores e grandezas para cada subsistema do transformador.

Tabela 3 – Grandezas monitoradas

Subsistema	Sensor	Grandezas medidas
Buchas ¹	Monitor de buchas	Capacitância
		Tangente Delta
		Correntes de fuga
		Tensões fase-terra e fase-fase
Parte ativa Sistema de resfriamento	Monitor de temperatura	Temperatura do óleo
		Temperatura dos enrolamentos (<i>hot-spot</i>)
		Temperatura ambiente
		Percentuais de carga
	Monitor de gás	Concentração de hidrogênio dissolvido no óleo
	Monitor multigases	Medição individual de gases combustíveis dissolvidos no óleo

¹ As grandezas monitoradas de forma *on-line* para o diagnóstico de buchas capacitivas podem ser empregadas também para o monitoramento de transformadores de instrumentos, conforme detalhado no item 7 deste capítulo.

Subsistema	Sensor	Grandezas medidas
Tanque e óleo	Monitor de umidade	Teor de água no óleo (ppm) Saturação relativa de água no óleo % Temperatura do óleo no ponto de medição
	Relé de ruptura	Ruptura da bolsa/membrana do tanque de expansão
	Monitor de temperatura	Temperatura do óleo da chave diversora
Comutador sob carga	Relé regulador de tensão	Corrente de carga Posição de <i>tap</i>
		Tensões e correntes do motor de acionamento
	Monitor de comutador	Temperatura do mecanismo de acionamento Corrente do aquecedor anticondensação
Sistema de resfriamento		Saturação relativa à temperatura ambiente Saturação relativa à temperatura de referência
	Monitor de umidade	Tendência de evolução do teor de água Saturação relativa à temperatura ambiente Saturação relativa à temperatura de referência
	Monitor de temperatura	Temperatura do óleo – entrada dos radiadores/trocadores de calor Temperatura do óleo – saída dos radiadores/trocadores de calor Temperatura da água – entrada dos trocadores de calor Temperatura da água – saída dos trocadores de calor
Outros	Módulo de aquisição de dados	Estágios de resfriamento ligados/desligados Contatos de alarme de dispositivos de supervisão (relé <i>buchholz</i> , indicadores de nível de óleo etc.)

Modelos de Engenharia para os Subsistemas de Transformadores

Para cumprir totalmente seus objetivos, o sistema de monitoramento deve efetuar o tratamento dos dados acima, a fim de obter informações úteis sobre o estado dos transformadores, utilizando modelos de engenharia. A tabela 4 detalha alguns dos modelos de engenharia que podem ser executados de posse dessas medições.

Tabela 4 - Modelos de engenharia para diagnóstico e prognóstico do estado dos transformadores

Sistema	Modelo de engenharia	Diagnósticos e prognósticos
Buchas	Estado das buchas	Tendência de evolução de capacitância (pF/dia)
		Tendência de evolução de tangente delta (%/dia)
		Tempo restante para alcançar valores críticos de capacitância
		Tempo restante para alcançar valores críticos de tangente delta

Sistema	Modelo de engenharia	Diagnósticos e prognósticos
Parte ativa	Envelhecimento da isolação	Vida útil restante da isolação (%)
		Tendência de perda de vida da isolação
		Tempo de vida restante da isolação (anos)
	Umidade no papel	Teor de água no papel (% da massa seca)
		Fator de aceleração da perda de vida da isolação por hidrólise
		Temperatura de formação de bolhas
Parte ativa	Gases no óleo	Tendência de evolução do hidrogênio (ppm/dia)
		Laudo de ensaios de gás-cromatografia (<i>on-line</i> ou <i>off-line</i>)
	Previsão de temperaturas	Temperatura futura do <i>hot-spot</i> após estabilização
		Tempo para alcançar temperatura de alarme
		Tempo para alcançar temperatura de desligamento
	Simulação	Simulação de evolução de temperaturas com degrau de carga
		Simulação de evolução de temperaturas c/ curva de carga 24h
		Perda de vida hipotética
Tanque e óleo	Umidade no óleo	Teor de água convertido a 20 °C
		Temperatura de formação de água livre
		Saturação relativa convertida à temperatura ambiente
		Saturação relativa convertida à temperatura de referência
	Físico-químico	Tendência de evolução do teor de água no óleo (ppm/dia)
		Laudo de ensaios físico-químicos (<i>off-line</i>)
Sistema de resfriamento	Eficiência do resfriamento	Temperatura do topo do óleo calculada
		Diferença entre temperaturas medida e calculada
		Eficiência do sistema de resfriamento
	Manutenção do resfriamento	Tempo total de operação dos grupos de resfriamento
		Tempo de operação dos grupos de resfriamento após manutenção
		Tempo restante para manutenção dos grupos de resfriamento
Comutador sob carga	Diferencial de temperatura	Diferencial de temperatura instantâneo
		Diferencial de temperatura filtrado
	Assistente de manutenção do comutador	Tempo restante para manutenção por desgaste mecânico
		Tempo restante para manutenção desgaste elétrico dos contatos
	Umidade no óleo do comutador	Temperatura de formação de água livre
		Saturação relativa convertida à temperatura ambiente
		Saturação relativa convertida à temperatura de referência
		Tendência de evolução do teor de água no óleo (ppm/dia)
Comutador sob carga	Mecanismo de acionamento	Assinatura de potência/torque do motor
		Corrente de partida do motor
		Tempo e energia para comutação
		Funcionamento do sistema anticondensação

Monitoramento *On-line* de Reatores de Derivação

Os subsistemas e funções de diagnóstico informados na tabela 2 são aplicáveis também para os reatores de derivação (reatores *shunt*), com exceção do subsistema comutador sob carga, que normalmente não é empregado nesses equipamentos.

Em geral, os reatores de derivação não possuem sistemas de resfriamento forçado, operando apenas com resfriamento natural, ou seja, tipo ONAN (óleo natural ar natural). Dessa forma, as funções de diagnóstico referentes ao resfriamento forçado não são aplicáveis, o mesmo ocorrendo em transformadores de potência com resfriamento ONAN. No entanto, algumas funções de diagnóstico permanecem aplicáveis à modalidade de resfriamento natural.

Com essas ressalvas em mente, as grandezas medidas, apresentadas na tabela 3, e os modelos de engenharia para diagnóstico da tabela 4 são aplicáveis também aos reatores *shunt*.

Exemplo de Aplicação – Transformador Elevador

As figuras 6 a 12 apresentam um exemplo de instalação de um sistema de monitoramento *on-line* em transformadores elevadores da UHE Tucuruí, da Eletrobras Eletronorte [6].

Nessa aplicação, a implantação do sistema de monitoramento *on-line* facilitou a contratação do seguro para as instalações e permitiu obter uma significativa redução do prêmio de seguro, devido à mitigação do risco proporcionada pelo sistema [6].



Figura 6 – Vista de um dos transformadores elevadores, 378 MVA 13,8/550 kV [6]

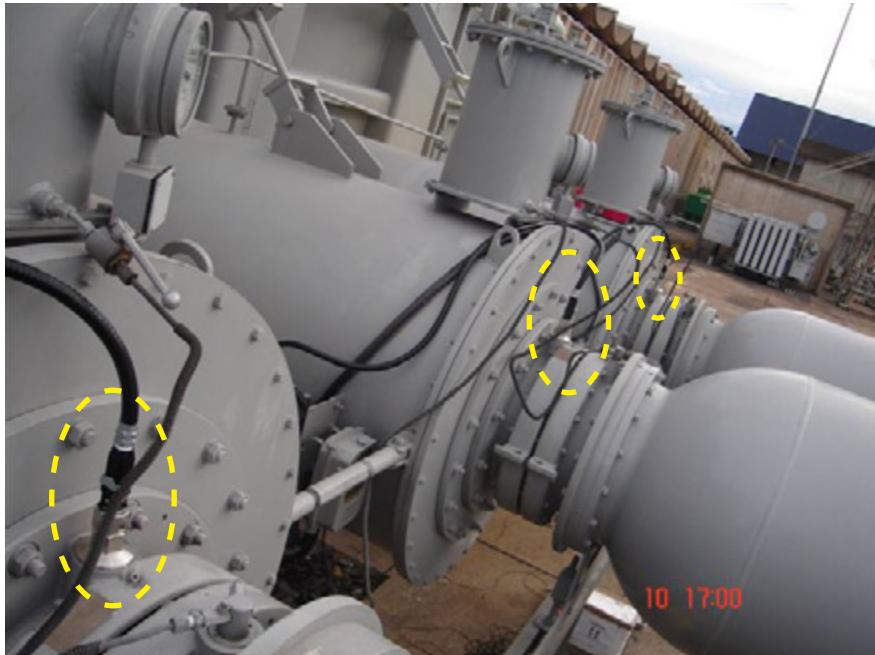


Figura 7 – Detalhe da instalação dos adaptadores nos *taps* capacitivos das buchas de 550 kV, para monitoração de isolamento das buchas [6]



Figura 8 – Monitor de umidade (acima) e de gás dissolvidos no óleo (abaixo) [6]



Figura 9 – Sensores de temperatura do topo do óleo (esquerda) e ambiente [6]



Figura 10 – Sensores de temperatura de entrada de óleo e saída de água dos trocadores de calor [6]



Figura 11 – Sensores inteligentes (IED) no corpo do transformador [6]



Figura 12 – Servidor para execução do software de monitoramento na sala de controle [6]

Exemplo de Aplicação – Transformador Conversor CC

As figuras 13 a 17 apresentam um exemplo de instalação de um sistema de monitoramento *on-line* em um dos transformadores conversores do sistema HVDC na SE Ibiúna, da Eletrobras Furnas [7].

Nessa instalação, além da redução do risco de falhas, o uso do sistema de monitoramento permitiu uma redução significativa dos gastos de manutenção associados a reparos nos antigos termômetros mecânicos de óleo e enrolamento [7].



Figura 13 – Vista geral de um transformador conversor monofásico [7]



a)



b)

Figura 14 – Modernização da monitoração de temperatura dos transformadores conversores.
(a) Início da substituição dos termômetros mecânicos originais; (b) Monitores de temperatura digitais instalados [7]

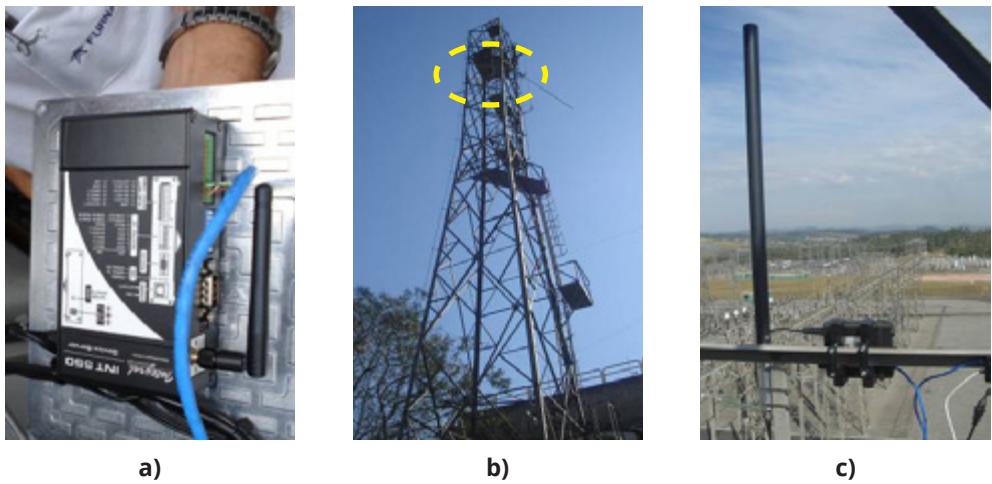


Figura 15 – Componentes de comunicação do sistema de monitoração. (a) Módulo de comunicação wi-fi instalado ao lado dos monitores de temperatura e demais sensores, no corpo do transformador; (b) Torre próxima à sala de controle onde foi instalado o Access Point para comunicação com os sensores nos transformadores; (c) Detalhe do Access Point com antena e sua visada para a subestação [7]

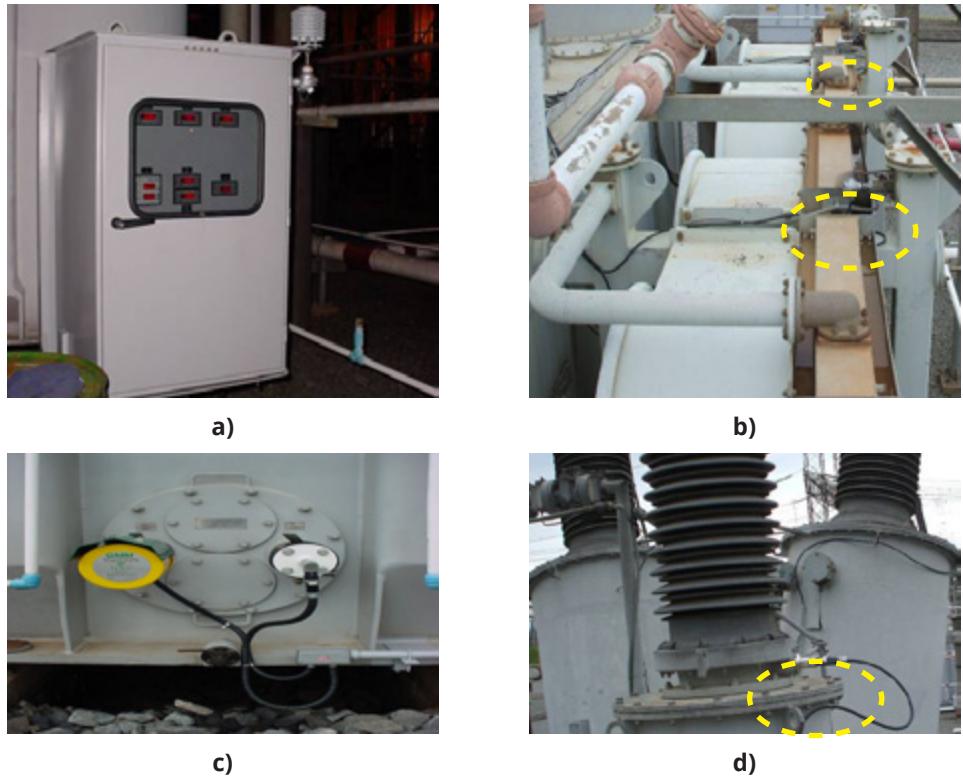


Figura 16 – Instalação em campo dos sensores de monitoração. (a) Painel com equipamentos de monitoração e sensor de temperatura ambiente; (b) Sensores de temperatura do óleo na entrada e saída dos trocadores de calor; (c) Sensores de gás e umidade no óleo do trafo; (d) Conexões aos *taps* das buchas [7]

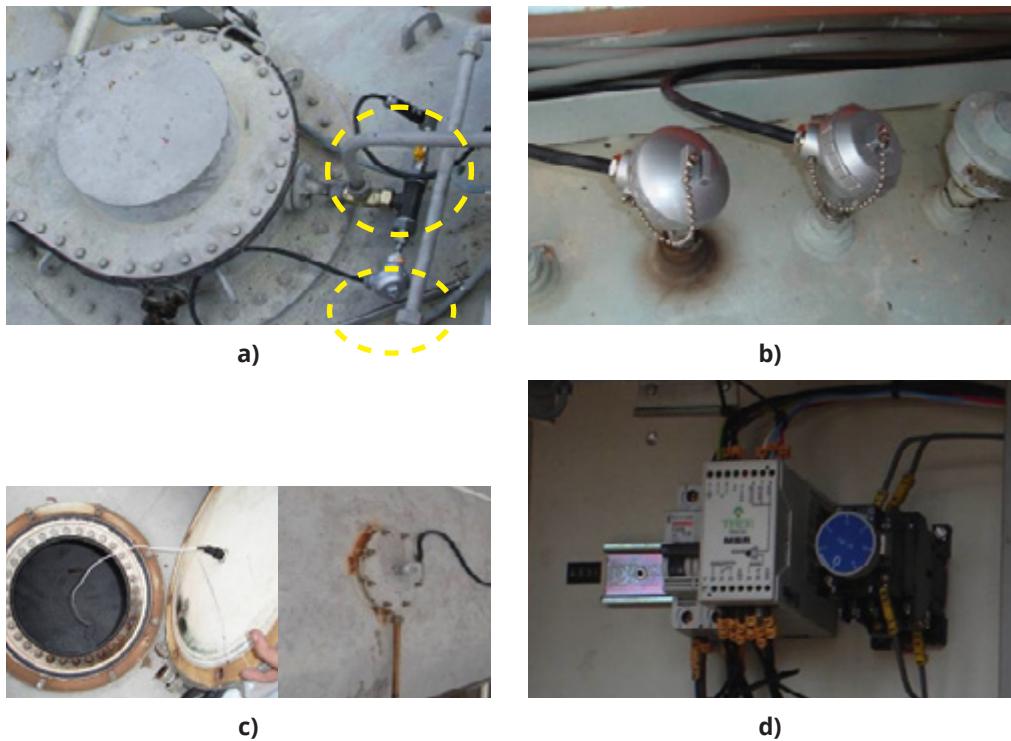


Figura 17 – Instalação em campo dos sensores de monitoração. (a) Sensores de umidade e de temperatura do óleo do OLTC; (b) Sensores de temperatura redundantes para o topo do óleo; (c) Sensor de ruptura de bolsa; (d) Relé de ruptura de bolsa [7]

5. MONITORAMENTO DE DISJUNTORES

Breve Descrição do Funcionamento do Disjuntor

Os disjuntores são dispositivos de chaveamento elétrico que devem ser capazes de conduzir, interromper e estabelecer correntes das redes de energia elétrica, incluindo as altas correntes de falta [9]. São constituídos por unidades interruptoras, também chamadas de câmaras de extinção, que é onde ocorre a extinção do arco voltaico produzido durante a interrupção de corrente, e podem ser de diversas tecnologias. Possuem um sistema de acionamento ou mecanismo de operação, que é o subconjunto constituído de componentes que possibilitam o armazenamento da energia necessária à operação mecânica do disjuntor, bem como à liberação desta energia através de mecanismos apropriados, quando enviado o comando de abertura ou fechamento deste, e por fim uma unidade de comando, que é constituída dos elementos de comando, controle e supervisão do disjuntor.

Modos de Falha Conhecidos dos Disjuntores

Com o objetivo de identificar as causas mais comuns de falhas nos disjuntores, algumas pesquisas foram realizadas pelo CIGRÉ [10]. A primeira destas pesquisas ocorreu entre os anos de 1974 e 1977, a partir de uma base de dados obtida de observações realizadas em 20.000 disjuntores com tensão acima de 63 kV.

Os resultados desta pesquisa mostraram que 70% das falhas mais frequentes em disjuntores têm como origem fatores mecânicos, 19% são relacionadas aos circuitos de controle e auxiliares e 11% a fatores elétricos do circuito principal.

O resumo dos resultados da segunda pesquisa realizada pelo CIGRÉ no período de 1988 a 1991 em 18.000 disjuntores a SF₆ para tensões acima de 63 kV é apresentado na tabela 5, publicada no guia IEEE Std. C37.10-1995 [11]. Trata-se de um procedimento para a investigação de diagnósticos e falhas em disjuntores, dando uma visão geral dos componentes nos disjuntores responsáveis pelas falhas mais frequentes.

Tabela 5 – Estatística de causas de falhas em disjuntores [11]

Subsistemas	Incidência
Mecanismos de operação	43 – 44%
Sistema hidráulico, bombas, compressores e afins	13,6 – 18,7%
Acumuladores de energia	7,2 – 7,6%
Elementos de controle	9,3 – 11,6%
Atuadores, dispositivos de amortecimento	5,1 – 8,9%
Transmissão mecânica	1,4 – 3,8%
Componentes de alta tensão	21 – 31%
Interruptores	9,4 – 14%
Interruptores auxiliares e resistores	0,6 – 1,3%
Isolação	5,7 – 20,9%
Circuitos de controle e auxiliares	20 – 29%
Circuitos de fechamento e abertura	1,5 – 10%
Contatos auxiliares	2,1 – 7,4%
Contatores, aquecedores e afins	5,4 – 7,6%
Monitores de densidade do gás SF ₆	4,0 – 10,7%
Outras causas	5,4 – 6,8%

Os resultados obtidos nestas pesquisas permitem-nos concluir que a maioria das falhas nos disjuntores está associada aos componentes do mecanismo de operação dos disjuntores, num segundo índice aos componentes de alta tensão e em último grau aos circuitos de controle. O objetivo da monitoração *on-line* é prevenir a ocorrência de problemas advindos dos pontos apresentados na tabela 5.

Grandezas Monitoradas em Disjuntores

Para permitir o diagnóstico dos vários subsistemas do disjuntor, é necessária a medição de diversas grandezas através de sensores nele instalados. A tabela 6 apresenta as principais grandezas para cada subsistema.

Tabela 6 – Grandezas monitoradas em disjuntores

Subsistemas agrupados	Grandezas medidas
Contatos do disjuntor	Deslocamento do contato
	Correntes de linha ²
Mecanismo de acionamento	Tensão da bobina de abertura principal ²
	Corrente da bobina de abertura principal ²
Mecanismo de acionamento	Tensão das bobinas de abertura de retaguarda ²
	Correntes das bobinas de abertura de retaguarda ²
	Tensão da bobina de fechamento ²
	Corrente da bobina de fechamento ²
	Temperatura do mecanismo de acionamento
	Temperatura ambiente
	Corrente do aquecedor anticondensação
	Tensões de comando do disjuntor
	Contatos de sinalização de estado do disjuntor aberto/fechado
	Tensão do motor de acionamento
Câmara de extinção	Corrente do motor de acionamento ³
	Potência do motor de acionamento ³
	Densidade do SF ₆
	Temperatura do SF ₆
Câmara de extinção	Contatos de alarme e bloqueio por pressão do SF ₆
	Correntes dos aquecedores do SF ₆ ⁴

Modelos de Engenharia para Diagnósticos de Disjuntores

Para cumprir totalmente seus objetivos, o sistema de monitoramento deve efetuar o tratamento das grandezas medidas, informadas na tabela 6, utilizando modelos de engenharia, a fim de obter informações úteis sobre o estado dos disjuntores. A tabela 7 detalha alguns dos modelos de engenharia que podem ser executados de posse dessas medições.

² Variáveis oscilografadas durante a operação do disjuntor.

³ Variáveis oscilografadas durante a operação do motor.

⁴ Utilizado apenas em locais de clima muito frio.

Tabela 7 – Modelos de engenharia para diagnóstico e prognóstico do estado dos disjuntores

Sistema	Modelos de engenharia – Diagnósticos e prognósticos
Contatos do disjuntor	Velocidades e acelerações instantâneas e médias do contato Curso (<i>stroke</i>), ultrapassagem (<i>overtravel</i>) e retorno (<i>rebound</i>) do contato
	Tempos de abertura, fechamento, pré-inserção e movimentação do contato Tempos de arco, pré-arco, estabelecimento, interrupção e re-ignição
Contatos do disjuntor	Integração da corrente de arco total Integração da corrente de arco na região dos bocais Percentual de desgaste dos contatos do disjuntor Percentual de desgaste dos bocais de sopro
	Tempos de sincronismo entre polos com acionamentos independentes Tempos de reação e de pulso nas bobinas de abertura e fechamento Resistência das bobinas durante a operação Continuidade das bobinas Tensões mínimas e máximas nas bobinas durante a operação
Mecanismo de açãoamento	Número de operações e tempo de serviço do disjuntor, totais e após a última manutenção Média de operações e tempo extrapolado para manutenção do disjuntor Assinatura de consumo e energia do motor durante o carregamento Tempos de operação do motor durante o carregamento Número de operações, horas de operação e tempo de serviço do motor, totais e após a última manutenção Média de operações diária e tempo restante para manutenção da bomba Excesso de operações da bomba hidráulica ou tempo de carregamento da mola alto Falha na operação do mecanismo após operação do disjuntor Funcionamento do aquecedor do mecanismo em função das temperaturas Sub e sobretensão das alimentações de comando e do motor Coerência dos contatos de sinalização de estado do disjuntor Tempos de abertura e fechamento dos contatos auxiliares durante a operação
Câmara de extinção	Taxa de vazamento do SF ₆ Tempo para recarga de gás SF ₆ Pressão do SF ₆ Pressão do SF ₆ a 20 °C Estado dos aquecedores dos polos

6. MONITORAMENTO DE SECCIONADORES MOTORIZADOS

Os seccionadores, também referidos frequentemente como “chaves seccionadoras”, são dispositivos de chaveamento elétrico sem carga cuja principal função é a isolamento elétrica de equipamentos ou circuitos de forma visível, proporcionando segurança para trabalhos de manutenção e outros que requeiram certeza de desenergização.

São constituídos pelos contatos principais, que podem assumir um grande número de configurações (pantográfica, semipantográfica etc.), por um mecanismo de acionamento motorizado, responsável pela movimentação do contato principal para a abertura e fechamento do seccionador, e por fim uma unidade de comando, que é constituída dos elementos de comando, controle e supervisão do seccionador.

Um dos principais problemas encontrados em seccionadores é a finalização correta das operações de abertura e, principalmente, de fechamento. Devido a fatores diversos, como desalinhamentos mecânicos, engripamentos e outros, o seccionador pode não abrir ou fechar completamente seu contato principal, embora o mecanismo acionamento complete a sua atuação e os contatos auxiliares indiquem que a operação foi completada. Essa situação traz grande risco para a operação, uma vez que podem ocorrer arcos voltaicos de grande intensidade, destruindo o seccionador e colocando em risco outros equipamentos e a segurança de pessoas próximas.

Grandezas Monitoradas em Seccionadores

A fim de mitigar o risco de operação incompleta do seccionador, detectando e indicando essa condição, além de permitir o diagnóstico de seu estado, é necessária a medição de diversas grandezas, através de sensores nele instalados. A tabela 8 apresenta as principais grandezas medidas [12].

Tabela 8 – Grandezas monitoradas em seccionadores

Grandezas medidas
Tensão do motor de acionamento
Corrente do motor de acionamento ⁵
Potência do motor de acionamento ⁵
Tensão de comando do seccionador ⁵
Deslocamento do contato ⁵
Temperatura do mecanismo de acionamento
Temperatura ambiente
Corrente do aquecedor anticondensação
Contatos de sinalização de estado do seccionador aberto/fechado
Contatos de alarme de disjuntor do motor e do comando desligados

⁵ Variáveis oscilografadas durante a operação do motor.

Modelos de Engenharia para Diagnósticos de Seccionadores

Para cumprir totalmente seus objetivos, o sistema de monitoramento deve efetuar o tratamento das grandezas medidas, informadas na tabela 8, utilizando modelos de engenharia, a fim de obter informações úteis sobre o estado dos seccionadores. A tabela 9 detalha alguns dos modelos de engenharia que podem ser executados de posse dessas medições [12].

Tabela 9 – Modelos de engenharia para diagnóstico e prognóstico do estado dos seccionadores

Modelos de engenharia - Diagnósticos e prognósticos
Assinatura de consumo e energia do motor durante a operação de abertura
Assinatura de consumo e energia do motor durante a operação de fechamento
Tempo de operação do motor para a operação de abertura
Tempo de operação do motor para a operação de fechamento
Corrente de partida do motor
Deslocamento total do contato principal durante a operação
Número de operações e tempo de serviço totais do motor
Número de operações e tempo de serviço do motor após a última manutenção
Tempo extrapolado para manutenção do seccionador
Funcionamento do aquecedor do mecanismo em função das temperaturas
Sub e sobretensão das alimentações de comando e do motor durante a operação
Coerência dos contatos de sinalização de estado do seccionador, entre si e com a medição de posição do contato principal

Os modelos de engenharia de assinatura de consumo e energia do motor durante as operações, juntamente com os tempos de operação e o deslocamento do contato principal, são de grande utilidade para o diagnóstico de operação bem-sucedida ou não do seccionador.

Em caso de operação bem-sucedida, as assinaturas de operação, tempos de operação e deslocamento do contato estarão dentro do padrão normal para o equipamento, que pode ser determinado durante um período de aprendizado no início da operação do sistema de monitoramento.

Já em caso de operação malsucedida, o seccionador deixará de fazer operações mecânicas, causando desvio na assinatura de operação, ou usará potência e energia excessivas para operação, alterando da mesma forma a assinatura.

Com isso, o sistema de monitoramento é capaz de emitir alarme em caso de operação malsucedida, ou sinalizar que esta foi completada com sucesso.

A detecção de falhas nas alimentações auxiliares e na operação do sistema anti-condensação auxilia também na prevenção de danos ao seccionador, evitando falhas futuras e emitindo alarme em caso de alimentação deficiente, que pode levar a uma operação malsucedida.

7. MONITORAMENTO DE BUCHAS CAPACITIVAS E TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS

O monitoramento *on-line* de buchas capacitivas e de transformadores de instrumentos, com os objetivos de detecção de defeitos em evolução e prevenção de falhas, consiste principalmente no diagnóstico do estado de suas isolações, que estão submetidas às tensões normais de operação do sistema elétrico e às sobretensões transitórias por surtos de manobras ou impulsos atmosféricos.

As buchas capacitivas e os transformadores de instrumentos, mais especificamente os transformadores corrente (TCs) e os transformadores de potencial capacitivos (TPCs), possuem algumas similaridades em suas formas construtivas que dão origem a uma capacidade entre os condutores no potencial de alta tensão e as partes aterradas. Submetido à tensão fase-terra do sistema, esse dielétrico permitirá a circulação também de corrente resistiva, mensuradas através do fator de perdas dielétricas, ou tangente delta, da isolação.

Com isso, a monitoração *on-line* da capacidade e da tangente delta da isolação principal (fase-terra) desses equipamentos de alta tensão permite diagnosticar o estado de seus dielétricos e detectar defeitos em evolução antes que culminem em falhas dos equipamentos, muitas vezes catastróficas, seguidas de explosão e incêndio.

A seguir são apresentadas, resumidamente, as formas construtivas desses equipamentos. Logo após, é introduzida a principal técnica utilizada para monitoração *on-line*.

Buchas Capacitivas

As buchas capacitativas são acessórios aplicados em equipamentos de alta tensão, principalmente transformadores de potência, reatores de derivação e alguns tipos de disjuntores de alta tensão, com o objetivo de prover passagem à corrente elétrica entre o meio externo e o interior do equipamento, enquanto fornece também a isolação necessária em relação à carcaça aterrada do equipamento.

Apesar de se tratar de um acessório desses equipamentos citados e, em geral, seu custo individual ser relativamente pequeno em comparação com o valor total do equipamento, as buchas desempenham função essencial à sua operação.

Por outro lado, estão sujeitas a esforços dielétricos consideráveis, e uma falha em sua isolação pode se refletir em danos não somente à bucha, mas também ao equipamento onde está instalada. Em casos extremos, uma falha dielétrica em uma bucha pode levar à total destruição do equipamento de alta tensão – no caso de um transformador de potência, por exemplo, os prejuízos em uma ocorrência deste porte podem ser de algumas centenas de vezes o custo da bucha que originou o problema.

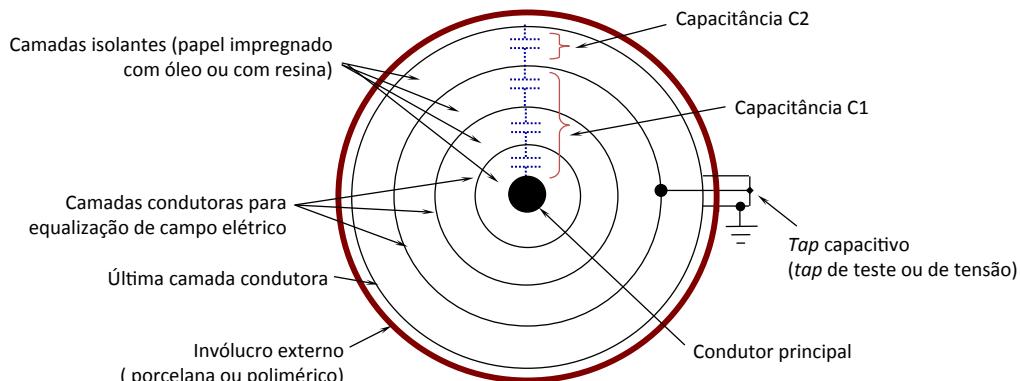
Dentre os diversos tipos de bucha existentes, destacam-se para aplicação em equipamentos de alta e extra-alta tensão as buchas do tipo capacitivo (ou condensivo), em que seu corpo isolante consiste de diversas camadas isolantes cilíndricas concêntricas, intercaladas a camadas condutoras também cilíndricas cuja função é uniformizar ao máximo o campo elétrico.

A camada condutora mais interna pode estar eletricamente conectada ao condutor principal, de forma a aumentar o raio e diminuir o campo elétrico nesta região (diminuindo também os intensos campos elétricos que podem ser causados por rugosidades no condutor principal). A camada condutora mais externa é conectada ao flange da bucha, que por sua vez está aterrado. Já as camadas condutoras intermediárias permanecem isoladas, com potencial flutuante.

Esse conjunto, denominado corpo condensivo, é impregnado com óleo, no caso de buchas do tipo OIP (*Oil Impregnated Paper*), ou resina sob vácuo, no caso de buchas RIP (*Resin Impregnated Paper*) e é contido por um invólucro impermeável, que pode ser de porcelana ou material polimérico.

O conjunto descrito acima atua eletricamente como diversos capacitores conectados em série, formando um divisor de tensão capacitivo. Dessa forma, a diferença de potencial do condutor principal em relação à terra é dividida igualmente entre os diversos capacitores. O aterramento da última camada condutora (ou de uma das últimas camadas) é efetuado através de uma ligação removível, no flange da bucha, denominado *tap* capacitivo, como mostra a figura 18.

Os *taps* de teste são geralmente conectados à última camada condutora, de forma que a capacidade C1 abrange todo o corpo condensivo da bucha, enquanto a capacidade C2 é a capacidade parasita existente entre a última camada condutora e o flange da bucha. Já os *taps* de tensão são conectados a uma camada condutora intermediária, mais próxima do flange que do condutor principal, com o objetivo de permitir a conexão de um Dispositivo de Potencial de Bucha (DPB) que, em conjunto com a bucha, forma um transformador de potencial capacitivo.



VISTA EM CORTE

Figura 18 – Forma construtiva de uma bucha condensiva

Quando a tensão fase-terra de operação é aplicada a uma bucha condensiva, uma corrente de fuga circula através de sua isolação, devido principalmente à sua capacidade, e em menor proporção às suas perdas dielétricas (expressas pelo fator de dissipação ou tangente delta). A figura 19 ilustra esta situação. Nesta figura podemos observar o equivalente elétrico obtido com a construção mostrada na figura 18, já com a bucha energizada.

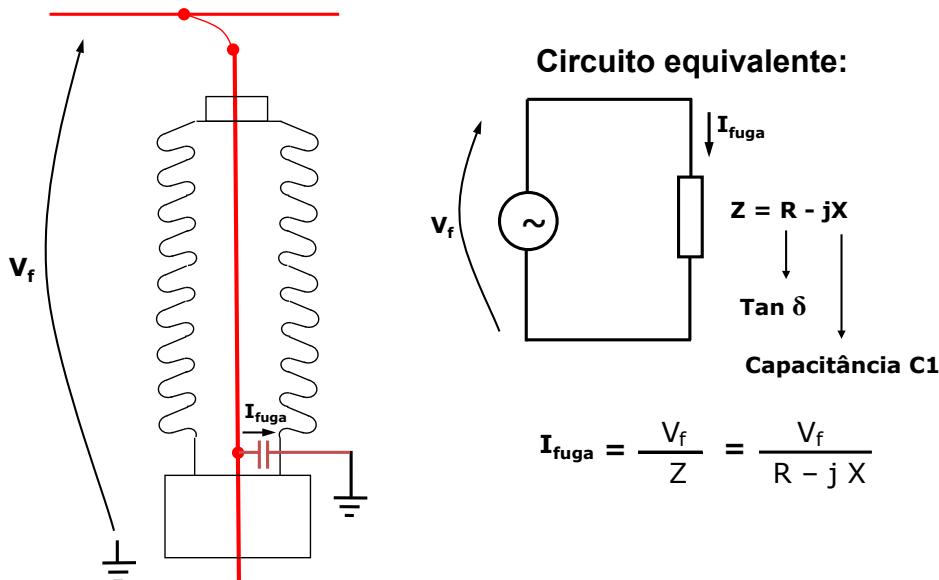


Figura 19 – Circuito equivalente de uma bucha condensiva energizada

Com o modelo elétrico equivalente adotado, a corrente de fuga resultante pode ser expressa pela equação:

$$I_{\text{fuga}} = \frac{V_f}{Z} = \frac{V_f}{R - jX}$$

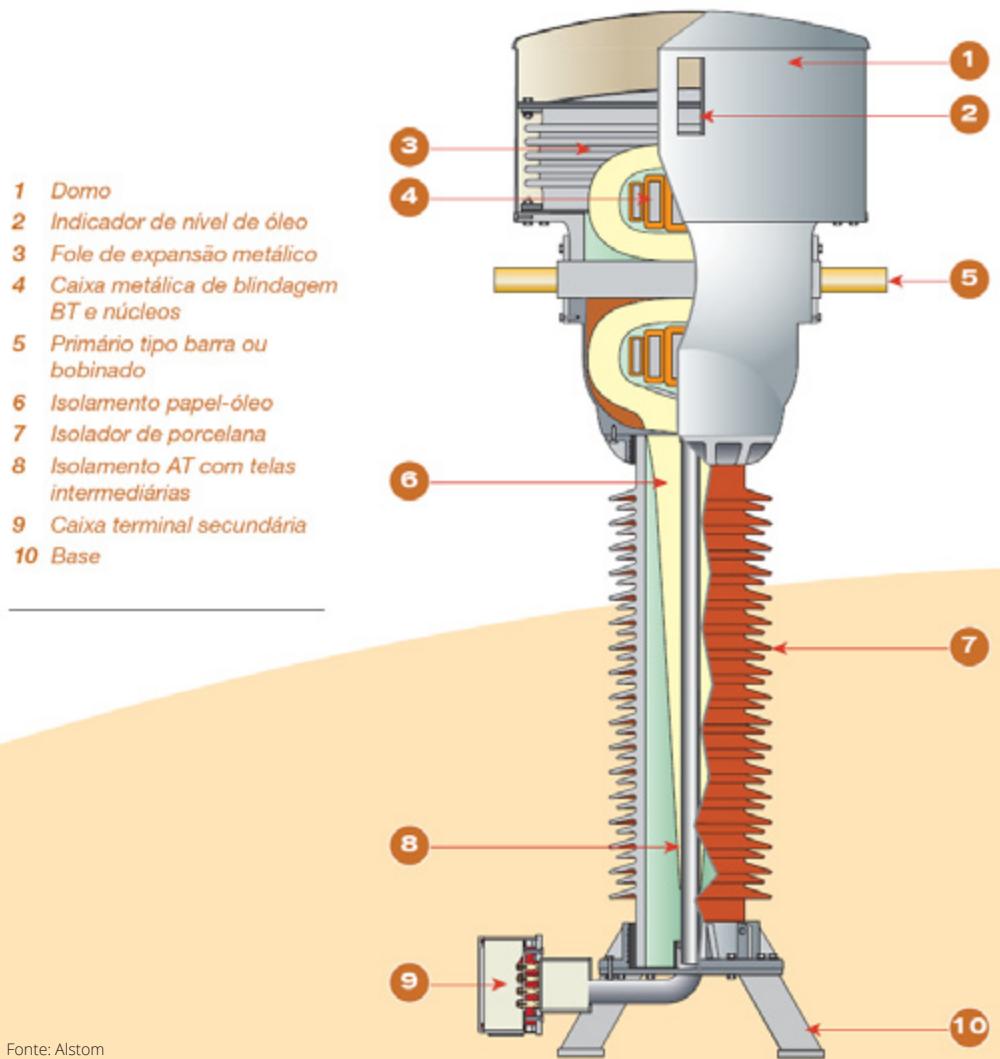
Onde “R” representa a componente resistiva da impedância da isolação, que gera a parte resistiva da corrente de fuga, associada às perdas dielétricas, e “X” representa a componente reativa devido à capacidade da isolação.

O objetivo da monitoração *on-line* de buchas condensivas é a detecção de alterações na isolação da bucha ainda em sua fase inicial, indicando o desenvolvimento de condições que poderão levar à falha dielétrica do equipamento. Para isto, é necessário detectar, com a bucha energizada, mudanças na capacidade e na tangente delta da isolação, ou seja, mudanças na impedância “Z” da isolação da bucha.

Transformadores de Corrente

As funções e formas construtivas dos transformadores de corrente são explanadas em detalhes no capítulo 8, porém na figura 20 é apresentado um exemplo de possível forma construtiva, que mostra os enrolamentos secundários instalados no interior de uma caixa metálica de blindagem, que por sua vez é conectada a um tubo metálico que leva em seu interior os cabos secundários até a caixa de terminais na base do TC.

A caixa metálica e o tubo de blindagem são isolados do condutor primário, no potencial de alta tensão, por meio de isolamento de papel impregnado com óleo e são aterrados na base do TC.



Fonte: Alstom

Figura 20 – Exemplo de forma construtiva de um TC

De modo similar ao que ocorria com as buchas de condensivas, essa forma construtiva dá origem a uma capacidade entre o condutor de alta tensão e a blindagem, pela qual circula uma corrente de fuga, como mostra a figura 21.

Essa corrente apresenta uma componente capacitativa e uma resistiva, associadas à capacidade e à tangente delta da isolação principal do TC, respectivamente, e pode ser expressa pela equação:

$$I_{fuga} = \frac{V_f}{Z} = \frac{V_f}{R - jX}$$

Onde “R” representa a componente resistiva da impedância da isolação, que gera a parte resistiva da corrente de fuga, associada às perdas dielétricas, e “X” representa a componente reativa devida à capacidade da isolação.

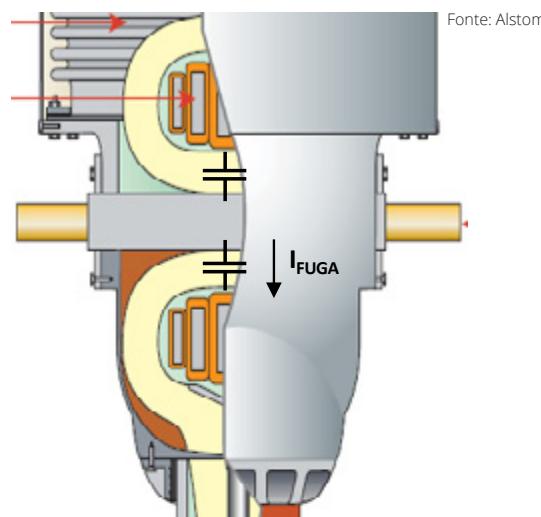


Figura 21 – Capacitância da isolação e corrente de fuga do TC

A figura 22 apresenta o caminho da corrente de fuga em direção à terra, o que pode ocorrer diretamente pelo aterramento da base do TC ou através de um ponto de aterramento isolado da base. Para a monitoração *on-line* de TCs, o segundo caso é o ideal, para permitir a correta medição da corrente de fuga sem que parte desta se desvie pelo contato direto da base do TC com o suporte (em geral de concreto) ao qual é fixado.

Nos casos em que o ponto de aterramento da blindagem é conectado diretamente à base do TC, a medição da corrente de fuga para monitoração *on-line* só é possível inserindo um elemento isolante entre a base do TC e seu suporte de fixação, efetuando a medição de corrente no cabo de aterramento. Nesse caso, podem ser necessárias ainda medidas adicionais para desviar a corrente de fuga externa do isolador, para que não se some à corrente de fuga da isolação interna no cabo de aterramento.

Portanto, é recomendável que as especificações técnicas de aquisição de novos TCs requisitem que o aterramento da blindagem esteja acessível e isolado da base do TC.

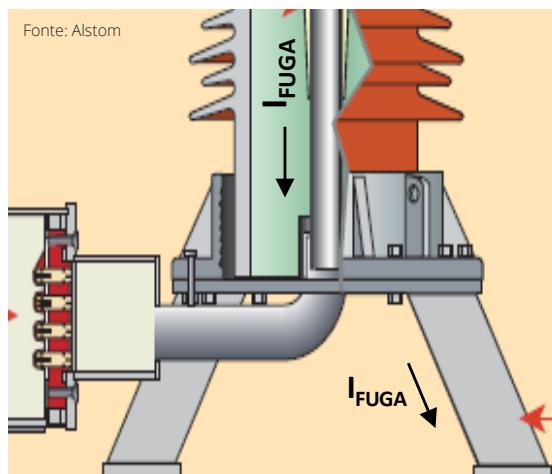


Figura 22 – Caminho da corrente de fuga da isolação do TC

Assim como ocorre com as buchas, a isolação do TC está submetida a esforços dieletricos consideráveis, e sua falha pode trazer danos consideráveis, não apenas ao próprio TC, mas a outros equipamentos nas proximidades, além dos distúrbios ocasionados ao sistema elétrico, que podem causar prejuízos muito maiores que o custo do próprio TC.

Com isso, o objetivo da monitoração *on-line* da isolação dos TCs é a detecção de alterações em fase incipiente, antes de sua falha, por meio da detecção de alterações na capacidade e na tangente delta da isolação, ou seja, mudanças na impedância “Z” da isolação.

Transformadores de Potencial Capacitivos

As funções e formas construtivas dos transformadores de potencial capacitivos (TPCs) são explanadas em detalhes no capítulo 9. A figura 23 apresenta de forma esquemática e simplificada o princípio de funcionamento do TPC, em que um divisor de tensão capacitivo gera uma tensão proporcional à tensão fase-terra do sistema, e um transformador adapta a saída desse divisor a um nível de tensão padronizado, por exemplo, 115 V.

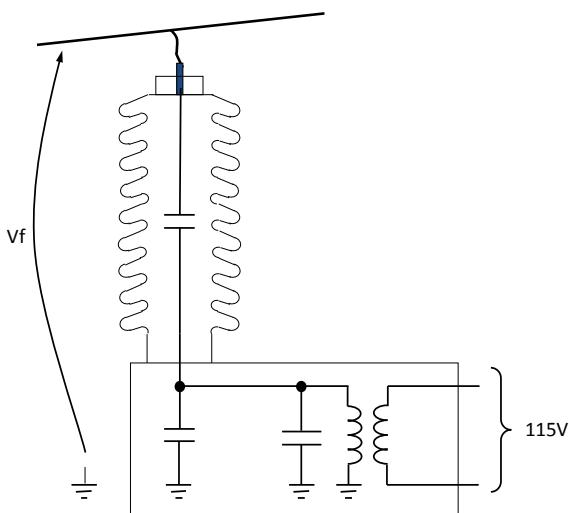


Figura 23 - Esquema simplificado de um TPC

A capacidade superior do divisor capacitivo do TPC deve suportar praticamente toda a tensão fase-terra do sistema, tanto durante operação normal como em sobre tensões. Assim como nas buchas e TCs, o estado dessa isolação pode ser inferido pela monitoração da capacidade e tangente delta dessa isolação, o que pode ser obtido com a medição de sua corrente de fuga. Como no TPC, essa corrente pode não estar facilmente acessível para medição. Uma alternativa é utilizar a tensão de saída do equipamento (por exemplo, 115 V), que é proporcional à corrente de fuga.

A mesma técnica pode ser aplicada também no caso de buchas equipadas com Dispositivos de Potencial de Bucha (DPB), que tem o mesmo princípio de funcionamento do TPC, apenas com a particularidade de aproveitar as capacitâncias C1 e C2 da bucha para formar o divisor de tensão capacitivo.

Método da Soma Vetorial das Correntes de Fuga para Monitoração On-line

A soma vetorial de correntes de fuga é o principal método empregado para monitoração da capacidade e tangente delta da isolação de buchas, TCs e TPCs. Este será apresentado a seguir tomando como exemplo a aplicação em buchas, mas o mesmo se aplica aos demais equipamentos de alta tensão, com poucas diferenças.

Em um conjunto trifásico com três buchas, em cada bucha uma corrente de fuga I_{fuga} flui através da capacidade $C1$ para a terra, passando pelo *tap* de teste ou tensão, sendo esta corrente função da tensão fase-terra e da impedância da isolação.

Assim, qualquer alteração na impedância da isolação (capacitância ou tangente delta) se refletirá em uma alteração correspondente na corrente de fuga que, em teoria, se poderia utilizar para a detecção da alteração ocorrida na impedância.

Entretanto, um dos obstáculos que se encontra para a detecção conforme descrito acima é a ordem de grandeza das alterações que se deseja monitorar. Alterações tão pequenas quanto um incremento algébrico de 0,3% na tangente delta de uma bucha podem representar a diferença entre uma bucha em boas condições e uma no limite do aceitável.

Fica evidente que uma alteração tão pequena na tangente delta da bucha provocará uma alteração insignificante em sua corrente de fuga, tornando inviável sua detecção por meio da monitoração apenas da corrente de fuga de cada bucha.

Uma das técnicas que permite superar essa limitação prática é o uso da soma vetorial das correntes de fuga das três buchas em um sistema trifásico. Em um arranjo como este, as três correntes de fuga estão defasadas entre si em aproximadamente 120° , e normalmente tem a mesma ordem de magnitude, pois as três buchas têm capacidades em princípio semelhantes e as tensões das três fases estão próximas do equilíbrio.

Com isso, a somatória das três correntes de fuga tende a um valor bastante menor que cada uma das correntes de fuga tomadas individualmente, como ilustrado na figura 24.(a) para uma dada condição inicial de capacidades e fatores de dissipação.

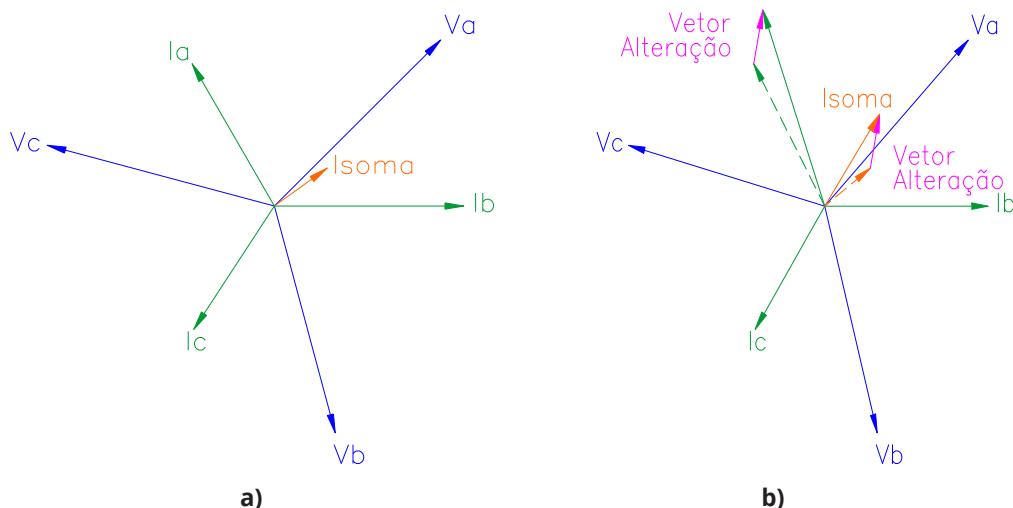


Figura 24 – Correntes de fuga de três buchas em um sistema trifásico e sua somatória; (a) Para uma dada condição inicial; (b) Com alteração na capacidade e tangente delta da bucha da fase A

Supondo agora que ocorra uma alteração na capacidade e na tangente delta da bucha da fase A, como mostrado na figura 24.(b), o Vetor Alteração ΔI , que expressa o deslocamento da corrente I_a de seu valor inicial até seu valor final, se reflete também na corrente somatória, que é alterada em relação a seu valor inicial segundo o mesmo Vetor Alteração ΔI .

$$\Delta I = I_{a \text{ ATUAL}} - I_{a \text{ ANTERIOR}} = I_{\text{SOMA ATUAL}} - I_{\text{SOMA ANTERIOR}}$$

O Vetor Alteração tem peso praticamente insignificante quando comparado à magnitude da corrente de fuga da fase A. Porém, o mesmo não ocorre quando este vetor é comparado à corrente somatória, o que permite sua detecção e, por conseguinte, a detecção da alteração ocorrida na impedância da bucha em questão.

Pelo exposto acima, observam-se algumas características intrínsecas ao método utilizado:

- É necessária a determinação de uma referência inicial de correntes para o sistema, para em seguida compará-la às novas medições *on-line*, de forma a determinar as alterações ocorridas na capacidade e na tangente delta das buchas.
- Não é efetuada a medição dos valores absolutos de capacidade e tangente delta das buchas, mas sim a medição das variações ocorridas nestes parâmetros. Porém, uma vez que sejam conhecidos os valores iniciais de capacidade e tangente delta de cada bucha (valores presentes no momento em que é determinada a referência inicial de correntes), a medição das variações ocorridas permite conhecer os valores atuais de capacidade e tangente delta.
- No caso de buchas novas, podem ser utilizados como valores iniciais de capacidade e tangente delta os valores de placa determinados pelo fabricante das buchas. Porém, para buchas já em operação é recomendável que, na instalação do sistema de monitoramento *on-line*, seja efetuada a medição desses parâmetros através de métodos convencionais, com as buchas desenergizadas. Com isso, se garante que estão sendo utilizados pelo sistema de monitoramento valores iniciais corretos.

Outra questão é que as correntes de fuga e a corrente somatória são influenciadas não apenas pelas mudanças na capacidade e tangente delta das buchas, mas também por alterações nas tensões fase-terra em cada bucha. Esta influência é eliminada por meio de tratamentos matemáticos e estatísticos realizados nas medições, razão pela qual o processo de determinação da referência inicial de correntes é efetuado num período de tempo geralmente da ordem de alguns dias após o início de operação do sistema de monitoramento.

Topologia Típica para Monitoração *On-line* pela Soma Vetorial de Correntes de Fuga

As figuras 25 e 26 ilustram instalações típicas para monitoração *on-line* de buchas com a técnica da soma vetorial das correntes de fuga em transformadores trifásicos e monofásicos, respectivamente. Essas figuras mostram a topologia típica desse sistema, constituído de três partes básicas:

- **Adaptadores de tap** – proveem a conexão elétrica aos *taps* das buchas, garantindo também a vedação contra intempéries. Incorporam proteções contra abertura acidental do circuito de medição, evitando que o *tap* permaneça em aberto.
- **Módulos de medição** – recebem as correntes de fuga de três buchas de um conjunto trifásico, efetuam as medições destas correntes e um primeiro nível de processamento das informações, disponibilizando-as para o módulo de interface através de uma porta de comunicação serial.
- **Módulo de interface** – recebe as informações dos módulos de medição e efetua seu processamento matemático e estatístico, disponibilizando como resultado os valores atuais de capacidade e tangente delta das buchas, tanto em *display* local como remotamente em um *software* de monitoração *on-line*.

Na instalação da figura 25, são monitoradas as buchas do primário e do secundário de dois transformadores trifásicos 230/138kV 150MVA: (a) Adaptador de *tap* em uma das buchas do primário; (b) Adaptador de *tap* em uma das buchas do secundário; (c) Módulos de medição para as buchas do primário e do secundário; (d) Módulo de interface [13].

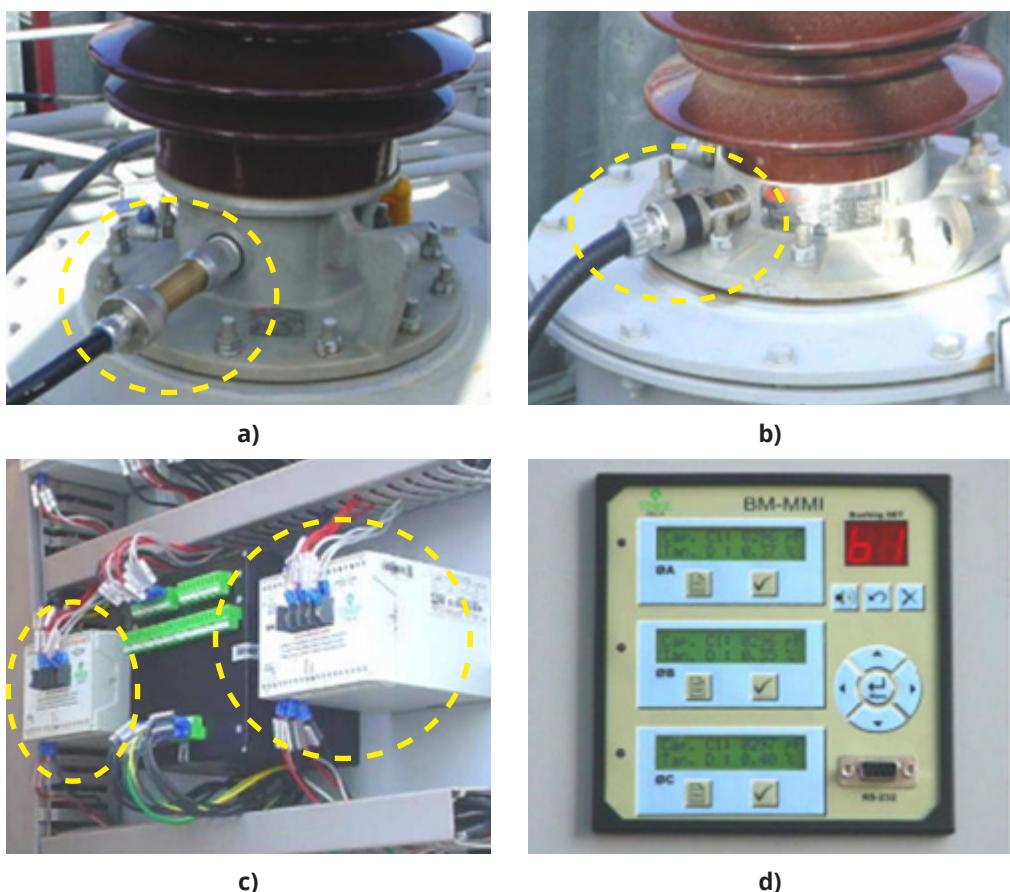


Figura 25 – Instalação típica para monitoração de buchas em transformadores trifásicos [13]

Na figura 26 são monitoradas as buchas do primário e do secundário de dois bancos de transformadores monofásicos 525/230kV 1000MVA: (a) Adaptador de *tap* em uma das buchas do primário; (b) Adaptador de *tap* em uma das buchas do secundário; (c) Painel centralizador para um dos bancos de transformadores com os módulos de medição para as buchas do primário e do secundário; (d) Módulo de interface instalado na sala de controle da subestação.

A figura 27 ilustra uma instalação para monitoração da capacitância e tangente delta de três TCs de 500 kV com o ponto de aterramento da blindagem disponível na caixa de ligações secundárias [14].

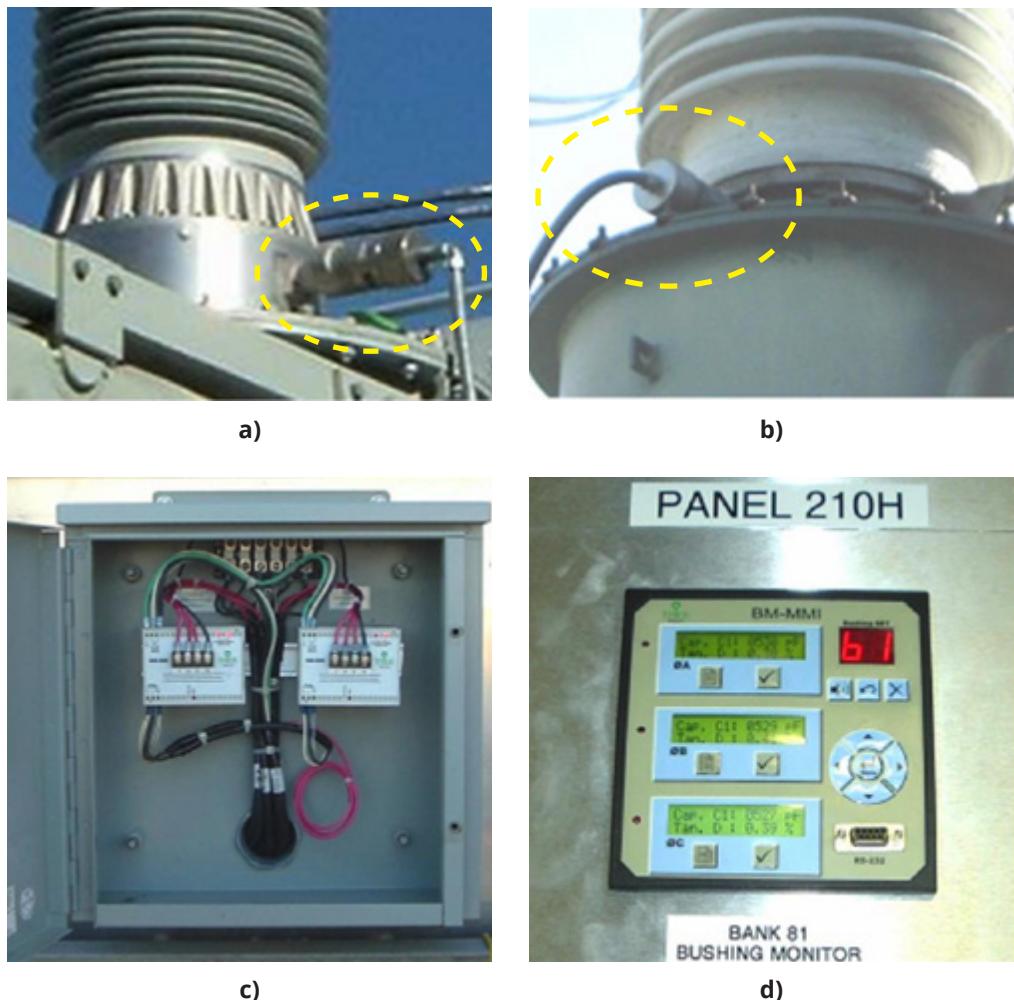


Figura 26 – Monitoração de buchas em transformadores monofásicos

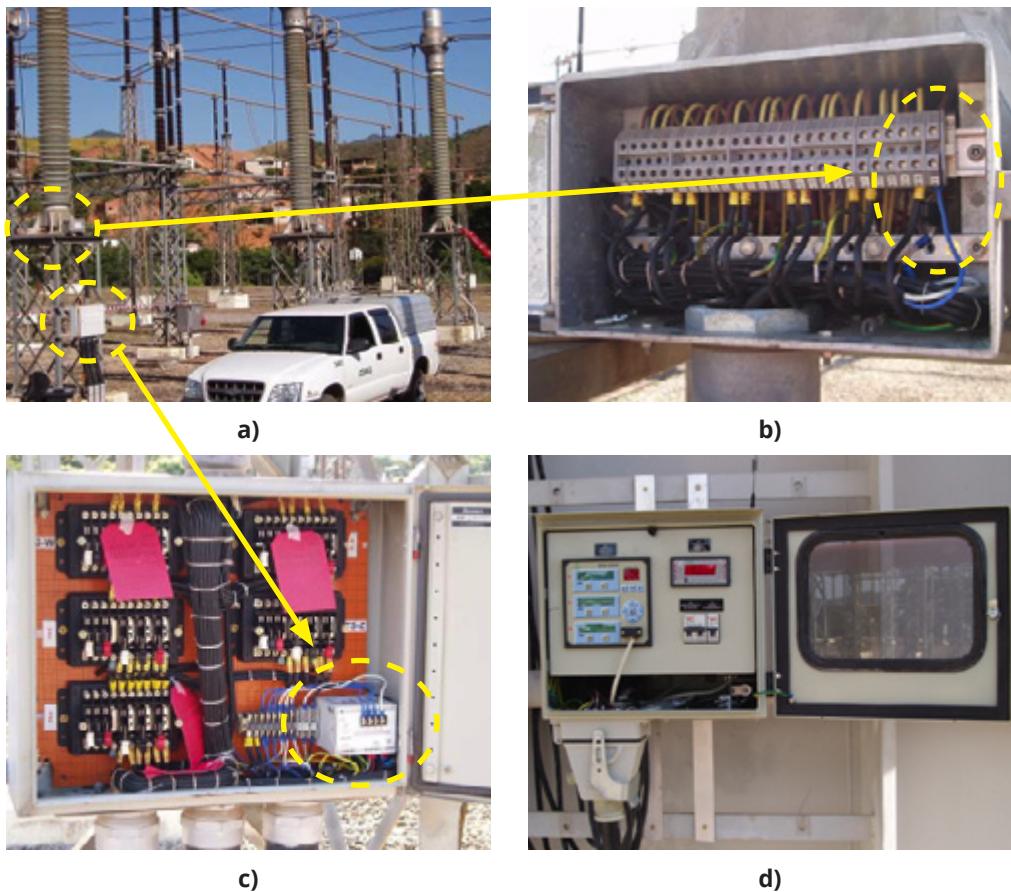


Figura 27 – Monitoração de transformadores de corrente;

- (a) TCs 500kV; (b) Caixa secundária com aterramento da blindagem disponível;
(c) Painel comum com módulo de medição; (d) Módulo de Interface

Exemplo de Aplicação – Buchas 525 kV e 230 kV em Bancos de Autotransformadores e Reatores

As figuras 28 e 29 apresentam um exemplo de instalação de um sistema de monitoramento *on-line* em um banco de autotransformadores monofásico 550/230 kV e um banco de reatores monofásicos 550 kV na SE Serra da Mesa, da Eletrobras Furnas [8].

Nessa instalação, o sistema de monitoramento é dedicado especificamente à monitoração de estado das buchas de 550 kV e 230 kV, devido a suspeitas que existiam em relação a uma dada família de buchas.

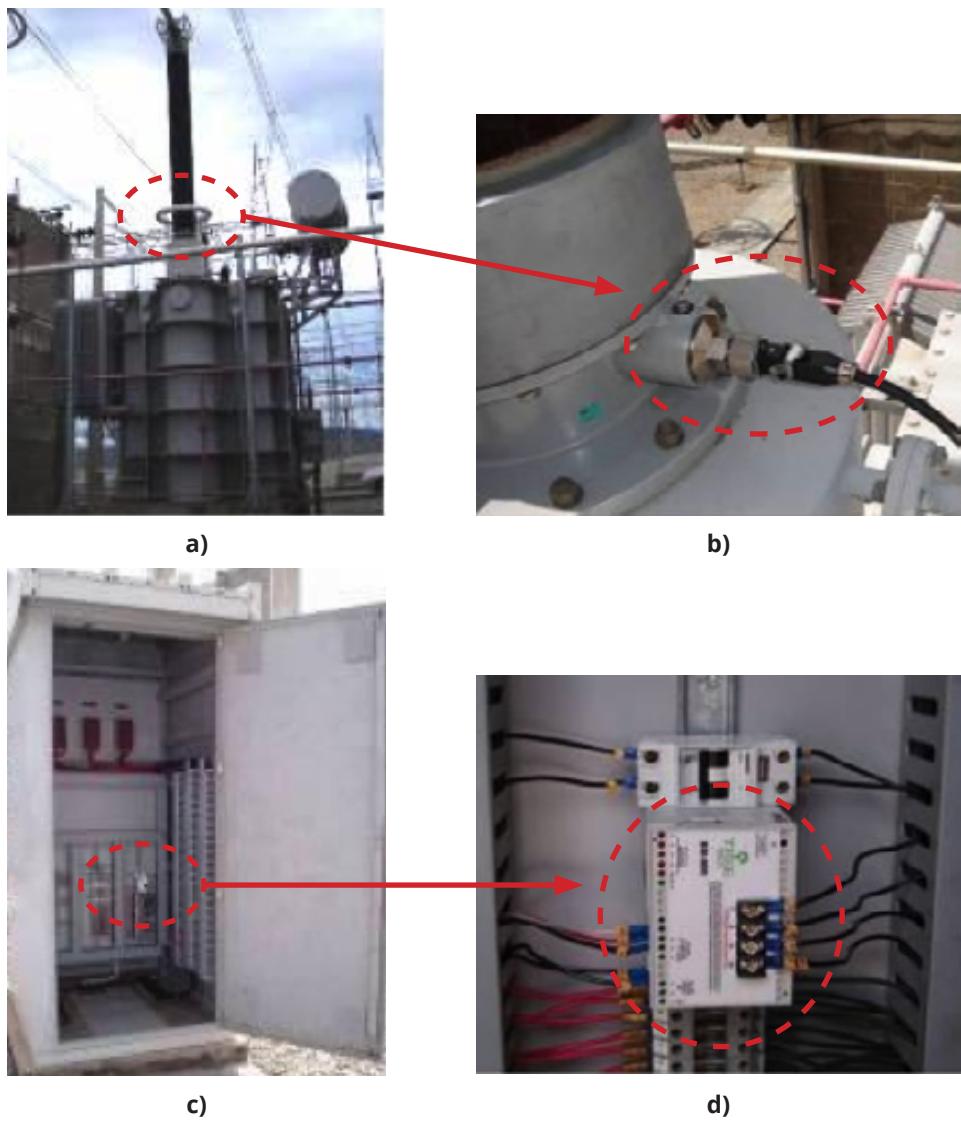


Figura 28 – Monitoração das buchas do banco de reatores monofásicos;
(a) Reatores; (b) Adaptador no *tap* de bucha 525 kV; (c) Painel comum do banco de reatores;
(d) Módulo de medição para as buchas dos reatores [8]



a)



b)



c)



d)

Figura 29 – Monitoração das buchas do banco de autotransformadores monofásicos;

(a) Autotransformador com DPB; (b) Módulo de interface na sala de relés; (c) Painel comum do banco de autotransformadores; (d) Módulos de medição para as buchas dos autotransformadores [8]

Algum tempo após a instalação, o sistema de monitoramento emitiu alarme devido a uma grande elevação da capacitância na bucha de 550 kV do autotransformador da fase A, como mostra o gráfico da figura 30, com uma elevada tendência de evolução, o que levou ao rápido desligamento do banco para medições *off-line* de capacitância e retirada de amostras de óleo para ensaio de gás-cromatografia em laboratório.

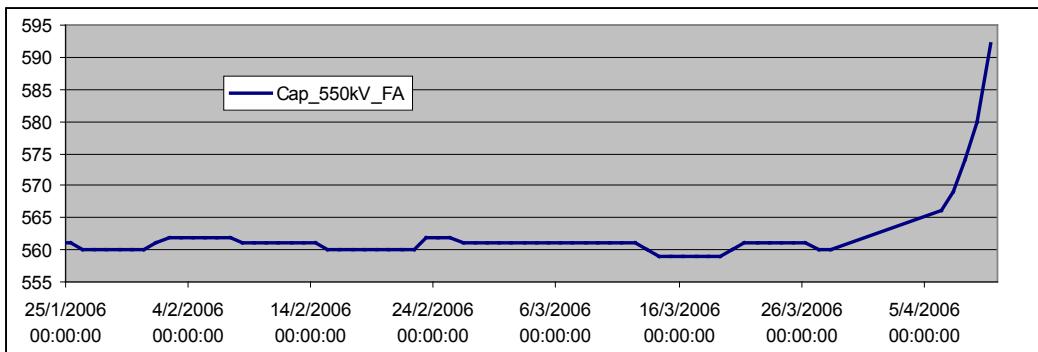


Figura 30 – Aumento da capacidade na bucha de 550 kV do autotransformador da fase A [8]

As medições *off-line* de capacidade confirmaram o aumento desse parâmetro e o defeito grave em evolução na bucha. Também os ensaios de gás-cromatografia, realizados em dois diferentes laboratórios, confirmaram o defeito em rápida evolução na bucha, como mostra a tabela 10. Observar as elevadas concentrações de gases combustíveis, principalmente o acetileno, com quase 7000ppm.

Tabela 10 – Gases dissolvidos no óleo da bucha do autotransformador da fase A [8]

Gás	H ₂	O ₂	N ₂	CH ₄	CO	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	TGC
Teor (ppm)	7.401	2.100	47.969	5.477	2.000	10.665	4.597	1.728	6.904	28.107

Dessa forma, nessa aplicação o sistema de monitoramento permitiu que se evitasse uma falha grave, com explosão da bucha e danos severos ao transformador, com possível incêndio.

8. MONITORAMENTO DE PARA-RAIOS

Os para-raios são empregados no Sistema Elétrico de Potência (SEP) com a função de proteger os demais equipamentos de sobretensões, que podem ser ocasionadas por impulsos atmosféricos ou surtos de manobra. Sem eles, as sobretensões que ultrapassassem os limites de suportabilidade dos equipamentos causariam o rompimento de seus dielétricos, levando à perda de equipamentos de alto custo e essenciais para o fornecimento de energia, além de riscos de ferimentos pessoais, contaminação ambiental e danos às instalações quando da falha da isolação dos equipamentos.

Portanto, a correta operação dos para-raios mostra-se essencial para a segurança e confiabilidade do SEP. Por outro lado, justamente por absorverem e dissiparem o excesso de energia das sobretensões, os para-raios estão sujeitos à degradação ao longo dos anos, além da ação de fatores ambientais como sol, chuva e poluição, que podem levar a contaminações internas e externas.

Com isso, seu desempenho pode reduzir-se gradualmente ao longo do tempo, até o ponto em que não seja mais capaz de absorver a energia de uma sobretensão, chegando a falhar e deixando de proteger os demais equipamentos e a instalação.

Atualmente no SEP são encontradas duas tecnologias de para-raios em operação: carboneto de silício (SiC), que deixou de ser fabricado há várias décadas, mas ainda é encontrado em grande número, e óxido de zinco (ZnO), fabricado atualmente. A seguir são descritos resumidamente a forma construtiva e o princípio de operação de cada uma dessas tecnologias.

Para-raios de Carboneto de Silício

A construção básica de um para-raio de carboneto de silício consiste em diversos centelhadores conectados em série com os blocos de carboneto de silício (SiC), como mostra esquematicamente a figura 31 [15].

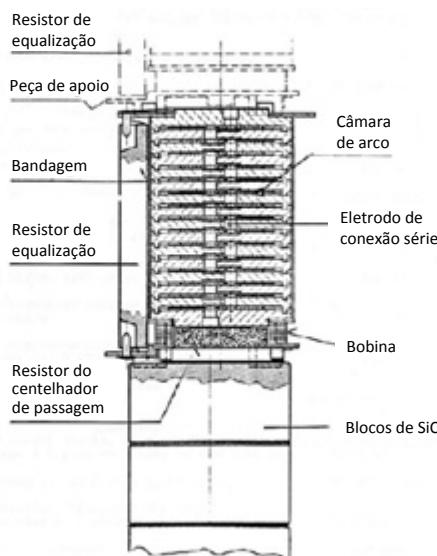


Figura 31 – Representação esquemática da construção de um para-raio de SiC [15]

Nessa construção, os blocos de carboneto de silício atuam como resistores não lineares, que reduzem sua resistência à medida que aumenta a tensão. Apesar dessa característica, quando submetidos à tensão nominal do sistema, os blocos de SiC não têm resistência alta o suficiente para suportar essa tensão continuamente, o que causaria corrente de fuga demasiadamente elevada, destruindo os blocos pelo aquecimento. Assim, são os centelhadores que isolam a tensão normal de operação do sistema, atuando como um circuito aberto.

Quando da ocorrência de uma sobretensão, a isolação dos centelhadores é rompida e estes se comportam quase como um curto-círcuito. Com isso, os blocos de SiC são submetidos à sobretensão, o que leva à redução de sua resistência, permitindo que corrente flua para a terra e que se dissipe assim a energia do surto, limitando dessa forma o valor da sobretensão.

Ao cessar a sobretensão, a resistência dos blocos de SiC tende a aumentar, reduzindo a corrente de descarga que passa pelo para-raio, o que auxilia na extinção do arco nos centelhadores. Essa pode ser considerada a principal função dos blocos de SiC nesse tipo de para-raio.

Também contribui para o aumento da resistência dos blocos de SiC, depois de cessada a sobretensão, a introdução de um indutor em série com os centelhadores, na vizinhança destes. A passagem da corrente de descarga pelo indutor gera um campo magnético que interage com o campo magnético gerado pela corrente no arco, causando o deslocamento do arco para regiões mais exteriores dos centelhadores, mais frias, e aumentando seu comprimento. Isso aumenta a queda de tensão no arco, reduzindo a corrente de descarga, o que causa um aumento adicional na resistência dos blocos de SiC, reduzindo ainda mais a corrente de descarga.

Em geral são utilizados diversos centelhadores em série, com a tensão fase-terra dividindo-se entre eles de forma controlada por meio de resistores de equalização que são conectados em paralelo com os centelhadores. Estes resistores, cada um com resistência da ordem de mega-ohms, formam um divisor de tensão que, corretamente dimensionado, permite melhor controle na distribuição do campo elétrico entre os centelhadores.

Para-raios de Óxido de Zinco

Os para-raios de óxido de zinco (ZnO) foram introduzidos no mercado em meados da década de 1970, trazendo significativas melhorias em relação à geração anterior, de carboneto de silício, por terem construção bem mais simples, como ilustra esquematicamente a figura 32. Na maioria dos casos, estes para-raios não possuem centelhadores, sendo os blocos de ZnO submetidos diretamente à tensão fase-terra do sistema.

Os blocos de ZnO são empilhados no interior do invólucro. Espaçadores metálicos podem ser inseridos para completar a altura do invólucro e auxiliar na dissipação do calor gerado nos blocos após uma descarga.

O conjunto formado pelos blocos e espaçadores é mantido sob pressão axial pela mola na extremidade do conjunto. Hastes de FRP (*Fiberglass Reinforced Plastic*), suportadas por placas horizontais também de FRP, evitam o deslocamento radial dos blocos, mantendo-os centralizados.

O interior do invólucro é mantido livre de umidade e contaminantes por um diafragma metálico aplicado sobre um anel de vedação, sendo a fixação do conjunto obtida com uma junta de cimento. O diafragma possui espessura muito pequena, da ordem de décimos de milímetro, de forma a romper-se intencionalmente em caso de falha do para-raio, devido a uma descarga de energia superior à suportada pelos blocos de ZnO , evitando assim que se produza uma sobrepressão interna capaz de romper a porcelana e lançar cacos que podem causar ferimentos e danificar outros equipamentos.

O invólucro pode ser de porcelana, como o mostrado na figura 32, ou de material polimérico aplicado sobre uma estrutura isolante oca de FRP, que garante sua rigidez mecânica.

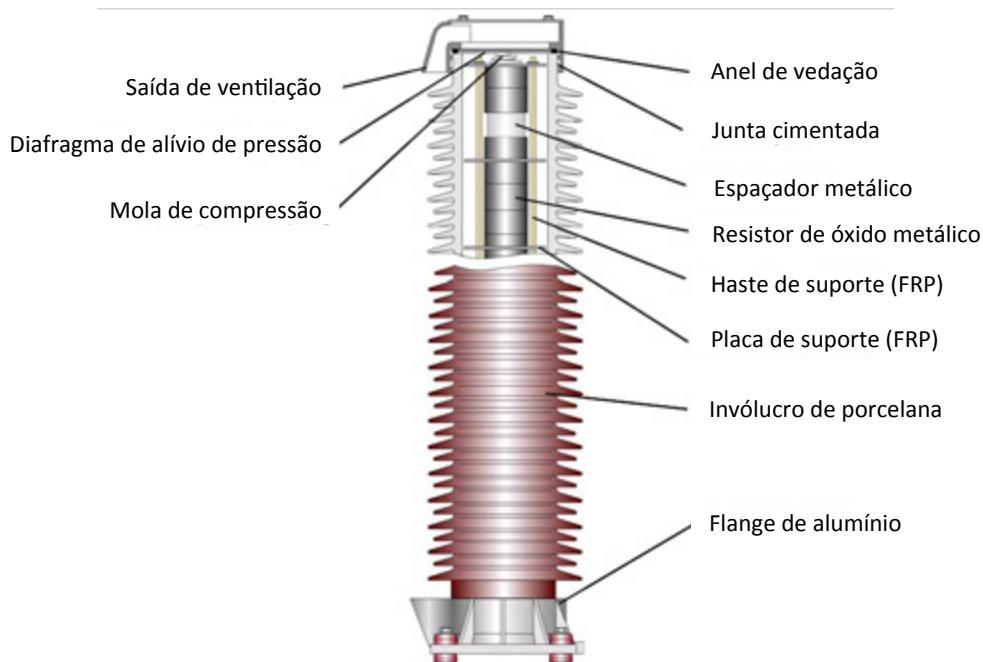


Figura 32 – Representação esquemática da construção de um para-raio de ZnO [16]

Monitoramento *On-line* de Para-raios

O principal método usado para monitoramento *on-line* e contínuo de para-raios, tanto de SiC quanto de ZnO, é a medição da corrente de fuga resistiva, seja direta ou indiretamente (pela medição da 3^a harmônica da corrente de fuga), por permitir a monitoração de estado do equipamento de forma *on-line* e contínua, possibilitando ainda a utilização sem a dependência de operadores para a execução das medições (como ocorre com os diagnósticos por termovisão, por exemplo). Por esse motivo, esse método é citado na norma IEC 60099-5 [17] como a principal ferramenta de diagnóstico do estado de para-raios de ZnO.

O capítulo 6 dessa norma nomeou os diversos métodos para monitoração da corrente de fuga resistiva como A1... A4, B1... B3 e C. Os métodos A1 a A3, B3 e C constituem formas de monitoração direta da corrente resistiva; os demais métodos consistem em monitoração indireta da corrente resistiva, por meio da terceira harmônica da corrente de fuga, conforme detalhados a seguir.

Método de Medição A1

Como indica a figura 33, no instante em que a taxa de variação da tensão é zero ($dU/dt = 0$), a componente capacitativa da corrente de fuga é também zero. Como nesse mesmo instante a tensão encontra-se no seu valor máximo (positivo ou negativo), a corrente de fuga medida nesse momento corresponde ao valor de pico da corrente resistiva.

Portanto, a componente resistiva da corrente de fuga pode ser conhecida, empregando a técnica acima descrita, desde que se efetuem simultaneamente as medições da tensão aplicada aos terminais do para-raio e da corrente de fuga total. Essa forma de monitoração da corrente de fuga resistiva é denominada na norma IEC 60099-5 [17] como o método de medição A1.

No entanto, a disponibilidade de um sinal correspondente à tensão aplicada aos terminais do para-raio raramente existe na prática, o que limita o amplo emprego do método A1 para a monitoração da corrente de fuga resistiva.

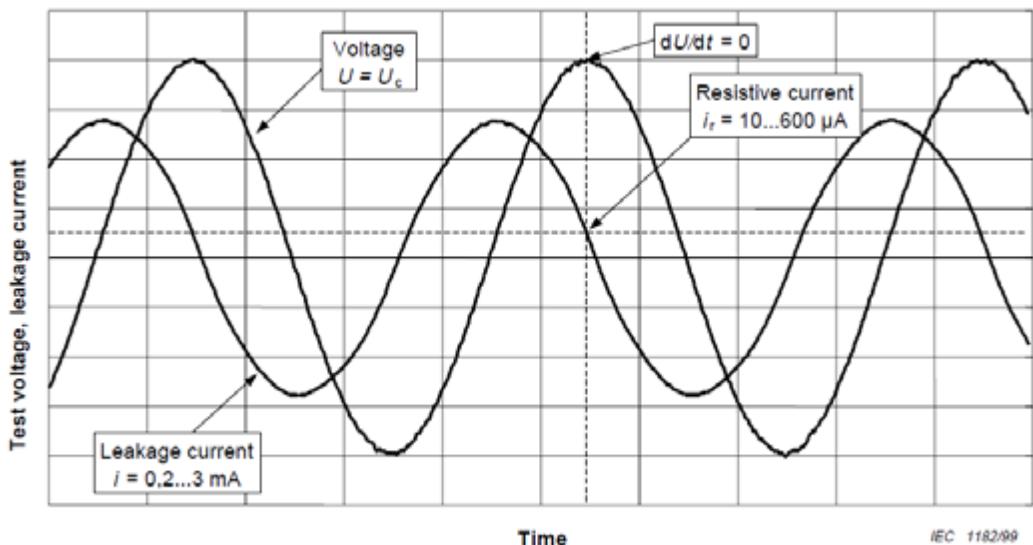


Figura 33 – Corrente de fuga resistiva em relação à tensão nos terminais de um para-raio [17]

Método de Medição A2

A componente capacitiva da corrente de fuga pode ser eliminada da medição se um sinal de corrente capacitiva com a mesma fase e igual magnitude for subtraído da corrente de fuga total. Esse sinal de corrente capacitiva pode ser obtido com um capacitor energizado com a mesma tensão aplicada ao para-raio.

Com isso, o método mostra-se viável para uso em laboratório, não sendo prático para aplicações em campo, pois demandaria o uso de um capacitor de alta tensão auxiliar, ele mesmo constituindo um novo ponto de falha potencial.

Método de Medição A3

O método A3 da norma IEC 60099-5 é similar ao método A2 acima, com a diferença de que o sinal de corrente capacitiva a ser subtraído da corrente de fuga total é gerado artificialmente, de forma analógica (em *hardware*) ou digital (em *software*).

No entanto, o sinal de corrente capacitiva gerado deve possuir amplitude e ângulo de defasagem corretos para que o resultado da subtração corresponda à componente resistiva real da corrente de fuga. Para isso, esse sinal deve ser calibrado com dados específicos do bloco não linear, que variam de acordo com o fabricante e método de produção utilizado.

Dessa forma, o método não se mostra prático para as aplicações, considerando a indisponibilidade desses dados para os múltiplos modelos, marcas e épocas de fabricação dos milhares de para-raios em operação nos sistemas elétricos.

Método de Medição B3

O método B3 da norma IEC 60099-5 é similar ao método A1 acima, com a diferença de que os sinais de corrente de fuga total e tensão aplicada ao para-raio são processados para extração apenas da sua componente fundamental, eliminando-se todos os harmônicos.

Portanto, esse método padece da mesma fragilidade do método A1, que é a indisponibilidade de um sinal correspondente à tensão aplicada aos terminais do para-raio, o que limita o seu amplo emprego para a monitoração da corrente de fuga resistiva.

Método de Medição C

O método C consiste no cálculo das perdas dielétricas do para-raio, em *Watts*, que são diretamente proporcionais à corrente de fuga resistiva. Isso é efetuado pela integração no tempo do produto da tensão aplicada ao para-raio e corrente de fuga total.

Portanto, esse método padece da mesma fragilidade do método A1, que é a indisponibilidade de um sinal correspondente à tensão aplicada aos terminais do para-raio, o que limita o seu amplo emprego para a monitoração da corrente de fuga resistiva.

Terceira Harmônica da Corrente de Fuga – Métodos de Medição B1, B2 e A4

Se a tensão aplicada aos terminais do para-raio for livre de harmônicos, a parcela capacitiva da corrente de fuga apresentaria apenas componentes na frequência fundamental. Já a parcela resistiva da corrente de fuga apresentará componentes harmônicos de diversas ordens, apesar de não existirem harmônicos na tensão, devido à não linearidade dos blocos de ZnO e SiC, e também dos resistores de equalização nos para-raios de SiC.

Partindo desses pressupostos, a totalidade das componentes harmônicas da corrente de fuga é de natureza resistiva. Se for considerado ainda o pressuposto de que existe uma proporcionalidade entre a totalidade da corrente de fuga resistiva e suas componentes harmônicas, a medição das componentes harmônicas da corrente de fuga fornece um bom indicador da corrente resistiva do para-raio.

A componente harmônica predominante na corrente de fuga dos para-raios é a de terceira ordem, de forma que esta é, em geral, a única componente utilizada para monitoração, desprezando-se as demais.

Os métodos A4, B1 e B2 do capítulo 6 da norma IEC 60099-5 [17] empregam a medição de terceira harmônica da corrente de fuga para a monitoração indireta da corrente resistiva, conforme detalhado a seguir.

Método de Medição A4

O método A4 consiste na medição da somatória das correntes de fugas dos para-raios das três fases do sistema. Supondo que as três correntes capacitivas tenham aproximadamente a mesma magnitude, a defasagem de 120 graus entre as fases do sistema faz com que as correntes capacitivas se anulem. A terceira harmônica das correntes resistivas, por outro lado, se somam algebricamente, de forma que o aumento na corrente resistiva de uma das fases, com o consequente aumento de sua terceira harmônica, far-se-ia sentir e poderia ser detectado pela medição da somatória das correntes.

Entretanto, um dos pontos fracos do método está justamente em seu pressuposto básico: na prática, as correntes de fuga capacitivas dos para-raios podem ter magnitudes bastante diferentes, não apenas por diferenças na capacidade dos para-raios, mas também devido a diferentes capacidades parasitas de acoplamento nas três fases da instalação [17].

Além disso, assim como o método de medição B1, o método A4 parte do pressuposto de que todos os componentes harmônicos presentes na corrente de fuga total são resistivos, ou seja, a tensão aplicada ao para-raio é livre de harmônicos, de forma que não há harmônicos na corrente capacitativa.

Portanto, pelos motivos acima, essa técnica não se mostra adequada como método universal para a monitoração de para-raios.

Método de Medição B1

O método de medição B1 parte do pressuposto de que todos os componentes harmônicos presentes na corrente de fuga total são resistivos, ou seja, a tensão aplicada ao para-raio é livre de harmônicos, de forma que não há harmônicos na corrente capacitativa.

No entanto, como a reatância capacitiva da isolação é inversamente proporcional à frequência da tensão aplicada, níveis de harmônicos relativamente baixos na tensão podem gerar harmônicos na corrente capacitativa comparáveis à magnitude total da corrente resistiva, já que esta é bem menor que a corrente capacitativa.

As variações na medição da terceira harmônica da corrente de fuga em relação à parcela puramente resistiva da terceira harmônica são mostradas na figura 34. A faixa de erro assinalada leva em consideração que a parcela resistiva da corrente de fuga pode corresponder de 5% a 20% da corrente de fuga total, além de variação de 0 a 360 graus na fase da terceira harmônica na tensão.

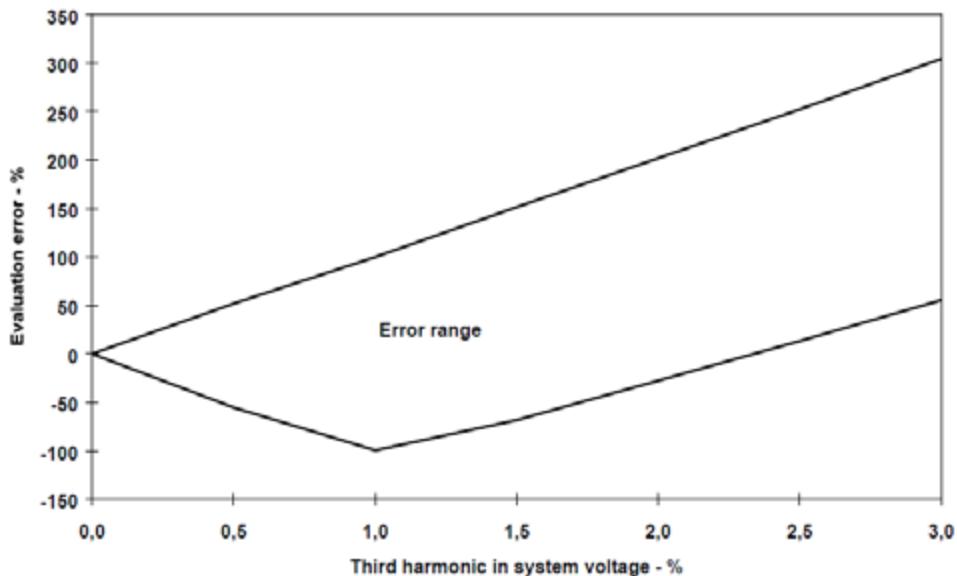


Figura 34 – Erro na avaliação da corrente de fuga resistiva devido a harmônicos na tensão do sistema [17]

Como indica a figura 34, para conteúdo harmônico de apenas 1% na tensão, erros de até 100% podem ocorrer. Dessa forma, essa técnica não se mostra adequada como método universal para a monitoração de para-raios.

Método de Medição B2

O método de medição B2 é um aperfeiçoamento do método B1, com a inclusão da compensação dos harmônicos da tensão do sistema. Isso é obtido através de um sensor de campo elétrico próximo à base do para-raio, com o objetivo de amostrar a forma de onda e a fase da tensão aplicada ao equipamento [17].

Dessa forma, são ultrapassadas as limitações do método B2 no que diz respeito aos erros provocados pelos harmônicos na tensão do sistema, e o método B2 é o mais empregado na prática para monitoramento *on-line* de para-raios.

No entanto, ao aplicar esse método devem ser conhecidas e levadas em conta também suas limitações, que são inerentes à monitoração indireta da corrente resistiva por meio da medição do terceiro harmônico.

Limitações da Monitoração por Medição de Terceiro Harmônico

Como explanado anteriormente, a medição de terceiro harmônico da corrente de fuga é utilizada como uma indicação indireta da magnitude da corrente resistiva, a partir do pressuposto de que existe sempre uma proporcionalidade entre a corrente resistiva total e sua componente de terceiro harmônico.

Desse modo, uma degradação da isolação que leve a um aumento da corrente de fuga resistiva faria necessariamente aumentar a componente de terceira harmônica dessa mesma corrente.

Embora isso seja verdadeiro para degradações internas nos blocos de resistores não lineares, tais como aquelas provocadas por correntes de descarga muito elevadas, que alteram a curva V-I do para-raio, existem modos de falha em que isso não ocorre. Segundo [18], a degradação dos blocos de ZnO devido à redução de oxigênio em suas bordas causa o deslocamento da curva V-I, mas não altera sua inclinação, de maneira que a componente fundamental da corrente resistiva se altera, mas o mesmo não ocorre com a terceira harmônica. Dessa forma, a monitoração de para-raios pela medição de terceira harmônica seria insensível a esse modo de falha.

De forma similar, o ingresso de umidade nos para-raios causa aumento da corrente resistiva, ao criar caminhos de circulação de corrente resistiva paralelos aos blocos de ZnO. Também nesse caso, obviamente, a corrente resistiva eleva-se sem que a componente de terceira harmônica se altere [18].

O primeiro modo de falha mencionado acima, não detectável pela medição de terceira harmônica – redução de oxigênio na borda dos blocos de ZnO, poderia ser considerado relativamente raro, não ocasionando prejuízo importante para o diagnóstico de para-raios por esse método.

Já a possibilidade de não detecção de entrada de umidade no para-raio pode limitar a efetividade do método, considerando que praticamente toda a literatura a respeito de falhas em para-raios menciona a perda de estanqueidade como o modo de falha mais comum, tanto em para-raios de SiC quanto de ZnO.

Outra possibilidade que não pode ser desprezada, principalmente em para-raios de SiC, que tem construção mais intrincada, é a ocorrência de problemas mecânicos internos, como a quebra de centelhadores e a quebra ou desconexão de resistores de equalização. Tais modos de falha podem não afetar a terceira harmônica da corrente de fuga, passando despercebidos a esse método de diagnóstico.

9. REFERÊNCIAS

- [1] AMON, J.; ALVES, M.; VITA, A.; KASTRUP, O.; RIBEIRO, A. et al. *Sistema de Diagnósticos para o Monitoramento de Subestações de Alta Tensão e o Gerenciamento das Atividades de Manutenção: Integração e Aplicações*, X ERLAC – Encontro Regional Latinoamericano do Cigré, Puerto Iguazú, Argentina, 2003.
- [2] ALVES, M. *Sistema de Monitoração On-Line de Transformadores de Potência*, Revista Eletricidade Moderna, maio 2004.
- [3] VASCONCELLOS, V; Alves, M. *Especificação de Sistemas de Monitoração On-line para Transformadores de Potência Baseados em uma Arquitetura Descentralizada*, VWorkspot, Brasil, abr. 2008.
- [4] JR., L.; ARTHUR, HERING, RICARDO. *Novos Conceitos em Sistemas de Energia de Alta Confiabilidade*, Encarte Especial Siemens Energia. Disponível em: <<http://mediaibox.siemens.com.br/upfiles/232.pdf>>, jan. 2001.
- [5] ELECTRA. *An International Survey on Failures in Large Power Transformers in Service*, Paris, Cigré, Ref. n. 88, 1983.

- [6] SEVERO, J. A. A.; FANTIN, K. V.; ALVES, M. *Experiência com a Monitoração On-Line de Transformadores Elevadores da Usina de Tucuruí*, XXI SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Florianópolis, SC, 2011.
- [7] PERES, E. G.; ALVES, M. *Monitoração On-Line de Transformadores Conversores do Sistema de Transmissão HVDC na SE Ibiúna*, VIWORKSPOT- International Workshop On Power Transformers, Foz do Iguaçu, PR, 2010.
- [8] MELO, M.; ALVES, M. *Experiência com Monitoração On-Line de Capacitância e Tangente Delta de Buchas Condensativas*, XIX SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ, 2007.
- [9] MILACH, M. *Manutenção de Disjuntores de Alta Tensão*, 1993.
- [10] JANSEN, A. L. J. et al. *Summary of Cigré 13.06 Working Group - World Wide Reliability Data and Maintenance Cost Data on High Voltage Circuit Breakers Above 63 kV*, s.l.: IEEE, 1994.
- [11] IEEE Std C37.10-1995. *IEEE Guide for Diagnostics and Failure Investigation of Power Circuit Breakers*, 1995.
- [12] Treetech Sistemas Digitais. *IDS – Intelligent Electronic Device Monitor para Seccionador*, Catálogo Técnico, 2010.
- [13] ALVES, M. *Field Experience with On-line Monitoring of Two 150MVA 230kV Transformers with On-Load Tap Changers*, Cigré International Technical Colloquium SC A3, Rio de Janeiro, RJ, 2007.
- [14] ALVES, M. *Sistema de Monitoração On-line de Capacitância e Tangente Delta de Buchas Condensativas*, XII ERIAC, Décimo Segundo Encontro Regional Ibero-americano do Cigré, Foz do Iguaçu, PR, 2007.
- [15] ZANOTTI JR, M. *Contribuição à Metodologia de Avaliação dos Para-Raios do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica*, Dissertação de Mestrado, USP, São Paulo, SP, 2009.
- [16] HINRICHSEN, V. *Metal-Oxide Surge Arrester Fundamentals*, 1st Edition. Siemens AG, Berlin, Germany, July 2001.
- [17] IEC INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *Surge arresters – Part 5: Selection and Application Recommendations – IEC 60099-5*, Mar. 2000.
- [18] HEINRICH, C.; HINRICHSEN, V. *Diagnostic and Monitoring of Metal-oxide Surge Arresters in High-voltage Networks – Comparison of Existing and Newly Developed Procedures*, IEEE Transactions on Power Delivery, v. 16, n. 1, p. 138-143, Jan. 2001.

CAPÍTULO 18

Inovações Tecnológicas Aplicadas à Manutenção em Equipamentos de Subestações de Alta Tensão

Leonardo Brant Murça
Rafael Fernando M. de Alencar



1. OBJETIVO

Este capítulo apresenta o resultado da prospecção tecnológica realizada com foco no tema *Inovações tecnológicas aplicadas à manutenção em equipamentos de subestações de alta tensão*.

Palavras-chave: subestação, equipamentos, manutenção preditiva, manutenção corretiva, manutenção preventiva, sistema especialista, confiabilidade, monitoramento, gestão da manutenção.

2. DEFINIÇÕES

Com o passar dos anos, as técnicas de manutenção têm sofrido grandes evoluções que podem ser vistas nas aplicações em projetos cada vez mais complexos, exigindo assim, conhecimentos cada vez mais especializados e criando a necessidade de uma constante atualização por parte dos profissionais do setor.

A manutenção, hoje, é dividida basicamente em quatro tipos: manutenção corretiva (que pode ser planejada ou não planejada), manutenção preventiva, manutenção preditiva e manutenção detectiva, conforme as seguintes definições.

Manutenção Corretiva

De acordo com o glossário do ONS, manutenção corretiva é “um serviço, programado ou não, executado em equipamento ou linha de transmissão com a finalidade de corrigir falhas ou defeitos para restabelecer sua condição satisfatória de operação”.

Ou seja, “Trata-se de uma técnica reativa, onde se espera o equipamento falhar para que então seja tomada uma decisão sobre a manutenção. A lógica é simples: estraçou, conserta. É o método mais caro de manutenção” (Mattos *et al.*, 2011).

Manutenção Corretiva Não Planejada

Este tipo de manutenção pode ser considerado sua forma mais primária e consiste em acionar equipes de manutenção em fatos que já ocorreram, podendo este fato ser simplesmente um desempenho inferior ao esperado ou uma falha. Na manutenção corretiva não planejada como o próprio nome diz, não há tempo para planejar o serviço ou preparar componentes. Sendo assim, a correção das falhas é realizada de modo aleatório. Este tipo de manutenção implica altos custos, não devido ao custo com prevenção, mas por poder gerar grandes perdas na interrupção da produção.

Manutenção Corretiva Planejada

Para o caso da manutenção corretiva planejada, tem-se conhecimento da diminuição do rendimento ou de uma falha de um equipamento, e a correção depende de uma decisão gerencial. Em casos como este, se pode optar por realizar um acompanhamento preditivo ou optar pela decisão de operar até a falha total do equipamento. A manutenção corretiva planejada leva em conta vários fatores, tais como segurança, planejamento de serviços, garantia dos equipamentos, peças sobressalentes, negociações de paradas, recursos humanos, entre outros. Com relação aos custos, este tipo de manutenção, por ser planejada, possibilita um manejo adequado de recursos necessários para a intervenção, tornando-a mais barata, segura e rápida.

Manutenção Preventiva

De acordo com o glossário do ONS, manutenção preventiva é “um serviço programado executado em equipamentos ou linha de transmissão para manter sua condição satisfatória de operação”.

A manutenção preventiva atua de forma a reduzir ou evitar a falha. Este tipo de manutenção atua realizando um trabalho de prevenção de defeitos que possam originar um baixo rendimento ou até a parada total do equipamento. Esta prevenção é baseada em estudos previamente elaborados analisando dados estatísticos, local de instalação, estado do equipamento, entre outros, devendo ser realizada em intervalos de tempo definidos, ou seja, esta manutenção é baseada no tempo.

Manutenção Preditiva

Este tipo de manutenção tem como base o estado do equipamento e suas modificações de parâmetros de condição ou desempenho, ou seja, a manutenção preditiva se baseia na tentativa de definir o estado futuro de um equipamento ou sistema, utilizando dados coletados ao longo do tempo por uma instrumentação específica, verificando e analisando a tendência de variáveis dos equipamentos. Os parâmetros coletados, podendo ser entre outros, temperatura, vibração, ensaios por ultrassom, não permitem um diagnóstico preciso diretamente, necessitando de uma análise probabilística para uma avaliação. Com isso, a manutenção preditiva objetiva a execução da manutenção no momento adequado, antes que o equipamento apresente falha ou diminuição do rendimento.

O uso correto desse tipo de manutenção pode acarretar o aumento da confiabilidade do sistema e a redução do custo de manutenção, além de resultar no aumento da vida útil dos equipamentos (Mattos *et al.*, 2011).

Manutenção Detectiva

Este tipo de manutenção se baseia na busca e detecção de falhas ocultas ou não perceptíveis ao pessoal de operação e manutenção. A identificação de falhas ocultas é de fundamental importância para garantir a confiabilidade de equipamentos. A política de manutenção detectiva é adotada quando o processo possui subconjuntos nos quais o nível de dificuldade de detecção de falhas é elevado, buscando eliminar as falhas ocultas por meio de testes no sistema.

Outras Definições de Manutenção

Além das definições supracitadas, o glossário do ONS fornece outras definições sobre metodologias de manutenção:

- **Manutenção de emergência** – “Serviço não programado, para a correção da falha, executado em equipamentos ou linha de transmissão para restabelecer condições satisfatórias de operação. A manutenção de emergência é realizada quando houver necessidade de intervenção imediata, sem tempo hábil para comunicação com o centro de operação do ONS com o qual o agente se relaciona. Com a manutenção de emergência, evitam-se riscos para a integridade física de pessoas, para a instalação, para o SIN ou para o meio ambiente, bem como danos em equipamentos ou linhas de transmissão”.
- **Manutenção de urgência** – “Serviço executado em equipamento ou linha de transmissão, pra a correção de defeito, fora dos prazos estabelecidos para os desligamentos programados, mas no menor tempo possível em relação à próxima manutenção preventiva. A manutenção de urgência é realizada quando não há necessidade de intervenção imediata. Com sua execução, previamente comunicada aos centros de operação do ONS, evitam-se riscos para a integridade física de pessoas, para a instalação, para o SIN ou para o meio ambiente, bem como danos em equipamentos ou linhas de transmissão”.
- **Manutenção forçada** – “Serviço decorrente de desligamento forçado, executado em equipamento ou linha de transmissão para restabelecer sua condição satisfatória de operação”.
- **Manutenção programada** – “Serviço executado em equipamento ou linha de transmissão para cumprir programa de manutenção preditiva, preventiva ou corretiva ou para atender a manutenção de urgência”.

3. A PARCELA VARIÁVEL NO CONTEXTO DA MANUTENÇÃO

Com a publicação oficial da Resolução Normativa Nº 270 de 26 de junho de 2007, a Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica estabeleceu as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica que compõem o Sistema Interligado Nacional – SIN, do Sistema Elétrico de Potência Brasileiro – SEP.

A partir da vigência desta Resolução Normativa, o ONS passou a efetuar a apuração dos desligamentos, bem como a devida aplicação dos descontos referentes à Parcela Variável (PV). A Parcela Variável (PV) se traduz por um desconto feito na receita autorizada às empresas, que equivale a um valor proporcional à receita individual de cada função de transmissão que ficou indisponível. As funções de transmissão são consideradas indisponíveis sempre que estiverem fora de operação, em consequência de desligamentos programados ou não programados. O mecanismo de Parcela Variável faz parte da evolução do modelo de Gestão do Setor Elétrico e tem o objetivo de garantir a confiabilidade e a maior disponibilidade das funções de transmissão e, consequentemente, o atendimento com qualidade aos consumidores. O Agente Regulador estabeleceu um limite de tempo por ano para os desligamentos e também uma franquia anual para ocorrência desse tipo de evento.

Devido a este fato, as instalações integrantes da Rede Básica devem rapidamente adequar-se a esta nova realidade para cumprir seu programa de manutenção, dentro do limite de tempo concedido pelo Agente Regulador, garantindo maior confiabilidade e menor indisponibilidade à sua rede, minimizando, assim, descontos em sua receita devido à aplicação da Parcela Variável.

Muitas empresas, hoje, estão desenvolvendo banco de dados baseado em históricos pós-operacionais, o que está se tornando uma importante ferramenta que possibilita a determinação prévia dos tempos médios de manobra por equipamento e gera insu- mos que contribuem para a melhoria contínua do processo de fornecimento de energia elétrica. Sendo assim, uma manutenção bem planejada, baseada em diagnósticos consistentes dos sistemas de monitoramento, podem reduzir sensivelmente a contribuição dos tempos de manobra na PV gerando, como consequência, uma redução dos custos de manutenção e operação dos equipamentos constituintes da empresa.

Lembrando que é de responsabilidade da transmissora a manutenção das instalações de transmissão, de tal forma a garantir a maior disponibilidade destas, fornecendo ao ONS as informações necessárias, definidas nos Procedimentos de Rede, de modo a possibilitar o desenvolvimento de suas ações de coordenação, supervisão e controle da operação. A manutenção da linha e das subestações terminais é de extrema importância, pois as indisponibilidades são contabilizadas e afetam diretamente o faturamento da empresa. Estes procedimentos de contabilização são detalhados no Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão, onde é relevante indicar os seguintes itens:

- Pagamento Base – Parcela equivalente ao duodécimo da Receita Anual Permitida associada à plena disponibilização das instalações de transmissão que compõem uma função transmissão.

- Parcada Variável por Indisponibilidade (PVI) – Parcada a ser deduzida do pagamento base por desligamentos programados ou outros desligamentos decorrentes de eventos envolvendo o equipamento principal e/ou os complementares da função transmissão, de responsabilidade da transmissora.
- Parcada Variável por Restrição Operativa Temporária (PVROT) – Parcada a ser deduzida do pagamento base por restrição operativa temporária existente na função transmissão, de responsabilidade da transmissora, que resulte na redução da(s) capacidade(s) operativa(s) da própria função transmissão.
- A transmissora deverá submeter ao ONS os seus Planos de Manutenção, contemplando os serviços de manutenção que tenham influência sistêmica, cabendo ao ONS compatibilizá-los com os Planos de Manutenção das demais concessionárias de transmissão, geração e distribuição, a fim de adequá-los às conveniências operativas e de segurança do sistema, também de acordo com os procedimentos de rede.

4. INOVAÇÕES EM MANUTENÇÃO DE EQUIPAMENTOS

Na busca de atender às necessidades das empresas de manter seus equipamentos sempre em funcionamento e em perfeito estado, tem-se criado inovações em manutenção de equipamentos na busca de suprir e corrigir falhas em metodologias antigas. Estas inovações são de fundamental importância na operação das empresas, gerando ganhos consideráveis e perdas cada vez menores.

Deteção de Vazamento de Gás SF₆

Nos dias de hoje, uma das maiores preocupações mundiais é o meio ambiente. Um dos maiores problemas ambientais é a emissão de gases estufa, e este problema está relacionado com equipamentos de subestações.

O hexafluoreto de enxofre (SF₆), além de um composto químico inorgânico, é um gás sintético utilizado principalmente pela indústria elétrica, como meio isolante e extintor de arco elétrico em disjuntores. No que tange à sustentabilidade ambiental, o gás SF₆ é considerado um gás prejudicial à atmosfera, pois faz parte dos gases estufas.

Nos últimos anos, as exigências relativas à estanqueidade de câmaras têm-se tornado cada vez mais rigorosas devido à preocupação ambiental.

Porém, com a necessidade de se criar disjuntores para suportar maiores potências, projetos mais recentes têm solicitado pressões de gás SF₆ cada vez maiores para extinguir o arco elétrico. Usualmente, não só é necessário determinar a estanqueidade de um sistema, mas, no caso de comprovação de vazamento, é necessário determinar a sua magnitude, origem e localização precisa.

Devido ao risco que as altas pressões impostas nas câmaras de extinção do arco elétrico causam e da extrema dificuldade de detecção do ponto exato de vazamento do gás SF₆, foi desenvolvida uma câmera infravermelha que permite encontrar com facil-

dade vazamentos de gás. O equipamento é capaz de medir com rapidez grandes áreas e quilômetros de tubulações sendo capaz de produzir imagens térmicas em tempo real de vazamentos. Sua grande vantagem é ser capaz de ser operado remotamente em ambientes industriais sob condições rigorosas retirando o perigo do operador.

A figura 1 apresenta uma câmera de detecção de vazamentos utilizando o infravermelho. A imagem reproduzida pela câmera é feita em tons de cinza, e pode-se ver uma espécie de “fumaça” na imagem constatando o vazamento no equipamento. Este tipo de detecção é mais facilmente identificável ao ser visto em vídeo, pois nele é visto claramente o movimento do fluido ao vazar do equipamento.



Figura 1 - GasFindIRThermaCAM (FLIR Systems – www.flirthermography.com)

Sistema Especialista – Inteligência Artificial no Auxílio da Manutenção

O conceito de inteligência artificial não é simples de ser apresentado, devido a sua alta capacidade de abrangência de temas e pesquisas. Hoje, uma das definições mais utilizadas é a de Barr & Feigenbaum que, no ano de 1981, definiram a inteligência artificial como sendo “a parte da ciência da computação que compreende o projeto de sistemas computacionais que exibam características associadas, quando presentes no comportamento humano, à inteligência”.

No âmbito da inteligência artificial, uma das concepções mais aplicadas e difundidas são os sistemas especialistas. De acordo com Fávero & Santo em 2005, sistema, em seu sentido amplo, é “um conjunto de elementos, materiais ou ideias, entre os quais se possa encontrar ou definir alguma relação”, ou seja, sistema é um agrupamento que tem por objetivo processar (ideias, pensamentos, cálculos etc.) e apresentar um resultado. Já o termo “especialista” remete a uma pessoa que possui amplo conhecimento e sabedoria em determinado tema. No contexto de sistemas especialistas, o ser humano pode ser substituído por máquina.

Juntando essas duas ideias, conclui-se que sistema especialista é um agrupamento de objetos/módulos, cada qual com sua especialidade, com o objetivo de fornecer uma resposta mais factível possível da real resposta esperada. Incorporando aos conceitos de inteligência artificial, tal sistema deverá possuir interfaces de entrada de dados, de forma a obter sempre mais conhecimento em determinado assunto, de modo a especializar-se mais e mais no assunto ao qual submete sua especialidade. (Barreto, L. R. &Prezoto, M.G., 2010).

Sendo assim, o sistema especialista necessita de ser “alimentado”, ou seja, que pessoas com um alto grau de conhecimento em determinado assunto forneçam seus conhecimentos para a máquina através de textos, perguntas e respostas, análise de gráficos, entre outras formas. Posteriormente devem-se guardar estas informações e, com o passar do tempo, devido ao fato de não se correr o risco de que estas informações sejam perdidas (em razão da perda de documentos, papeis, pessoas etc.), o sistema especialista será formado por um grande banco de dados.

Esta estabilidade de conhecimento obtém vantagem com relação aos humanos e, ao longo do tempo, quanto mais informações forem passadas para o sistema especialista (máquina) menos dependente de novas informações ele se tornará, pois já possuirá um grande número de respostas, informações, soluções sobre o assunto ao qual o sistema especialista se destina, podendo chegar ao ponto de não depender mais de humanos.

Na área de manutenção, este tipo de sistema está sendo largamente utilizado, principalmente devido à alta rotatividade de empregados, não permitindo que funcionários com larga experiência em certos equipamentos permaneçam sempre disponíveis para realizar a manutenção.

Fávero & Santo (2005) descrevem que o sistema especialista pode ser focado na interpretação de sinais ou dados e, partindo do princípio de que ele possua uma ampla base de conhecimento, ele pode promover uma descrição das situações de solução para determinados problemas, realizando uma análise nos pontos chave do problema e relacionando com situações parecidas que tenha em sua base de conhecimento. Assim, é possível fazer uma análise por aproximação (utilizando lógica *Fuzzy*) das causas que sejam parecidas com a causa atual do problema, e oferecer uma solução equivalente a de outros problemas apresentados.

Devido a este fato, empresas estão convidando especialistas em cada equipamento utilizado na empresa para que possam alimentar seus sistemas especialistas. Esta atitude das empresas retira a necessidade da presença física de um especialista, pois o sistema especialista já possui armazenados os principais problemas e suas soluções, ou seja, na necessidade de manutenção, um empregado com menor nível de experiência deve consultar o sistema especialista e, assim, realizar a manutenção de maneira mais objetiva.

A figura 2 mostra onde o sistema especialista está situado no estudo da inteligência artificial. Dentre das várias divisões existentes na inteligência artificial, o sistema especialista se encontra dentro do estudo de sistemas baseados em conhecimento que, por sua vez, se encontra dentro de uma das áreas de estudos de programas de inteligência artificial.

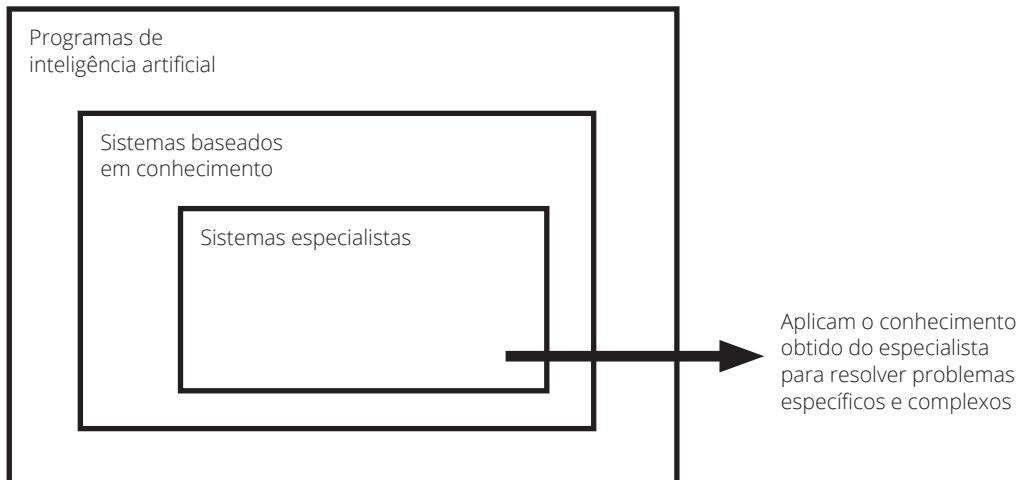


Figura 2 – Divisão do estudo da inteligência artificial

A Realidade Aumentada na Manutenção

A realidade aumentada pode ser definida como a inserção de objetos virtuais no ambiente físico, mostrada ao usuário, em tempo real, com o apoio de algum dispositivo tecnológico, usando a interface do ambiente real, adaptada para visualizar e manipular os objetos reais e virtuais (KirnerandKirner, 2007), ou seja, na realidade aumentada o usuário necessita de uma *webcam* ou de um óculos especial para que possa visualizar os objetos virtuais criados pelo computador. Estes objetos aparecem na *webcam* ou no óculos especial a partir do momento em que o usuário focaliza um código de barra 2D (mundo real), sendo a imagem criada (mundo virtual), podendo ser desde um simples objeto inanimado até objetos complexos com movimentos, sons, interatividades etc.

A realidade aumentada aplica-se em todos os sentidos humanos (Azuma, 2001) e proporciona ao usuário uma interação segura, uma vez que ele pode trazer para o seu ambiente real objetos virtuais, incrementando e aumentando a visão que ele tem do mundo real (KirnerandZorral, 2005). Isto é obtido por meio de técnicas de visão computacional e de computação gráfica/realidade virtual, o que resulta na sobreposição de objetos virtuais com o ambiente real (Billinghurst, 2001; Boman, 1995; Milgram, 1994). Considerando o sentido da visão, além de permitir que objetos virtuais possam ser introduzidos em ambientes reais, a realidade aumentada também proporciona ao usuário o manuseio destes objetos com as próprias mãos, possibilitando uma interação natural e atrativa com o ambiente (Billinghurst, 2001; Santin, 2004; Zhou, 2004).

As operações de manutenção e reparação representam uma oportunidade interessante para aplicação da realidade aumentada. A maioria das atividades realizadas neste domínio é conduzida por profissionais da área de manutenção para treinar procedimentos repetitivos e previsíveis em ambientes estáticos, como a inspeção, testes, alinhamentos, instalações, remoções, montagens, reparos, entre outras. Estes procedimentos são geralmente organizados em sequências de tarefas visando a um determinado item em um local específico.

Essa assistência é desejável, mesmo para os mecânicos mais experientes, pois, ao realizar os procedimentos de manutenção utilizando a realidade aumentada, não existe nenhuma exigência física do operador, podendo-se realizar tarefas mais extensas e duradouras a fim de aperfeiçoar seus movimentos físicos (movimentos de braços, pernas, pescoço etc.) e seu tempo.

Tal treinamento pode representar melhorias significativas no desempenho de dezenas de tarefas, pois o operador pode treinar repetidas vezes a mesma operação de manutenção sem um desgaste elevado, melhorando sua capacidade de interpretação e compreensão da atividade.

A figura 3 demonstra como a realidade aumentada é utilizada em grandes empresas no auxílio à manutenção. Neste caso específico, mostra-se a utilização da ferramenta na BMW durante um treinamento do passo a de como deve ser realizado o desmonte das peças do motor. O operador do computador usa óculos especial, e no motor existem alguns códigos de barra 2D para que a realidade aumentada possa ser feita. Após a visualização do código, peças em realidade virtual aparecem para o usuário (peça amarela, chave de fenda, parafuso e um menu destacado em verde) e as coordenadas da manutenção podem ser visualizadas em realidade aumentada. Com isso, o usuário consegue ver em um mundo virtual e quais procedimentos ele deverá tomar no mundo real.



Figura 3 – Realidade aumentada na BMW (www.bmw.com)

Gerenciamento Integrado e Realidade 3D

Este tipo de tecnologia em si não é uma inovação. O que tem se tornado inovação é a forma como os dados gerados das análises 3D são utilizados em engenharia. A integração com *softwares* que contemplam desde a concepção até o *retrofitting* (termo utilizado para designar o processo de modernização ou atualização de algum equipamento

mais antigo ou obsoleto) de equipamentos e unidades mais complexas, tais como subestações, é o grande diferencial do uso desta tecnologia.

O 3D *Laser Scanning* é uma tecnologia que permite a obtenção de nuvens de pontos a partir da varredura das superfícies dos objetos por feixes de raios *laser*, empregando aparatos específicos, permitindo a captura automática de grande quantidade de dados em curto espaço de tempo. Dependendo do equipamento, da distância e das características do levantamento, pode ser usado com versatilidade na captura da geometria de diversos tipos de objetos, de pequenas ou grandes dimensões (uma subestação inteira, por exemplo), simples ou extremamente complexos e com precisão, podendo atingir escalas milimétricas.

O modelo geométrico tipo *point cloud* (nuvem de pontos) é a representação mais básica obtida diretamente pelo scanner 3D. Cada ponto, que forma a nuvem de pontos, é representado por suas coordenadas cartesianas (x, y, e z) e um ou mais atributos associados a este.

A nuvem de pontos pode ser utilizada para representar, por exemplo, a distância do ponto a um dado referencial, a refletância do material, a temperatura, ou outras propriedades de interesse. Este recurso pode ser usado para muitas finalidades, como medição, visualização tridimensional, animação, mas principalmente para criação de modelos geométricos básicos a serem retrabalhados em ferramentas de desenho (CAD), e mais recentemente em ferramentas BIM (Building Information Model). (Groetelaars *et al.*, 2011).

O conceito de ferramentas BIM, apesar de antigo (desde a década de 70), ganhou mais força na última década com o avanço da capacidade de processamento dos computadores. A ideia desse tipo de ferramenta é integrar a representação gráfica com a funcionalidade dos equipamentos representados no modelo 3D. Ou seja, é possível desenhar um equipamento e simular as interações deste equipamento com a sua vizinhança além de representar a funcionalidade deste equipamento.

A figura 4 mostra um exemplo de subestação mapeada utilizando a tecnologia de nuvem de pontos. Com esse tipo de mapeamento, é possível, por exemplo, obter as condições *as built* (condições reais de como foi construída) da subestação. A partir dos parâmetros obtidos, podem-se simular operações de manutenção, retrofitting de equipamentos e até mesmo integrar softwares de gerenciamento de risco e monitoramento.

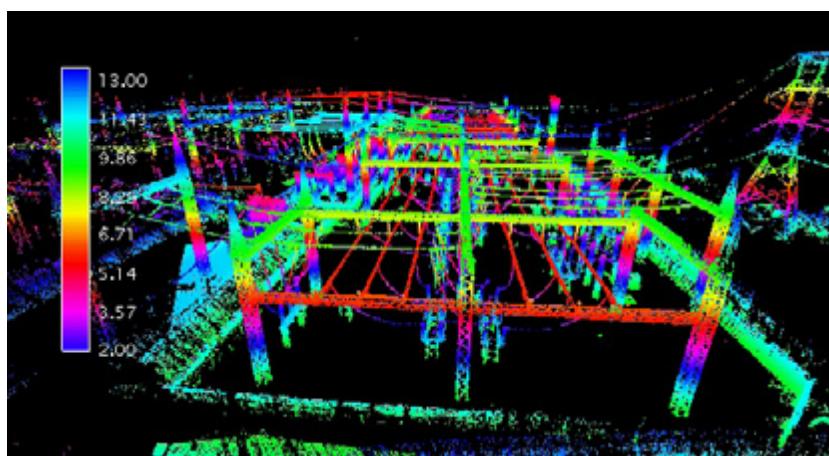


Figura 4 – Exemplo de mapeamento 3D com tecnologia *point cloud* (www.getlaserscanning.com)

O uso desse tipo de ferramenta aliado a *softwares* que contemplam planejamento, projeto, simulação, comissionamento, operação e manutenção de unidades complexas, tais como subestações, tem auxiliado não somente no aumento da eficiência de operação como também na redução de custos devido ao aumento da eficiência no gerenciamento de grandes projetos.

O tempo de projeto utilizando soluções integradas pode diminuir em até 30%. Além disso, é possível diminuir eventuais custos de manutenção, uma vez que se pode obter um gerenciamento mais eficaz da unidade.

Exemplos de projetos utilizando tecnologia que integram mapeamento 3D :

- *CPS Energy, Talley Road Substation* – Texas, US.
- *Central Southern China Electric – Power Design Institute 500 kV Jiangxia Substation* – Wuhan, CH.
- *State Nuclear Electric Power Planning Design and Research Institute, Qingdao Converter Station* – Qingdao, CH.

A concepção e implementação destes projetos foram feitas utilizando tecnologias integradas de gerenciamento com o mapeamento 3D. A utilização da tecnologia *laser scan* é um recurso que ajuda a minimizar falhas de construção além de fornecer informações importantes sobre as características *as built* do projeto. Com isso, é possível, por exemplo, otimizar as disposição de equipamentos dentro da subestação além de possibilitar um acesso 3D com medidas precisas de distâncias entre todos os componentes da subestação. Esta técnica auxilia também no estudo para realização de uma manutenção mais eficaz e também na otimização da operação de recapacitação das subestações. Além disso, com a tecnologia de mapeamento 3D, é possível planejar melhor operações de manutenção promovendo uma integração com as técnicas de realidade aumentada.

Este é apenas um dos passos para o conceito de subestações inteligentes que já começam a operar ao redor do mundo. A China vem despontando nesse mercado visando à implantação de redes inteligentes (*smarts grids*) que se destacam como tendências no mercado de energia. Soluções integradas de projeto, gerenciamento e manutenção devem ser o maior recurso no que tange ao aumento da eficiência de operação e diminuição dos custos de manutenção.

A figura 5 apresenta o ciclo de vida de um modelo de subestação inteligente representando todas as fases desde a concepção até a recapacitação. Existem *softwares* capazes de integrar todo esse processo em uma única plataforma. O planejamento de ações desde a concepção até a manutenção é um dos caminhos mais eficazes para melhoria da eficiência de operação de uma subestação.

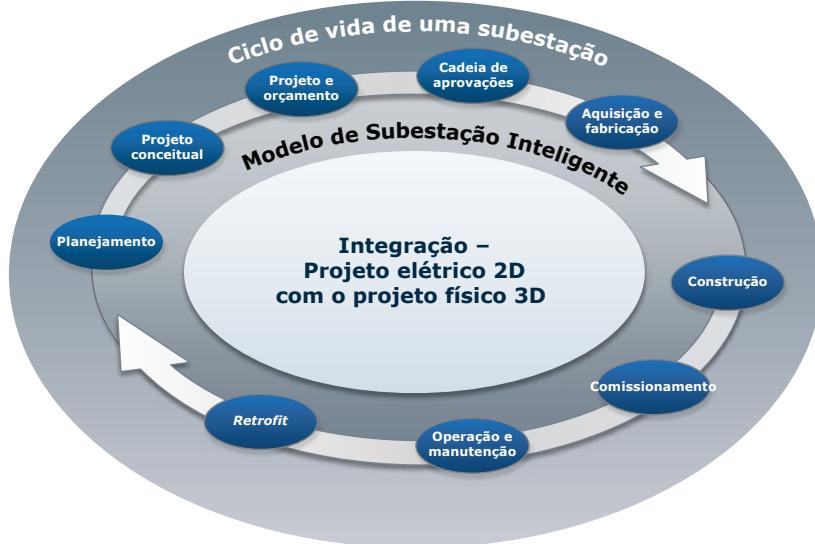


Figura 5 – Exemplo do ciclo de vida de uma subestação. Soluções integradas ajudam na otimização da operação e diminuição de custos de manutenção e operação (www.bentley.com) – Adaptado

Utilização de Seccionadores na Manutenção de Equipamentos

Dentro dos vários equipamentos existentes em uma subestação, estão presentes os seccionadores. O equipamento tem por objetivo seccionar circuitos por necessidade operativa, ou isolar componentes do sistema para realização de manutenção. As chaves abertas que isolam o componente em manutenção devem ter características estruturais mínimas entre os terminais, suficientes para manter as condições seguras da manutenção.

Porém, um grande inconveniente existente é o fato de os seccionadores estarem fixos ao solo e, dessa forma, não ser possível seccionar pontos variados do circuito, tornando-se complicado realizar manutenção em para-raios e transformadores de potencial capacitivo (TPC) em subestações. Tendo em vista este fato, foi desenvolvida uma plataforma móvel com seccionadores que permite realizar manutenção preventiva e corretiva em equipamentos de subestações sem a necessidade de desligamento ou retirada de operação da linha de transmissão.

A concepção básica desta chave é criar um “caminho alternativo” para o circuito de transformadores de potencial capacitivo (TPC) e/ou do para-raios e manobrar as correntes típicas destes equipamentos sem danificá-las e sem gerar perturbações para o sistema elétrico. A chave deve extinguir com segurança estas pequenas correntes, predominantemente capacitivas, manobrando-as com tempos curtos de operação e não provocando transitórios nos demais equipamentos. (Gontijo, G. M. et al., 2009).

Além disso, esta chave deve ser leve, de fácil montagem, possuir comandos elétricos a distância e tempo muito curtos de operação para extinguir com segurança os arcos elétricos formados principalmente durante sua abertura. Deve também ser compacta, podendo ser montada e manobrada com segurança e confiabilidade no espaço físico entre as fases da subestação.

Esta nova metodologia de manutenção aumenta a confiabilidade do sistema de transmissão, reduz o número de desligamentos programados, maximiza a disponibilidade da linha, entre outros diversos pontos positivos.

5. PESQUISAS REALIZADAS

Programa de P&D da Aneel

Foram analisados projetos de P&D, relacionados ao tema em pauta sendo encontrados 50 trabalhos de 2001 a 2007, em pesquisa realizada no site da Aneel (www.aneel.gov.br), de acordo com a seguinte distribuição, investimentos realizados, empresas proponentes e entidades executoras:

Distribuição dos Projetos por Ano

Tabela 1 – Número de programas em P&D – Manutenção de equipamentos

2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
4	3	3	10	14	10	6

Investimentos Realizados

O valor total aplicado nos anos de 2001 a 2007 foi de R\$ 27.807.528,25. O ano de 2006 foi o ano de maior investimento com R\$ 8.168.037,75. A tabela abaixo representa os investimentos por ano.

Tabela 2 – Investimentos em P&D – Manutenção de equipamentos

Ano de início	Investimento (R\$)
2001	2.051.611,59
2002	1.804.439,00
2003	1.625.456,88
2004	5.774.241,24
2005	4.748.303,83
2006	8.168.037,75
2007	3.635.437,96
Total	27.807.528,25

Empresas proponentes (22)

- Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig (8).
- Eletrosul Centrais Elétricas S/A – Eletrosul (6).
- Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP (4).
- Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf (3).
- Companhia Energética de Pernambuco – Celpe (3).
- Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A – Eletropaulo (3).
- Light Serviços de Eletricidade S/A – Light (3).
- Bandeirante Energia S/A – Bandeirante (2).
- Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL (2).
- Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A – Eletronorte (2).
- Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE (1).
- Centrais Nordeste Generation Ltda. – CNG (1).
- Furnas Centrais Elétricas S/A – Furnas (1).
- Rio Grande Energia S/A – RGE (1).
- Nordeste Transmissora de Energia S/A – NTE (1).
- Copel Distribuição – Copel – Dis (1).
- Centrais de Eletricidade do Estado da Bahia – Coelba (1).
- Empresa de Transmissão de Energia do Oeste Ltda. – Eteo (1.)
- Centrais Investco S/A – Ivestco (1).
- Companhia Transleste de Transmissão – Transleste (1).
- Centrais Termopernambuco S/A – Termope (1).
- Centrais Elétricas de Carazinho S/A – Eletrocar (1).

Entidades Executoras (35)

- Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC (5).
- Universidade de São Paulo – USP (5).
- Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG (4).
- Sociedade Mineira de Cultura – SMC (4).
- Universidade Estadual de Campinas – Unicamp (3).
- Universidade Federal de Pernambuco – UFPE (3).
- Fundação de Ensino de Engenharia em Santa Catarina – FEESC (3).
- Quantum Tecnologia e Inovação – Quantum (3).
- MGM Consultoria e Diagnóstico em Equipamentos – MGM (2).
- Centro de Gestão de Tecnologia e Inovação – CGTI (2).
- Universidade Federal da Bahia – UFBA (2).
- Fundação de Apoio à Universidade de São Paulo – FUSP (2).
- Fundação Padre Leonel Franca – Padre Leonel (2).
- Universidade Federal de Campina Grande – UFCG (2).
- Fundação Para o Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FDCT(1).
- Instituto de Pesquisa em Sistemas de Informação e Desenvolvimento – IPSID (1).

- União dos Institutos Brasileiros de Tecnologia – Unibratec (1).
- Fundação Espírito-Santense de Tecnologia – Fest (1).
- Lsitec Associação Mantenedora do Laboratório – LSITEC (1).
- Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PUC-RS (1).
- Centro de Estudos e Sistemas Avançados do Recife – Cesar (1).
- Universidade Estadual Paulista – Unesp(1).
- Matrix Engenharia em Energia Ltda. – Matrix (1).
- Universidade Federal do Maranhão – UFMA (1).
- Bassetto Tecnologia e Inovações – BTI (1).
- Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS (1).
- Universidade Federal Fluminense – UFF (1).
- Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais – PUC-MG (1).
- Fundação de Desenvolvimento da Pesquisa – Fundep (1).
- Instituto de Eletrotécnica e Energia – IEE (1).
- Centro de Pesquisas e Desenvolvimento em Telecomunicações – CPqD (1).
- Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia – FDTE (1).
- ZPS Comércio de Materiais Elétricos e Consultoria – ZPS Consultoria (1).
- Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria – Fupai(1).
- Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia – Inmetro (1).

Número de programas de P&D da Aneel de que cada empresa proponente ou entidade executora participou no período pesquisado dentro do tema equipamentos de alta tensão.

SNPTEE

Foram analisados 100 informes técnicos apresentados no Seminário Nacional de Produção e Transmissão e Energia Elétrica – SNPTEE, de acordo com os seguintes indicadores:

Ano de realização do Seminário (anos ímpares)

2003	2005	2007	2009	2011
13	24	-	36	27

Empresas representadas

- Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte (11).
- Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig(11).
- Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – Cepel (7).
- Itaipu Binacional (7).
- Companhia Hidroelétrica do São Francisco – Chesf (7).

- Copel Geração S.A. (7).
- Copel Transmissão S.A. (7).
- Eletrosul – Centrais Elétrica S.A. (6).
- Universidade de São Paulo (6).
- Furnas Centrais Elétricas S.A. (6).
- TREETECH Sistemas Digitais (5).
- Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (4).
- Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (4).
- Universidade Federal de Itajubá (3).
- Universidade Federal de Santa Catarina (3).
- Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP (2).
- Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. (2).
- CPFL Energia (2).
- Petróleo Brasileiro S.A. (2).
- Siemens (2).
- Universidade Federal de Minas Gerais (2).
- Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento – Lactec (2).
- Universidade Federal de Campina Grande (1).
- Rio Grande Energia – RGE (1).
- Alstom Brasil Ltda. (1).
- Indústria Eletromecânica Balestro (1).
- Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais – CEFET/MG (1).
- Centro Federal de Educação Tecnológica do Rio de Janeiro – CEFET/RJ (1).
- Centro Federal de Educação Tecnológica do Rio Grande do Sul – CEFET/RS (1).
- Companhia Energética de São Paulo – Cesp (1).
- Companhia Paulista de Força e Luz (1).
- Empresa Energética do Rio Grande do Sul – Enersul (1).
- Fundação Parque Tecnológico de Itaipu – FPTI (1).
- Inesc Porto – Campos da Feup (1).
- Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (1).
- Instituto Federal de Santa Catarina – IFSC (1).
- M&D Monitoração e Diagnose Ltda. (1).
- MGM Construções Elétricas Ltda. (1).
- Morgan Schaffer Systems (1).
- Operador Nacional de Sistema Elétrico (1).
- Universidade Federal do Pará (1).
- Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ (1).
- Universidade Tecnológica do Paraná – UTFPR (1).
- Universidade Vale do Itajaí – Univali (1).
- WEG Brasil (1).

Total de 45 empresas

IEEE

Foram analisados 49 trabalhos apresentados durante os vários eventos patrocinados pelo IEEE em âmbito mundial.

2002	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1	1	1	3	2	12	5	2

Cigré

Foram analisados sete trabalhos apresentados durante as sessões plenárias do CIGRÉ realizadas na cidade de Paris – França, de acordo com os seguintes indicadores:

2004	2006	2008	2010	2012
1	1	-	3	1

Países representados

- Alemanha (2).
- Japão (2).
- Itália.
- Egito.
- Polônia.

Total de cinco países.

6. REFERÊNCIAS

Programas de Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel

2007 (5)

- [1] GEUS, K. *Ambiente de Realidade Virtual para Treinamento em Atividades de Manutenção de Redes de Distribuição de Linha Viva*, CENTRAIS COPEL DISTRIBUIÇÃO – COPEL-DIS, 2007.
- [2] LEMOS, F. A. B. *Sistema de Gestão de Ativos de Redes Suportado por Manutenção Preditiva e Computação Móvel – SIGAMP*, CENTRAIS CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO S/A – ELETROCAR, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PUC, 2007.
- [3] ANGELINI, J. M. G. *Estudo para Avaliação da Degradação da Vida Útil de Isoladores Poliméricos através de Sensor por Corrente de Fuga Técnicas não Invasivas e Experimentação Laboratorial*, CENTRAIS COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO – CELPE, Centro de Pesquisas e Desenvolvimento em Telecomunicações – CPQD e Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, 2007.
- [4] MAK, J. *Desenvolvimento de Novas Técnicas e Processos para Aperfeiçoamento de Transformadores para Operarem em Situações Frente a Óleos Contendo Enxofre Corrosivo*, CENTRAIS INVEST CO S/A – IVESTCO, Quantum Tecnologia e Inovação – QUANTUM e MGM Consultoria e Diagnóstico em Equipamentos – MGM, 2007.

- [5] LYRA, C. *Estratégia Hierárquica de Otimização para Alocação de Recursos de Manutenção*, CENTRAIS COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ – CPFL, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP e CLCTEC Consultoria – CLCTEC, 2007..

2006 (10)

- [6] GOLVEIA, M. R. *Avaliação dos Ciclos de Vida e Disponibilidade de Instalações e Equipamentos do Sistema de Transmissão*. CENTRAIS COMPANHIA TRANSLESTE DE TRANSMISSÃO – TRANSLESTE, Fundação para Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia – FDTE, 2006.
- [7] ADEODATO, P. J. L. *Metodologia de Análise de Custos e Definição de Indicadores de Desempenho para Manutenção e Operação*, CENTRAIS COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO – CHESF, Centro de Estudo e Sistemas Avançados do Recife - C.E.S.A.R, 2006.
- [8] TOI, E. H. *Frequência Ótima de Manutenção em Equipamento Utilizando Lógica Fuzzy*. CENTRAIS COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO – CHESF, Fundação Espírito-Santense de Tecnologia – FEST e União dos Institutos Brasileiros de Tecnologia – UNIBRATEC, 2006.
- [9] BEZERRA, J. M. B. *Estudo para Aplicação de Sensores de Ultra-Som como Técnica Preditiva na Manutenção de Subestações e Linhas de Transmissão e Distribuição*, CENTRAIS COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO – CELPE, Universidade Federal de Pernambuco – UFPE, 2006.
- [10] PORTELLA, K. F. *Sistemas de Monitoramento de Subestações - Pesquisa Aplicada*, CENTRAIS COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG, Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG e Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais – PUC-MG, 2006.
- [11] COSTA, P. P. *Sistemas de Monitoramento de Subestações - Pesquisa Aplicada*, CENTRAIS COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG, Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG e Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais – PUC-MG, 2006.
- [12] TOLEDO, L. H. *Desenvolvimento de uma Central de Diagnóstico de Equipamentos de Subestações e da Transmissão da Cemig Utilizando Técnicas de Inteligência Computacional*, CENTRAIS COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG, Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG e Sociedade Mineira de Cultura – SMC, 2006.
- [13] CABRAL, A. P. *Desenvolvimento de Modelos de Decisão para Subsidiar o Planejamento da Manutenção com Base na Metodologia MCC*, CENTRAIS TERMOPERNAMBUCO S/A – TERMOPE, Universidade Federal de Pernambuco – UFPE e Instituto de Pesquisa em Sistemas de Informação e Decisão – IPSID, 2006.
- [14] BATISTELA, N. J. *Avaliação de Para-Raios ZnO através de Metodologia de Medição da Corrente de Fuga*, CENTRAIS ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS - ELETROSUL, Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, 2006.
- [15] MAK, J. *Desenvolvimento de Novas Técnicas e Processos para Aperfeiçoamento de Transformadores para Operarem em Situações Frente a Óleos Contendo Enxofre Corrosivo*, CENTRAIS INVEST CO S/A – IVESTCO, Quantum Tecnologia e Inovação – QUANTUM e MGM Consultoria e Diagnóstico em Equipamentos – MGM, 2006.

2005 (14)

- [16] IOCHPE, C. *TrasmitGEO - Sistema Georreferenciado para Gerenciamento de Manutenção de Subestações e Linhas de Transmissão*, CENTRAIS COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA – CEEE, Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS, 2005.
- [17] TOLEDO, L. H. S. *Desenvolvimento de uma Central de Diagnóstico de Equipamentos de Subestação da Transmissão da CEMIG Utilizando Técnicas de Inteligência Computacional*, CENTRAIS COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG e Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG, Sociedade Mineira de Cultura – SMC, 2005.
- [18] KANASHIRO, A. G. *Desenvolvimento de Sistema para o Apoio a Manutenção e Auxílio no Diagnóstico de Estado dos Para-Raios, Tipo SiC, em Operação nos Sistemas de Transmissão*, CENTRAIS COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA – CTEEP, Universidade de São Paulo – USP, 2005.
- [19] TATIZAWA, H. *Desenvolvimento de Ferramenta Computacional para o Gerenciamento de Transformadores e Instrumentos, para o Apoio a Manutenção e Auxílio no Diagnóstico de Falhas*. CENTRAIS COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA – CTEEP, Universidade de São Paulo – USP, 2005.

- [20] MAGRINI, L. C. *Desenvolvimento de Sistema Elaborador de Sequenciamento de Manobra*, CENTRAIS COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA – CTEEP, Universidade de São Paulo – USP, 2005.
- [21] SOUZA, A. N. *Sistema Especialista Inteligente Aplicado à Tomada de Decisão e Diagnóstico em Campo de Transformadores e Autotransformadores de Potência da EletroNorte-MA*, CENTRAIS CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A – ELETRONORTE, Universidade Estadual Paulista – UNESP e Universidade Federal do Maranhão – UFMA, 2005.
- [22] FERNANDES, G. E. F. *Desenvolvimento de Metodologia e Software para Análise de Desempenho de Equipamentos e Instalações*, CENTRAIS BANDEIRANTE ENERGIA S/A – BANDEIRANTE, Fundação Para o Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FDCT, 2005.
- [23] GONÇALVES, R. *Inspeção de Materiais e Estruturas da Rede por meio de Ultra-Som*. CENTRAIS COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ – CPFL, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP e Molise Engenharia S/C Ltda, 2005.
- [24] SAUVÉ, J. P. *Modelos Computacionais de Apoio a Diagnóstico de Falhas*, CENTRAIS COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO – CHESF, Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, 2005.
- [25] TEIVE, R. C. G.; DIAS, A. *Gestão de Equipamentos em Empresas de Transmissão Buscando a Otimização dos Serviços de Manutenção e Redução da Parcela Variável*, CENTRAIS ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS - ELETROSUL, Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC e Fundação de Ensino de Engenharia em Santa Catarina – FEESC, 2005.
- [26] MORAES, R. *Desenvolvimento de Metodologia para Diagnóstico da Funcionalidade de Seccionadores de Alta Tensão*. CENTRAIS ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS – ELETROSUL, 2005.
- [27] CAVACO, M. A. M. *Desenvolvimento de um Sensor de Temperatura para Detecção de Pontos Quentes em Conectores Metálicos*, CENTRAIS ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS – ELETROSUL, Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC e Fundação de Ensino de Engenharia em Santa Catarina – FEESC, 2005.
- [28] FUTINO, E. T.; ROLIM, J. G. *Desenvolvimento de um Sistema de Monitoração Remota e Avaliação do Estado Operativo de Transformadores de Potencial Capacitivos (TPCs) Instalados em Subestações em Operação*, CENTRAIS ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS – ELETROSUL, Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, 2005.
- [29] DIAS, A. *Análise e Desenvolvimento de Procedimentos para Operação e Manutenção de Disjuntores Visando Mitigar a Emissão de SF₆*, CENTRAIS ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS – ELETROSUL, Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC e Fundação de Ensino de Engenharia em Santa Catarina – FEESC, 2005.

2004 (10)

- [30] BORTONI, E. C. *Desenvolvimento de Metodologias para Determinação da Influência de Fatores Físicos sobre as Medições de Tempo a Distância Usando Termografia Infravermelha*, CENTRAIS FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S/A – FURNAS, Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria – FUPAI, 2004.
- [31] SCHIMDT, H. P. *Desenvolvimento de Metodologia e Procedimentos para Determinação do Grau da Contaminação por Água Relacionada à Perda de Confiabilidade e Servicibilidade de Transformadores em Operação*, CENTRAIS LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S/A – LIGHT, Quantum Tecnologia e Inovação – QUANTUM, 2004.
- [32] BASSETTO, A. *Estudo para Determinação de Pontos de Amostragem de Papéis Isolantes de Avaliação de Correlações entre Derivados de Furanos para Manutenção Preditiva de Transformadores de Potência do Sistema de Subtransmissão da Eletropaulo*, CENTRAIS ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S/A – ELETROPAULO, 2004.
- [33] MAGRINI, L. C. *Desenvolvimento de um Sistema de Diagnóstico de Equipamentos de Subestações*, CENTRAIS ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S/A - ELETROPAULO, Fundação de Apoio à Universidade de São Paulo – FUSP, 2004.
- [34] OLIVEIRA, C. C. B. *Desenvolvimento de Processos e Metodologia para o Planejamento e Gestão das Manutenções de Sistemas*. FUNDAÇÃO DE APOIO À UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – FUSP, ZPS Comércio de Materiais Elétricos e Consultoria – ZPS Consultoria, 2004.

- [35] MOURA, R.; COSTA, P. P. *Monitoramento e Diagnóstico de Transformação em Manobra de Subestações*. CENTRAIS COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG, Sociedade Mineira de Cultura – SMC, 2004.
- [36] VASCONCELOS, J. A. *Sistema Inteligente de Tomada de Decisão em Manutenção Preditiva*. CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A – ELETRONORTE, Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG, 2004.
- [37] ALMEIDA, L. A. L. *Desenvolvimento de um Sistema de Monitoramento de Sobrecarga de Transformadores Baseado na Temperatura do Núcleo Utilizando Fibra-Óptica*, CENTRAIS NORDESTE GENERATION LTDA. – CNG, Universidade Federal da Bahia – Escola Politécnica – UFBA, 2004.
- [38] HENRIQUES, H. O. *Desenvolvimento de Software para Gerenciamento da Manutenção Assistida por Computador GMAC*, CENTRAIS LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S/A – LIGHT, Universidade Federal Fluminense – UFF, 2004.
- [39] ORLANDO, A. F. *Capacitação Metrológica em Termográfica para Planejamento de Manutenção*, CENTRAIS LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S/A – LIGHT e FUNDAÇÃO PADRE LEONEL FRANCA – PADRE LEONEL, Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia – INMETRO, 2004.

2003 (3)

- [40] GONÇALVES, R. *Inspeção de Materiais e Estruturas da Rede por Meio de Ultra-Som*. CENTRAIS COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ – CPFL – PAULISTA, Universidade de Campinas – UNICAMP e Molise Engenharia S/C Ltda, 2003.
- [41] OLIVEIRA, C. C. B. *Sistema de Planejamento Integrado com Foco em Indicadores de Qualidade do Serviço*, CENTRAIS RIO GRANDE ENERGIA S/A – RGE, Fundação de Apoio à Universidade de São Paulo – FUSP, 2003.
- [42] PRADA, R. B. *Gerenciamento de Ativos - Metodologia de Tomada de Decisão*. CENTRAIS NORDESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A – NTE, Fundação Padre Leonel Franca – PADRE LEONEL, 2003.

2002 (3)

- [43] VISACRO, S. *Novas Técnicas de Manutenção Preditiva em Para-Raios*, CENTRAIS COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG, Fundação de Desenvolvimento de Pesquisa – FUNDEP, 2002.
- [44] ALMEIDA, L. A. L. *Equipamento para Diagnóstico de Desgaste em Comutadores de Derivação sobre Carga*, CENTRAIS COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA – COELBA, Universidade Federal da Bahia – Escola Politécnica – UFBA, 2002.
- [45] BASSETTO, A. *Análise de Umidade do Isolamento Sólido de Modo Energizado e da Influência desta na Vida Útil de Transformadores de Potência*, CENTRAIS BANDEIRANTE ENERGIA S/A – BANDEIRANTE, Bassetto Tecnologia e Inovação – BTI, 2002.

2001 (4)

- [46] JARDINI, J. A. *Desenvolvimento de um Sistema Aberto de Monitoramento de Equipamentos de Subestações de Transmissão*, CENTRAIS EMPRESA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA DO OESTE LTDA – ETEO, Universidade de São Paulo – USP, 2001.
- [47] ALMEIDA, T. A. *Sistema de Informação para Planejamento da Manutenção com Base na Metodologia MCC e com Interface ao Sistema R3/SAP*. CENTRAIS COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO – CELPE, Universidade Federal de Pernambuco – UFPE, 2001.
- [48] MARTINS, A. J. A. L. *Metodologia e Técnicas de Manutenção para Comutadores de Derivação sobre Carga (CDCs)*, CENTRAIS COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG, 2001.
- [49] MOURA, R.; COSTA, P. P. *Monitoramento e Diagnóstico de Equipamentos de Transformação em Manobra de Subestações*, CENTRAIS COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG, Sociedade Mineira de Cultura – SMC, 2001.

SNPTEE

2011 (27)

- [50] LIRA, G.R.S.; DA COSTA, E. G.; FERNADES, D.J.; BRITO, V. S. *Sistema Automático de Diagnóstico de Falhas em Para-Raios de Zno Baseado na Análise de Termografias*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [51] SILVA, E. B.; OLIVEIRA, E. J. de. *Identificação de Defeito em Disjuntores de Alta Tensão através da Análise do Estado Térmico dos Acumuladores de Energia Associados ao seu Mecanismo de Acionamento*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [52] AZEVEDO, A. C. J. de; DIAS, A.; CALIL, L. F. P.; CARVALHO, C. N.; RIGONI, C. *Método para Mitigar a Emissão de SF₆ em Disjuntores no Contexto da Manutenção*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [53] SANTOS, P. H. M. dos; SANTOS, D. T.; CARPES, L. C. R. *Avaliação de Técnicas Computacionais Voltadas à Manutenção Preditiva de Disjuntores de Alta Tensão*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [54] ANTUNES, F. A. S.; SILVEIRA, P. M. da. *Sistemas de Diagnóstico de Perturbações em Tempo Real Baseados em Metodologias de Inteligência Computacional*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [55] SAMPAIO, L. P. C. B. *A Manutenção e a Era da Experiência: Diferencial Competitivo e Raro*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [56] MEDEIROS, N. R. A. de; SOUZA, A. J. T. de. *A Gestão da Otimização da Manutenção*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [57] SALLES, G. M. O.; SOARES, J. C.; RIGONI, E.; MARIN, M. A.; NOGAROLLI, O.; SOUZA, M. S. de. *Desenvolvimento de Soluções para o Gerenciamento da Manutenção dos Ativos da COPEL – Um Estudo de Caso: Módulo de Ensaios para Óleo Isolante*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [58] MOREIRA, M. P.; DUPONT, C. J. *Utilização do Processo MCC e da Metodologia F-Promothee para a Priorização dos Modos de Falhas em Transformadores de Potências*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [59] FATTORI, I. M.; ALCÂNATRA, C. C. de; MARIANO, C. A. S.; ODA, P. R. D.; FERNANDES, F. C. *Uma Solução Técnica e Inovadora de Sucesso Aplicada na Manutenção de Disjuntores de Alta Tensão na UHE de Jupiá*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [60] ARAÚJO, D. C. P.; ALVES, M. E. G. *Sistema de Monitoração de Disjuntores da Se Rio Verde – Uma Análise da Funcionalidade de Alta Tensão*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [61] NASCIMENTO, R. D. do; WEYH, C. H.; MEDEIRO, G. B.; CAMARGO, J. M. *Sistema de Monitoramento, Detecção e Diagnóstico de Falhas Aplicado a Disjuntores de Alta Tensão*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [62] TEIVE, R. C. G.; LANGE, T.; LUCIO, J. C. M.; COELHO, J.; BACHMANN, J.; ARGENTON, P. A.; COSTA, E. S. *Definição de Zonas Críticas de Manutenção Utilizando Sistemas Especialistas Probabilísticos e Teoria Multi-Critério*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [63] PAREDES, A. E. R. O.; PAVÓN, J.; VIANA, S.; GEYMAYR, J. B. *Gestão da Manutenção em Ambientes Virtuais Tridimensionais*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [64] GOMES, J. L. O.; ALVES, I. C.; MACHADO, C. M. C. *Elaboração de Critérios e Metodologias para Dimensionamento Ideal da Quantidade de Equipamentos da Reserva Técnica Imobilizada de Subestações*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [65] SCHMITT, M. *Aplicação da Metodologia Six Sigma na Redução do Tempo de Reaparo de IES'S de Proteção e Controle*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [66] SILVA, A. C. M. e. *Modelo de Decisão para o Planejamento de Inspeções Baseado em Parâmetros de Degradiação*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [67] MOUTINHO, M. N. *Resultados Experimentais em Técnicas de Manutenção Preditiva Baseadas em Lógica Fuzzy*.
- [68] FEHLBERG, R. P.; DURIGUETTO, C. S.; CARVALHO, F. T. de; PEIXOTO, S. *Aplicação de Rede Wireless para Sistema de Monitoramento On-Line na Subestação Santo Ângelo da Eletrobras ELETROSUL*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [69] MARIN, M. A.; AGUIAR, R. de. *Avaliação dos Sistemas de Monitoramento dos Gases Dissolvidos no Óleo Isolante*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [70] MELO, A. G. de; AGUIAR, R. de. *Avaliação de Monitoramento da Pressão Interna de Buchas*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.

- [71] MARIN, M. A. *Levantamento de Falhas e Defeitos em Transformadores de Potência e Reatores*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [72] FRANÇA, F. R. R.; SILVA, M. A. F. da. *Diagnóstico de Transformadores por Análise de Vibrações: Discussão da Eficiácia a partir de Fundamentos Metrológicos*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [73] SCAQUETTI, D. E.; SILVEIRA, J. G. G. *Avaliação dos Parâmetros Térmicos e Simulação do Comportamento Térmico em Transformador com Substituição de Óleo Mineral por Óleo Vegetal a Luz de um Modelo Termo-Hidráulico*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [74] TRINDADE, M. B. *Diagnóstico de Transformadores de Potência Utilizando a Técnica de Emissão Acústica*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [75] SANTOS, R.; LOPES, I. J. S.; PAULA, H. de. *Aprimoramento do Diagnóstico de Transformadores de Potência Utilizando a Metodologia SFRA*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [76] GONZALES, C. H.; SILVA, I. N. da. *Sistema Especialista Inteligente para Diagnóstico de Defeitos Elétricos Internos em Transformadores de Transmissão Utilizando Sinais de Emissão Acústica e Análise de Gases*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.

2009(36)

- [77] NASCIMENTO, J. A. S. do; OLIVEIRA, M. J. S.; FRANÇA, G. S.; PEREIRA, O. P.; CARVALHO, I. L. de; BRAGA, P. R. O. *Aperfeiçoamento de Metodologia para Medir a Temperatura de Para-Raios de 69kV a 500kV por Termovisão nas Subestações da ELETRO NORTE*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [78] SANTOS, L. dos; SILVA, R. V. da; MORAIS, M. O. M. F.; BORTONI, E. C. *Tecnologia de Infravermelho e Ultravioleta Aplicadas a Sistemas Elétricos de Alta Tensão*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [79] VIEIRA, G. A. B.; ALVES, C. H. F.; PORTELINHA, F. M. *Detectação de Ponto Quente na Parte Ativa de Equipamentos Elétricos de Alta Tensão a partir do Ruído Ultra Sônico Produzido por Descargas Parciais*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [80] MIRANDA, M. B. *Realidade Virtual na Operação e Manutenção em Subestações e Pchs*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [81] FONTE, R. C. da; ARRUDA, C. K. C.; LISBOA, P. A.; NASCIMENTO, L. F. A.; ZAGHETTO, S. L. *Aplicação Combinada de Modelos de Riscos de Falha de Sistemas Reparáveis e Não Reparáveis para Cálculo da Confiabilidade de Equipamentos*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [82] ALMEIDA, C. A. L. de; CAMINHAS, W. M.; BRAGA, A. P. B.; MARTINS, H. *Diagnósticos Inteligentes de Para-Raios: uma Nova Abordagem*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [83] BACEGA, W. R.; TATIZAWA, H.; KANASHIRO, A. G. *Avaliação de Identificação do Processo de Degradação de Para-Raios de ZnO em Campo*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [84] BECHARA, R.; BRANDÃO, A. F. J. *Identificação dos Principais Tipos de Falhas em Transformadores de Potência*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [85] SOARES, J. C. *Análise das Falhas Ocorridas com Transformadores Elevadores da UheGbm – Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [86] AMORAS, A. J. A.; ARTENCIO, J. P.; ALVES, O. F. N. *Manutenções Especiais em Transformadores de Grande Porte – Inspeções Internas e Revisões nos Transformadores Elevadores DE 13,8/550kV, 2378 Mva Trifásicos da Uhe-Tucuruí*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [87] ASSIS, F. F. de; UETI, E.; SENS, M. A.; SILVA, A. N. da. *Investigações sobre o Enxofre Corrosivo e seus Efeitos sobre as Propriedades Dielétricas do Papel Isolante Utilizado em Equipamentos Elétricos*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [88] GONZALEZ, E. G. C.; SILVA, A. N. da; ASSIS, F. F. de; SILVA, L. A. F. da. *Eficiência da Passivação no Óleo Mineral Isolante Contendo Compostos de Enxofre na Forma Corrosiva*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [89] GADEANO, C.; HOSSRI, J. H.; SILVA, M. M. J. da; MACHADO, A. T. S. *Tratamento para Retirada On-Line de Dibenzildisulfeto (dbds) em Transformadores de Potência com Óleo Mineral Isolante com Enxofre Corrosivo*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [90] MARTINS, A. R.; QUADROS, A. M.; MAYER, N. M.; GOMES, S. B. G. J. *Processo para Remoção de Dbds do Óleo Isolante Utilizando Adsorvente Seletivo a Base de Alumina Ativada*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.

- [91] BENEDET, M. E.; CAVACO, M. A. M.; NOGUEIRA, C. A. A.; COELHO, R. H. *Desenvolvimento de Analisador de Gás Dissolvido em Óleo de Múltiplos Transformadores de Potência com Comunicação Remota Via GPRS*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [92] SCAQUETTI, D. W.; SCARDAZZI, A. F. *Confiabilidade em Sistemas de Monitoramento On-Line de Transformadores*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [93] COSTA, M. A.; MARTINS, A. J. A. L.; ARAÚJO, D. C. P.; ALVES, M. E. G. *Monitoração e Diagnóstico On-Line de Transformador de Potência com Óleo Vegetal*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [94] MARTINS, H. J. A.; VASQUES, C. M.; SANTOS, L. E. D.; FERREIRA, C. F. *Desenvolvimento de um Critério para Avaliação de Transformadores de Potência Através de Resposta Freqüência*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [95] AGUIAR, R. de; MARTINS, C. L. L.; TEIXEIRA, J. A. J. *Análise de Varredura de Resposta em Freqüência em Transformadores: Aplicação no Campo*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [96] PASSOS, A. C.; SESSA, C. di; VASSALO, D. J. *Análise Cromatográfica de Gases Dissolvidos Aplicada aos Óleos Vegetais Isolantes*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [97] QUEIROZ, L. F.; MEDEIROS, W. M. *A Experiência de Eletronorte com o Sistema de Análise e Diagnóstico de Equipamentos de Usinas e Subestações da Transmissão*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [98] REBELO, J. A. S.; AZEVEDO, P. R. P.; RIBEIRO, E. C.; CÂNDIDO, T. N. *Multicoletor de Óleo Isolante para Análise Físico Química de Potência*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [99] LOPES, M.; AULAGNIER, F.; CYR, M. *Determinação do Coeficiente de Solubilidade Ostwald em Transformadores de Óleos Modernos*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [100] FARIA, A. A. *Medição e Monitoramento do Serviço de Operação: a Experiência da Uhegbm*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [101] OLIVEIRA, M. E. B. M.; FERRARA, C. A.; JUNIOR, H. J. K.; PEREIRA, J. S. D.; SILVA, J. M. M.; GARROFÉ, P. H. S.; PITTA, R. L. A.; SANTOS, S. B. P. *Experiência de Furnas no Desenvolvimento e Utilização de um Simulador de Treinamento para os Centros de Operação*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2009.
- [102] GOMES, R. R.; ALVEL, J. M. T.; COSTA, M. R.; PEREIRA, L. A. C. *Definição de um Ambiente de Estudos para Operadores do Tempo-Real*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [103] FRAGA, I. B.; MIYAGI, A. M.; PERES, C. R.; LUNES, G. V. *Plano de Manutenção: Certificação de Subestações Recomissionamento de Subestações em Operação*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [104] MARQUES, M. M. S.; PINTO, A. M. C.; GONÇALVES, G. L.; QUEIROZ, L. F.; COELHO, R. S. *Idecision – Sistema Inteligente de Tomada de Decisão em Manutenção Preditiva*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [105] FILHO, J. S.; PISA, L. F.; PENSIN, M. A. *Implementação de Treinamento Estruturado para a Área de Manutenção de Itaipu Binacional, Considerando o Impacto da Inovação Tecnológica e da Renovação do Quadro de Pessoal*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [106] CARNEIRO, J. C.; MURER, V.; NASCIMENTO, A. P. *Gestão de Processos de Reparos Globais em Equipamentos Elétricos de Alta Tensão de Subestações*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [107] MUNIZ, J. *Desenvolvimento de Sensor Infravermelho para Detecção On-Line de Gases Dissolvidos em Óleo Isolante de Transformadores*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [108] GOMES, H. M. *Coletor de Amostra de Óleo em Equipamentos de Subestações para Análise Cromatográfica*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [109] ALVES, I. C.; JESUS, D. F.; GOMES, J. L. O. *Determinação de Metodologia para Seleção e Classificação de Equipamentos de Manobra de Subestações de Alta Tensão como Equipamentos de Baixo Desempenho ou Obsoletos*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [110] WALTRICH, S.; TONDELLO, C. J. *O Processo de Manutenção Centrada em Confabilidade (MCC) como Prática Potencial de Gestão do Conhecimento*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [111] GOMES, J. L. O.; MOURA, L. M.; ALVES, I. C.; JESUS, D. F. *Diagnóstico de Manutenção para Substituição de Equipamentos de Subestações*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [112] WALTRICH, S.; ORTH, L. *Índice de Repetição de Defeitos em Equipamentos como Alternativa ao Indicador de Taxa de Falhas*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2009.

2005 (24)

- [113] JUNIOR, G. C. *Sistema Especialista de Ensaio de Oscilografia em Disjuntores de Alta Tensão*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.

- [114] ZATTA, M. A. *Monitoramento On-Line de Gases Dissolvidos em Óleo Isolante de Transformadores*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [115] BARROS, V. N. A. *Diagnóstico de Estado de Transformadores, através da Cromatografia e com o Uso de Redes Neurais*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [116] MIRANDA, V. *Diagnóstico de Falhas Incipientes em Transformadores de Potência: Melhorando a Norma IEC 60599 com Regras Descobertas em Redes Neurais*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [117] ABREU, G. A. F. *Novo Método Híbrido de Diagnóstico de Falhas em Transformadores de Potência com Aplicação de Redes Neurais Artificiais*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [118] SOARES, J. C. *Desenvolvimento de Sistema de Monitoração Integrado para Transformadores de Potência: Experiência da COPEL e LACTEC*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [119] DUPONT, C. J. *Integração de Análise de Defeitos para Transformadores de Potência*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [120] MORAES, M. F. *A Experiência da EletroNorte na Especificação dos Requisitos Mecânicos nos Projetos de Transformadores e Reatores Imersos em Óleo Isolante*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [121] CARNEIRO, J. C. *Política de Renovação de Para-Raios de Alta Tensão em Carboneto de Silício Existentes nas Subestações de Sistemas Elétricos: uma Nova Visão Técnica Econômica*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [122] GARCEZ, J. N. *Monitoramento e Diagnóstico de Falhas Incipientes em Disjuntores Usando Transformada Wavelet e Inteligência Computacional*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [123] SILVA, M. S. *Sistema de Monitoramento On-Line de Disjuntores em Serviço*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [124] KOBAYASHI, T. *Monitoramento de Disjuntores SIEMENS 3AT5/3AT2*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [125] FILHO, J. G. R. *Solubilidade do Ar em SF₆ Fase Líquida Versus Temperatura, e sua Aplicação para Purificação do SF₆*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [126] JUNIOR, A. S. *Monitoramento de Para-Raios de Óxido de Zinco: Abordagem Geral sobre o Tema e Descrição de um Caso-Estudo*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [127] SOUZA, A. F. *Sistema para Monitoração da Operação de Chaves Seccionadoras de Alta Tensão Baseado na Análise das Correntes do Motor de Açãoamento*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [128] VOLSKIS, H. A. R. *Experiência do ONS em Simuladores de Treinamento no Centro Nacional – CNOS e no Centro Regional Sul - COSR-S*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [129] NETO, J. Q. A. *Unidade Geradora Virtual para Treinamento de Operadores e Auxílio à Manutenção*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [130] JUNIOR, G. J. R. *Sistema Phoneix: Gestão da Manutenção e Operação de Equipamentos de Subestações*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [131] RAPOSO, J. L. O. *Manutenção Centrada em Confiabilidade Aplicada a Sistemas Elétricos: uma Proposta para Uso de Análise de Risco no Diagrama de Decisão*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [132] AZEVEDO, H. R. T. *Gestão de Conhecimento Aplicada à Manutenção Preditiva de Equipamentos*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [133] GRIMONI, J. A. B. *Ambiente de Simulação Virtual para Capacitação e Treinamento na Manutenção de Disjuntores de Subestações de Energia Elétrica*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [134] NETO, J. R. B. *RiskProfiling: A Experiência da CHESF em Gerenciamento de Riscos de Subestações*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [135] TRINDADE, E. M. *Desenvolvimento e Validação de Técnica para Manutenção Preditiva do Papel Isolante em Transformadores de Potência*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [136] GOMES, J. L. O. *Banco de Dados Único para as Áreas de Operação e Manutenção: uma Experiência Implantada na CEMIG*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.

2003 (13)

- [137] ALTWEGG, J. C. P. *Implementação de Novas Ferramentas de Monitoramento e Otimização de Manutenção através do Uso de Tecnologia Baseada na Internet*, XVII SNPTEE, Uberlândia, MG, 2003.
- [138] MOTTA, O. J. M. *Sistema de Monitoramento para Equipamentos de Subestações e Energia Elétrica*, XVII SNPTEE, Uberlândia, MG, 2003.

- [139] MARTINS, A. J. A. L. *Monitoramento e Controle On-Line de Equipamentos de Subestações*, XVII SNP-TEE, Uberlândia, MG, 2003.
- [140] FONTE, R. C. *Sistema para Previsão de Elevação de Temperatura em Transformadores de Potência Utilizando Redes Neurais*, XVII SNPTEE, Uberlândia, MG, 2003.
- [141] DUPONT, C. J. *Diagnóstico do Estado de Disjuntores de Alta Tensão através das Técnicas de Emissão Acústica*, XVII SNPTEE, Uberlândia, MG, 2003.
- [142] NUNES, E. L. *Reflexões sobre a Ética na Gestão da Manutenção com Foco na Manutenção Centrada em Confiabilidade – MCC*, XVII SNPTEE, Uberlândia, MG, 2003.
- [143] GONTIJO, G. M. *Falha de Para-Raios de ZnO de 500kV no Sistema Cemig*, XVII SNPTEE, Uberlândia, MG, 2003.
- [144] NUNES, J. L. *A Influência dos Sistemas de Preservação no Envelhecimento do Óleo Isolante/Papel em Transformadores de Potência*, XVII SNPTEE, Uberlândia, MG, 2003.
- [145] SIQUEIRA, I. P. *Otimização da Freqüência da Manutenção Centrada na Confiabilidade*, XVII SNP-TEE, Uberlândia, MG, 2003.
- [146] KHOURI, J. H. H. E. *Curva de Capabilidade: Monitoração em Tempo Real do Ponto de Operação*, XVII SNPTEE, Uberlândia, MG, 2003.
- [147] KHOURI, J. H. H. E. *Sistema Especialista de Tempo Real Integrado ao SCADA/SEM de Itaipu*, XVII SNPTEE, Uberlândia, MG, 2003.
- [148] AGUIAR, R. *Critérios de Manutenção dos Sistemas Anti-Incêndio para Transformadores de Potência*, XVII SNPTEE, Uberlândia, MG, 2003.
- [149] SIQUEIRA, I. P. *Otimização da Freqüência da Manutenção Centrada na Confiabilidade*, XVII SNP-TEE, Uberlândia, MG, 2003.

IEEE

2012 (2)

- [150] INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES (IGST). *New Technologies for Transmission Maintenance and Asset Management*, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT). IEEE, 2012.
- [151] GE, H.; ASGARPOOR, S. *Reliability and Maintainability Improvement of Substation With Aging Infrastructure*, IEEE Transactions on Power Delivery. IEEE, 2012.

2011 (5)

- [152] TANG, G. Q. *Smart Grid Management & Visualization: Smart Power Management System*, 8th International Conference & Expo on Emerging Technologies for a smarter world (CEWIT). IEEE, 2011.
- [153] GE, H.; ASGARPOOR, S.; HOU, J. *Aging Equipment Maintainability Assessment for Management of Critical Utility Assets*, IEEE Power and Energy Society General Meeting. IEEE, 2011.
- [154] GAVRILOVS, G. *Technical Condition Asset Management of Power Transformers*, IEEE PES International Conference and Exhibition in Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe). IEEE, 2011.
- [155] JINYU, W.; WANXING, S.; QIPENG, S.; HONGLEI, Y. *An Integrated 35kV Smart Substation Design Scheme*, International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP). IEEE, 2011.
- [156] ITO, H.; KOHYAMA, H.; YOSHIDA, D.; MINAGAWA, T. *Compact Switching Technologies, State-of-art and Future Trends*, 1st International Conference on Electric Power Equipment – Switching Technology (ICEPE-ST). IEEE, 2011.

2010 (12)

- [157] KEZUNOVIC, M.; GUO, C.; GUAN, Y.; GHAVAMI, M. *New Concept and solution for monitoring and control system for the 21st Century Substation*, Conference on Power SYSTEM Technology (POWER-CON). IEEE, 2010.

- [158] MOLDOVEANU, C.; BREZOIANU, V.; VASILE, A.; URSIANO, V.; GONI, F.; RADU, C.; IONITA, I. *Intelligent System For The On-Line Real Time Monitoring of High Voltage Substation*, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe). IEEE, 2010.
- [159] KOWALIK, R.; KOPANSKI, P.; GLIK, K. *Transforme Monitoring System*, Proceeding of the International Symposium Modern Electric Power System. IEEE, 2010.
- [160] RIENDEAU, S.; PICHER, P.; LÉONARD, F.; GAUVIN, M.; BERTRAND, H. *On-Line Monitoring of Transformer Bushings Using a New Decentralized Measurement System*, IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI). IEEE, 2010.
- [161] CHANG, Z.; FANG, Y.; ZHANG, Y.; HU, C. *A Training Simulation System for Substation Equipments Maintenance*, International Conference on Machine Vision and Human-Machine Interface (MVHI). IEEE, 2010.
- [162] HUA, J. *Support System Design for High Voltage Electric Equipment Condition-Based Maintenance of Transformer Substation*, Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). IEEE, 2010.
- [163] MOLDOVEANU, C.; BREZOIANU, V.; VASILE, A.; URSIANU, V.; GONI, F.; RADU, C.; IONITA, I. *Intelligent System For the On-Line Real Time Monitoring of High Voltage Substation*, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe). IEEE, 2010.
- [164] TATIZAWA, H.; BACEGA, W. R.; KANASHIRO, A. G.; BURANI, G. F. *Evaluation at Field of aged 345kV Class ZnO Surge Arresters*, IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. IEEE, 2010.
- [165] YUEXIN, L.; HAOQING, X.; HANWU, L.; NINGXI, S. *Investment-Benefit Analysis and Evaluation Model of Smart Grid*, China International Electricity Distribution (CICED). IEEE, 2010.
- [166] OLIVEIRA, A. M.; COSTA, P. R. F. C. *Electric Diagram Conception of a New Substation BH Centro 2 – Belo Horizonte – Minas Gerais – Brasil*, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA). IEEE, 2010.
- [167] JU, J.; WANG, Y. *Research On-Line Monitoring of Arrester*, China International Conference on Electricity Distribution (CICED). IEEE, 2010.
- [168] GAN, D.; LIU, E.; DU, L.; LIU, Y. *Research and Implementation of On-Line Monitoring Techniques for High Voltage Equipments in Smart Grid*, International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE). IEEE, 2010.

2009 (2)

- [169] KUNMING, Y. *Software Design of a Substation Monitoring System*, International Conference on Computer and Automation Engineering. IEEE, 2009.
- [170] KEZUNOVIC, M. *Substation Automation Research Frontiers*, IEEE/PES Power System Conference and Exposition. IEEE, 2009.

2008 (3)

- [171] TATERA, B. S.; SMITH, H. L. *The Evolution of Monitoring and Controlling in Electric Power Substations*, IEEE Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery os Electrical Energy en the 21st Century. IEEE, 2008.
- [172] JONES, D. *The Costs and Benefits of Condition Monitoring in Substation*, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. IEEE, 2008.
- [173] DUPRAZ, J. P.; JUNG, T.; FICHEUX, A.; MONTILLET, G. F. *Remote Supervision for Intelligent Circuit Breakers and Gas Insulated Substations*, IEEE Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. IEEE, 2008.

2007 (1)

- [174] MOHAMED, R. A. B. S. *Substation Automation Techniques and Future Trends*. 4th International Conference on Innovations in Information Technology. IEEE, 2007.

2006 (1)

- [175] TANG, Z.; ZOU, Y. *Condition Monitoring System for Circuit Breaker Based on Substation Automation System*, Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference. IEEE, 2006.

2002 (1)

- [176] JIA, X.; ZHAO, S.; LI, B.; ZHAO, W. *A New Method of Transient Overvoltage Monitoring for Substation*, International Conference on Power System Technology. IEEE, 2002.

Cigré

2012 (1)

- [177] BOCHENSKI, B.; MOSINSKI, F.; PIOTROWSKI, T.; ANDERS, G. J. *A Computer Program fo Life-Time Management of Power*. Cigré, Paris, França, 2012.

2010 (3)

- [178] OKUBO, H.; IMAGAWA, H.; KOBAYASHI, T. *Aged Transformer Maintenance and Diagnostics with New Methods Usinf Dissolved Gas Analysis in Japan*. Cigré, Paris, França, 2010.
- [179] NEUMANN. C.; RUZEK, B.; SCHORN, C. *Modelling the Effect of Maintenance on Failure Occurrence and Lifetime Management Of High-Voltage Circuit Breakers*. Cigré, Paris, França, 2010.
- [180] ELSHARKAWI, E.; SAID, H.; RAAFAT, A.; ELREFAEI, S.; ELAROUSI, D.; BASYOUNI, M. *Experience of Egypt in Management of Ageing Of High Voltage Substation Equipment*. Cigré, Paris, França, 2010.

2006 (2)

- [181] NAKAHITO,K.; TAKAYAMA, D.; HASEGAWA, Y. *Adavanced Substation Maintenance using Knowledge Database*. Cigré, Paris, França, 2006.

2004 (1)

- [182] NIGRIS, M.; PASSAGLIA, R.; BERTI, R.; BERGONZI, L.; MAGGI, R. *Application of Modern Techniques for the Condition Assessment of Power Transformers*. Cigré, Paris, França, 2004.

Internet

Foram analisados 10 artigos na internet de temas gerais.

2011 (1)

- [183] HENDERSON, S. *Exploring the Benefits of Augmented Reality Documentation for Maintenance and Repair*, IEEE Transactions on Visualization and Computer Graphics, v. 17, n. 10, Oct. 2011.
- [184] GROETELAARS, N. J.; AMORIM, A. L. de. *Tecnologia 3D Laser Scanning: Características, Processos e Ferramentas para Manipulação de Nuvens de Pontos 3D* *Laser Scanning Technology: Characteristics, Processes and Point Cloud Tools*, XV CONGRESO SIGRADÍ, 2011.
- [185] MATTOS, U.; MÁSCULO. F (orgs.). *Higiene e Segurança do Trabalho para a Engenharia de Produção [recurso eletrônico]*. Rio de Janeiro, RJ, Elsevier, ABEPROM, 2011. Formato PDF.

2009 (1)

- [186] GONTIJO, M. G.; FRANCO, E. M.; DINIZ, W. E.; RODRIGUES, T. S.; JÚNIOR, C. G.; LOPES, C. F.; CARDOSO, A. R. *Chave Seccionadora Móvel de 500kV para Serviços em Linha Viva*, Revista CIER n. 55, Brasil, 2009.

2007 (1)

- [187] KIRNER, C.; SISCOUTTO, R. *Realidade Virtual e Aumentada: Conceitos, Projeto e Aplicações*. Editora SBC – Sociedade Brasileira de Computação, Porto Alegre, RS, 2007. *Livro do Pré-Simpósio, IX Symposiumon Virtual andAugmented Reality*, Petrópolis, RJ, 2007.

2006 (1)

- [188] TORI, R.; KIRNER, C.; SISCOUTTO, R. *Livro do Pré-Simpósio. Fundamentos e Tecnologia de Realidade Virtual e Aumentada*. Editora SBC, VIII Symposiumon Virtual Reality. Belém, PA, 2006.
- [189] CASTILLO, E. V.; SIHVENGER, J. C.; SILVA, J. M.; CORONEL, R.; SHYNIA, O. N.; STECANELLA, M. B.; MORA, N. D. *Diagnóstico de la Agresividad del Suelo de los Pies de Torres de la Línea de Transmisión en 220 kV, Acaray-Oviedo*, In: VII Seminário del Sector Eléctrico Paraguayo. ANDE, Assunção, Paraguai, 2006.

2005 (1)

- [190] KIRNER, C.; ZORZAL, E. R. *Aplicações Educacionais em Ambientes Colaborativos Realidade Aumentada*, XVI SBIE2005 – Simpósio Brasileiro de Informática na Educação, UFJF, Juiz de Fora, MG, 2005.

2004 (2)

- [191] ZHOU, Z. et al. (2004) *Interactive Entertainment Systems Using Tangible Cubes*, Australian Workshop on Interactive Entertainment, p. 19-22.
- [192] SANTIN, R.; KIRNER, C.; GARBIN, T. R.; DAINESE, C. A. (2004) *Ações Interativas em Ambientes de Realidade Aumentada com ARToolKit*. Proc. of VII Symposium on Virtual Reality, SP, out. 2004.

2001 (2)

- [193] AZUMA, R. T.; BAILLOT, Y.; BEHRINGER, R.; FEINER, S.; JULIER, S.; MACINTYRE, B. (2001) *Recent Advances in Augmented Reality*, IEEE Computer Graphics and Applications, v. 21, n. 6, p. 34-47.
- [194] BILLINGHURST, M.; KATO, H.; POUPYREV, I. (2001) *The MagicBook - Moving Seamlessly between Reality and Virtuality*, Computer Graphics and Applications. 21(3), p. 2-4.

1995 (1)

- [195] BOMAN, D. K. (1995) *International Survey: Virtual Environment research*, IEEE Computer, 28(6), p. 57-65, jun. 1995.

1994 (1)

- [196] MILGRAM, P.; TAKEMURA, H.; UTSUMI, A.; KISHINO, F. (1994) *Augmented Reality: A Class of Displays on the Reality-Virtuality Continuum*, Telemanipulator and Telepresence Technologies, SPIE, v. 2351, 1994.

CAPÍTULO 19

Materiais Avançados Aplicados a Equipamentos de Alta Tensão

José Alexander Araújo
Thamise Sampaio Vasconcelos Vilela



1. OBJETIVO

Este capítulo apresenta o resultado da prospecção tecnológica realizada com foco no tema *Materiais Avançados Aplicados a Equipamentos de Alta Tensão*.

Palavras-chave: subestação de alta tensão, equipamentos elétricos, materiais avançados, papel isolante, fluido isolante, materiais poliméricos, isolador polimérico, óleos.

2. INTRODUÇÃO

Atualmente, a eletricidade é uma das formas de energia mais utilizada pela humanidade. O uso da tecnologia, a dependência da sociedade moderna ao conforto, a comodidade, praticidade disponibilizada e a susceptibilidade às falhas do sistema elétrico obrigaram o avanço em pesquisas para melhorar a qualidade do serviço prestado. Nesse contexto, o desenvolvimento de materiais avançados para aplicação em equipamentos elétricos de alta tensão vem sendo investigado.

O desenvolvimento de materiais avançados visa proporcionar maior capacidade, maior confiabilidade, durabilidade, economia ou mudança de geometria do equipamento. E no que se refere a esse desenvolvimento, os materiais isolantes têm recebido atenção especial, pois as falhas em equipamentos são causadas, principalmente, pelo desgaste e envelhecimentos desses materiais.

Ao longo da vida útil dos equipamentos, o sistema de isolamento é sujeito a processos de desgaste e envelhecimento, devido aos diferentes tipos de ocorrências e perturbações a que são submetidos durante a operação. Efeitos de fadiga térmica, química, elétrica e mecânica, que provocam aparecimento de pontos quentes, sobreaquecimentos, alta tensão e vibrações acabam resultando em significativas alterações tanto no papel isolante, como no óleo.

Neste tema, as principais inovações estão associadas ao uso de óleos vegetais, ao invés de óleos minerais, e ao desenvolvimento do papel isolante (*Nomex®* e *kraft*, por exemplo) mais resistente ao óleo.

Como o papel não regenera, ele é, praticamente, o elemento responsável pela definição da vida útil do transformador, diferente do óleo que pode ser tratado, regenerado e reutilizado. Neste sentido, as preocupações estão relacionadas ao desenvolvimento de diferentes técnicas de análise e de fabricação dos materiais constituintes do papel isolante para obtê-los com maior qualidade a fim de suportar as diversas solicitações a que estão sujeitos.

Outro tema de interesse neste contexto é o estabelecimento de aplicativos e instrumentos objetivando o diagnóstico de forma rápida, direta ou indiretamente, dos processos degenerativos envolvidos, facilitando a manutenção preventiva dos equipamentos.

3. PESQUISAS REALIZADAS

Além de outras fontes de pesquisa, para este tema foram analisados 40 trabalhos referentes ao programa de P&D da Aneel, SNPTEE e IEEE, a seguir indicados:

Programa de P&D da Aneel

Foram analisados 11 programas de P&D dos últimos anos, da seguinte forma:

Ano de início do projeto de pesquisa:

2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
-	1	-	3	1	3	3	-	-	-	-	-

Participaram destas pesquisas oito empresas proponentes e 10 entidades executoras, apresentadas a seguir:

Empresas Proponentes:

- Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig (2)¹.
- Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL (2).
- Investco S/A – IVESTCO (2).
- Companhia Energética do Ceará – Coelce (2).
- Bandeirante Energia S/A – Bandeirantes (1).
- Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A – Eletropaulo (1).
- Copel Distribuição – Copel – Dis (1).
- Companhia Energética de Pernambuco – Celpe (1).

Entidades Executoras:

- Universidade Estadual de Campinas – Unicamp(2).
- Fundação Núcleo de Tecnologia Industrial – Nutec (2).
- Quantum Tecnologia e Inovação – Quantum (2).
- Centro de Gestão de Tecnologia e Inovação – CGTI (2)
- MGM Consultoria e Diagnóstico em Equipamentos – MGM (2).
- Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG (2).
- Universidade Federal de Campina Grande – UFCG (1).
- Instituto de Pesquisa para o Desenvolvimento – Lactec (1).
- Bassetto Tecnologia e Inovações – BTI (1).
- Centro de Pesquisas e Desenvolvimento em Telecomunicações – CPqD (1).

A tabela e o gráfico a seguir relatam os investimentos em projetos P&D entre os anos de 2001 e 2012.

¹ Os números entre parênteses representam a quantidade de projetos executados por cada empresa proponente e executora.

O valor total de recursos aplicados neste período foi de cerca de R\$ 11.120.000,00. O ano de 2004 foi o de maior investimento com cerca de R\$ 4.820.000,00. Estes investimentos foram levantados a partir dos projetos de P&D apresentados na página da Aneel na Internet (www.aneel.gov.br)

Tabela 1 – Investimentos em P&D

Ano de início	Investimento (R\$)
2001	–
2002	833.520,00
2003	–
2004	4.821.083,92
2005	643.600,00
2006	1.535.291,00
2007	3.365.948,88
2008	–
2009	–
2010	–
2011	–
2012	–
Total	11.199.443,80

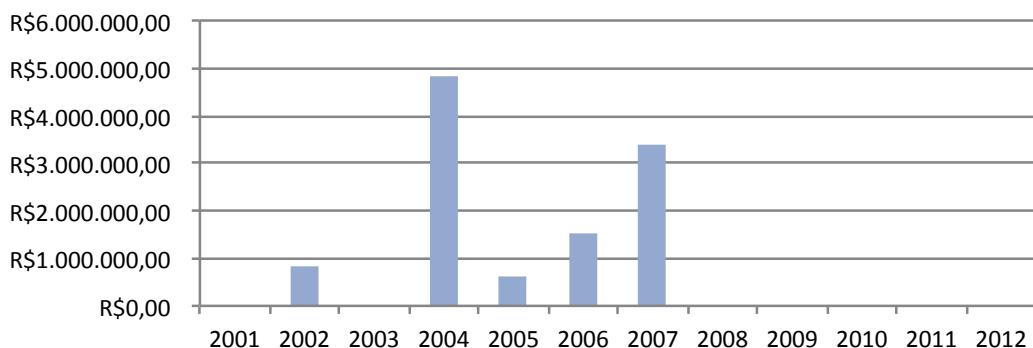


Figura 1 – Distribuição Anual dos Investimentos em P&D – Materiais avançados

Seminário Nacional de Produção e Transmissão e Energia Elétrica – SNPTEE

Foram analisados 23 informes técnicos apresentados no SNPTEE, da seguinte forma:

Ano de realização do Seminário – Anos Ímpares:

2003	2005	2007	2009	2011
1	3	4	10	5

Empresas representadas

- Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte (3)².
- Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento – Lactec (3).
- Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig (2).
- Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (1).
- Itaipu Binacional (1).
- Copel Transmissão S.A. (1).
- Companhia Paulista de Força e Luz (1).
- Eletrosul – Centrais Elétricas S.A. (1).
- Universidade Federal de Santa Catarina (1).
- Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – Cepel (1).
- Siemens (1).
- WEG Brasil (1).
- MGM Construções Elétricas Ltda.(1).
- Balestro (1).
- Centro Federal de Educação Tecnológica do Rio Grande do Sul – Cefet/RS (1).
- Morgan Schaffer Systems (1).
- Zeon Energia Elétrica Ltda. (1).
- Cooper Power Systems (1).

Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE

Foram analisados cinco informes técnicos apresentados em diversas conferências e encontros promovidos pelo IEEE ao longo dos últimos anos, da seguinte forma:

Ano de publicação:

2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
–	–	–	2	1	1	–	1	–

4. MATERIAIS AVANÇADOS

A indústria realiza, de forma permanente, pesquisas voltadas para análise de materiais avançados que possuem potencial estratégico a serem transformados em novos produtos ou mesmo fornecerem subsídios para o aprimoramento dos produtos existentes.

A engenharia de materiais atua de forma multidisciplinar na busca de aplicações nos mais diferentes campos: energia, eletrônica, meio ambiente, saúde, segurança pública, setor espacial etc.

No setor de energia, a aplicação de materiais avançados tem sido realizada de forma contínua na distribuição, transmissão e geração. Os fabricantes de equipamentos

² Os números entre parênteses representam a quantidade de projetos executados por cada empresa proponente e executora.

neste processo de aprimoramento visam essencialmente manter a sua competitividade no mercado através da redução de custos, atendimento da legislação ambiental cada vez mais exigente, aumento dos índices de confiabilidade e redução dos tempos de reparos e/ou paradas para manutenção. Enfatiza-se a importância destes dois últimos itens, considerando o atual modelo de concessão de empreendimento de transmissão onde o agente é fortemente penalizado pela indisponibilidade do ativo (Parcela Variável – PV), principalmente para paradas não programadas.

Além destes itens, os materiais avançados podem ainda contribuir para aumentar a vida útil dos equipamentos, melhorar a operação em condições emergenciais, reduzir as perdas ôhmicas, auxiliar na compactação das subestações, aprimorar os isolamentos etc.

Na área de geração de energia, os seguintes itens têm sido destacados como mais promissores objetivando futuros investimentos: desenvolvimento de ligas especiais (resistente à radiação, corrosão, altas temperaturas etc.), desenvolvimento de materiais cerâmicos estruturais para revestimento de proteção a ambientes corrosivos e altas temperaturas, cerâmicas elétricas com propriedade de condução iônica, eletrônica e mista (condução iônica e eletrônica), materiais refratários, compósitos estruturais reforçados com fibras, supercondutores etc. Na área de transmissão, especialmente para os equipamentos de alta tensão, muitos destes desenvolvimentos também poderão ser aproveitados [41].

Com relação às ligas metálicas, pode-se citar: os metais amorfos e os metais com memória. Os metais amorfos são ligas metálicas construídas sem estrutura cristalográfica que possuem propriedades semelhantes ao aço e ao vidro e apresentam reduzida perda magnética. Para esta liga, visualiza-se como principal aplicação o transformador de distribuição. Os metais com memória são ligas metálicas que possuem superelasticidade e capacidade para memorizar a forma, com aplicações prováveis em conectores e disjuntores, amortecedores para linhas de transmissão e retracionadores de cabos para manter a catenária constante, mesmo com a variação de temperatura.

Os materiais compostos são sistemas constituídos por um ou mais materiais diferentes. No setor elétrico pode-se citar a fibra de vidro e a fibra de carbono, que apresentam vantagens de leveza, alta resistência e excelente isolante.

Quando a supercondutividade em metais foi descoberta, ela só podia ser alcançada à temperatura muito baixa (-269°C), entretanto, em 1986, verificou-se que esta supercondutividade também poderia ocorrer em outros níveis de temperatura (-173 °C). Esta descoberta vem permitindo o desenvolvimento de diversas inovações, como, por exemplo, dispositivos limitadores de corrente de curto-circuito. Nesta aplicação, o dispositivo apresenta impedância zero durante operação normal e rapidamente eleva este valor durante ocorrência de curtos-circuitos na rede, limitando o valor de corrente a valores compatíveis com os equipamentos existentes.

Os semicondutores instalados aos dispositivos de eletrônica de potência vêm sendo aplicados com sucesso nos equipamentos FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*).

Os materiais optoeletrônicos que permitem a conversão de sinais ópticos para sinais elétricos vêm sendo aplicados em transformadores de instrumento [46].

Para os fabricantes, é de capital importância o estudo do comportamento destes materiais submetidos às condições normais e anormais de operação dos equipamentos,

considerando as diversas condições ambientais no local da sua instalação. Os fenômenos dielétricos devem ser estudados e interpretados, os ensaios devem ser adequadamente especificados. Todos estes cuidados devem ser tomados antes de aplicação de um novo material num equipamento.

Neste sentido as novas tecnologias laboratoriais estão ajudando a entender melhor os materiais atuais, os processos de degradação e envelhecimento, os efeitos dos diversos impactos térmicos, elétricos, mecânicos e químicos sobre os materiais, principalmente sobre os materiais isolantes: papel, óleo, gás [43].

A prospecção bibliográfica objetivando a identificação de materiais avançados e as suas possíveis aplicações é uma tarefa de difícil realização, tendo em vista que estas informações são estratégicas para os fabricantes e dificilmente são publicadas na literatura técnica, em geral, antes do devido registro de patente [45].

Pode-se, entretanto, apresentar alguns aspectos de inovações que estão sendo analisadas para o papel e óleo dos transformadores de potência.

Nos transformadores, os principais componentes – núcleo, enrolamentos e isolamentos – praticamente mantiveram a mesma configuração ao longo do tempo. No entanto, as tensões e potências aumentaram muito, em relação ao tamanho e peso, mas garantindo por outro lado, relativamente, menores perdas e menores níveis de ruído. Tudo isso foi obtido não só com a aplicação de materiais avançados, mas também com melhoria nos projetos e desenvolvimento de sofisticadas ferramentas fabris.

Com relação ao núcleo, sucessivos aprimoramentos foram alcançados na redução da espessura das chapas, na melhoria do grão e orientação do aço, polimento da superfície, na distribuição do campo magnético e na otimização do formato e configuração do arranjo das lâminas principalmente nas quinas.

Esforços estão sendo feitos para a utilização de metais amorfos que, até o momento, só têm apresentado vantagens para alguns tipos de transformadores de distribuição.

Comparado com o núcleo, o aprimoramento dos materiais utilizados para os enrolamentos tem sido apenas marginal, embora se possa indicar o uso de condutores continuamente transpostos. Por outro lado, no futuro, a aplicação de materiais supercondutores de alta temperatura pode provocar uma ruptura tecnológica para os transformadores.

Para os isolamentos a aplicação está ligada aos óleos vegetais e papéis isolantes, indicados com maiores detalhes a seguir:

Papel Isolante

O isolamento sólido de um transformador é comumente constituído por papel isolante do tipo *kraft*. Atualmente, existem alguns tipos diferentes de papel isolante disponíveis no mercado, sendo mais utilizadas as versões convencional e termoestabilizada, usada quando é desejada resistência a altas temperaturas. O papel definido como termoestabilizado passa por um processo de estabilização térmica, que envolve reações de cianoetilização ou acetilação e adição de produtos estabilizantes, como a ureia, melanina, diacianodiamida e poliacrilamida [44].

O papel isolante é formado por longas fibras cujo principal constituinte é a celulose, proveniente de madeira. O *kraft* neutro, que é isento de metais e de outros materiais condutores de eletricidade, caracteriza-se por apresentar elevada resistência mecânica e elétrica. A sua escolha foi estabelecida universalmente em função de alguns parâmetros como, por exemplo, o seu baixo custo e fácil obtenção, além de suas boas propriedades elétricas e mecânicas quando imerso no óleo isolante. Por estar imerso em óleo isolante, alguns fatores como temperatura de trabalho, presença de umidade, presença de oxigênio, ácidos e peróxidos contribuem para o seu envelhecimento (envelhecimento térmico, oxidativo ou hidrolítico).

O papel *kraft* envolve os enrolamentos ou são utilizados na forma de espaçadores e tubos de alta densidade, promovendo o isolamento entre os níveis de tensão e fases. Nas buchas cerâmicas capacitivas e não capacitivas de alta tensão, é usado papel impregnado com óleo ou resina. Nas buchas de menores tensões podem ser utilizados materiais cerâmicos ou poliméricos [47].

Uma forma de melhorar o desenvolvimento do papel é o uso da aramida, um material polimérico especial com propriedades químicas e elétricas especiais, possibilitando um avanço considerável na reforma e no uso dos transformadores de potência.

A aramida possui características bastante superiores às da celulose, material comumente utilizado na fabricação de isolantes sólidos. Sua rigidez dielétrica é mais elevada que a da celulose, ela resiste a temperaturas significativamente maiores, não absorve água, não propaga chamas e praticamente não se degrada sob temperatura mais elevadas [44].

Considerando que a celulose é o parâmetro mais frágil de um transformador de potência, a substituição desta pela aramida possibilita que o transformador opere, sem maiores consequências, em uma temperatura maior, de modo que a densidade de potência no transformador aumente significativamente. O papel que utiliza essa aramida é conhecido como *Nomex®*, que pode suportar temperaturas da ordem de 180 a 200°C.

As vantagens dos papéis *Nomex®* incluem [40]:

- Inerente rigidez dielétrica.
- Resistência mecânica.
- Estabilidade térmica.
- Compatibilidade química.
- Resistência à chama.
- Insensibilidade a umidade.
- Capacidade criogênica.
- Resistência à radiação.
- Formulação não tóxica.

Óleos Isolantes

O óleo isolante em transformadores tem como função garantir o isolamento elétrico entre as partes energizadas e permitir a refrigeração interna das partes por transferência de calor, substituindo o possível ar existente entre essas partes, o que proporciona alta rigidez dielétrica e baixa condutividade.

Os meios isolantes comumente usados em equipamentos elétricos podem ser gassosos (ar, hexafluoreto de enxofre ou vácuo), líquidos (óleos isolantes e silicone), e sólidos (resinas epóxi ou fibra de vidro). O óleo mineral isolante (OMI), utilizado em transformadores desde 1890, continua sendo o dielétrico líquido mais utilizado em transformadores em associação com o papel isolante [44]. No entanto, a substituição dos óleos isolantes minerais por fluidos de origem vegetal em transformadores de potência tem despertado um alto grau de interesse nos últimos anos. Isso se deve a diversos fatores como o elevado ponto de fulgor, a alta solubilidade de água, que pode permitir que o papel isolante se mantenha mais seco, e a não toxicidade e biodegradabilidade, que o tornam atrativo do ponto de vista ambiental, dentre outras características [42].

O OMI é uma mistura complexa de hidrocarbonetos de base parafínica, naftênica e aromática, obtido a partir do refino do petróleo a uma temperatura entre 300 e 400°C, com ampla utilização comercial. A sua principal utilização é como fluido isolante em equipamentos elétricos em transformadores e capacitores devido às características de boa condutividade térmica, alto ponto de fulgor, baixa toxicidade e biodegradabilidade, baixo custo para produção em larga escala, alta capacidade de regeneração e com boas características para manutenção [44].

Os parâmetros típicos do OMI que o caracterizam como um fluido de alta resistividade volumétrica, rigidez dielétrica e compatibilidade, baixa viscosidade cinemática e perda dielétrica, além de estabilidade regular e baixo ponto de fulgor, portanto ideal para o uso desejado.

Durante a operação do equipamento, o OMI envelhece e mudanças ocorrem em suas propriedades físicas, químicas e elétricas. Com isso, ocorre:

- Deterioração das propriedades isolantes do óleo.
- Aceleração do processo de degradação da celulose.
- Formação de borra (material que se deposita na parte ativa dos transformadores, dificultando a transferência de calor).

Os OMIs apresentam reação de oxidação durante sua operação normal em transformadores, e os procedimentos de manutenção devem levar em conta esta característica. E, a fim de estender a vida útil dos óleos minerais, inibidores de oxidação podem ser adicionados a estes.

Como o uso do óleo mineral isolante gera alguns problemas, tais como a limitação de carregamento de transformadores na ponta de carga, corrosão de metais por enxofre corrosivo, explosão, incêndio e contaminação ambiental, desenvolveu-se o uso do óleo vegetal isolante em equipamentos elétricos de subestações como uma alternativa.

Os óleos vegetais são compostos orgânicos à base de ésteres, produtos agrícolas naturais ou sintetizados quimicamente por precursores orgânicos. Eles são obtidos a partir de grãos, como sementes de girassol e soja.

O óleo vegetal isolante começou a ser usado em transformadores e reatores por ter algumas características superiores ao óleo mineral isolante, tais como baixo impacto ambiental, menor risco de incêndio, maior resistência à coqueificação, maior capacidade de sobre-carga e o aumento de vida útil do equipamento. O OVI tolera mais água que o óleo mineral.

Apesar de esses fluidos possuírem características biodegradáveis e renováveis sendo denominados de fluidos ecologicamente corretos, a utilização dos fluidos à base de óleo vegetal no setor elétrico é limitada por vários fatores, sendo os principais o custo, a insuficiência de conhecimento técnico quanto ao seu desempenho em campo e a indefinição de critérios para acompanhamento deste desempenho (manutenção preditiva).

Os equipamentos isolados com óleos vegetais apresentaram maior elevação de temperatura dos enrolamentos e, portanto, requerem a adoção de critérios de projeto específicos para sua refrigeração.

Os fluidos dielétricos baseados em éster sintético possuem boas características dielétricas e são mais biodegradáveis do que os óleos minerais baseados em hidrocarbonetos de alto peso molecular. Além disso, têm excelente estabilidade térmica, boas propriedades em altas temperaturas, ponto de fluidez relativamente alto e rigidez dielectrica e viscosidades similares à formulação com éster natural. Entretanto, apresentam ponto de combustão mais baixo e taxa de biodegradação mais lenta que o éster natural. Seu alto custo, comparado a outros fluidos resistentes ao fogo, geralmente limita seu uso a subestações móveis, transformadores de tração e outras aplicações especiais [44].

A formulação do óleo vegetal não apresenta nenhuma toxicidade ao ser humano e tem tempo de degradação muito menor do que os óleos minerais. Além disso, os produtos de sua combustão completa são somente gás carbônico e água. O fluido pode ser filtrado, reciclado e facilmente descartável.

O envelhecimento do papel *kraft* em óleo vegetal é muito mais lento do que em óleo mineral convencional. Os principais fatores de degradação do papel *kraft* em transformadores são: temperatura (degradação termocinética) e quantidade de água (degradação termo-hidrolítica). Ésteres naturais podem acomodar uma quantidade maior de água do que os óleos minerais, fazendo com que mais água seja deslocada do papel para o fluido. Esta é uma das características vantajosas dos ésteres naturais utilizados como isolantes, pois há aumento significativo da vida útil do papel e, portanto, o aumento da vida útil do equipamento elétrico.

A utilização do óleo vegetal como meio isolante e refrigerante em transformadores de potência de alta tensão é recente se comparada ao óleo mineral. Desta forma, é necessário o acompanhamento constante de seu desempenho, tanto para prevenir possíveis falhas como para conhecer melhor seu comportamento ao longo do tempo em situações reais de trabalho.

5. REFERÊNCIAS

Programa de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel

2007 (3)

- [1] MAK, J. *Desenvolvimento de Novas Técnicas e Processos para Aperfeiçoamento de Transformadores para Operarem em Situações Frente a Óleos Contendo Enxofre Corrosivo*, Invest Co S/A – Ivestco, Quantum Tecnologia e Inovação – Quantum e MGM Consultoria e Diagnóstico em Equipamentos – MGM, 2007.

- [2] WINKA, V. *Desenvolvimento de Isolador Polimérico Inteligente*, COPEL Distribuição - COPEL-DIS, Instituto de Pesquisa para o Desenvolvimento – Lactec, 2004.
- [3] MAX, J. *Desenvolvimento de Novas Técnicas e Processos para Aperfeiçoamento de Transformadores para Operarem em Situações Frente a Óleos Contendo Enxofre Corrosivo*, Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP, Universidade de São Paulo – USP, 2007.

2006 (3)

- [4] MONTENEGRO, I. N. S. *Corrosão e Degradação Atmosférica dos Materiais Elétricos - Fase IV*, Companhia Energética do Ceará – COELCE, Fundação Núcleo de Tecnologia Industrial - Nutec, 2006.
- [5] VISACRO, S. *Investigação no Comportamento de Materiais Poliméricos para Fins de Aplicação em Sistemas Elétricos de Potência*, Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG, 2006.
- [6] ANGELINI, J. M. G. *Estudo para Avaliação da Degradação da Vida Útil de Isoladores Poliméricos através de Sensor por Corrente de Fuga Técnicas não Invasivas e Experimentação Laboratorial*, Companhia Energética de Pernambuco – CELPE, Centro de Pesquisas e Desenvolvimento em Telecomunicações – CPQD e Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, 2006.

2005 (1)

- [7] MONTENEGRO, I. N. S. *Corrosão e Degradação Atmosférica dos Materiais Elétricos - Fase III*, Companhia Energética do Ceará – COELCE, Fundação Núcleo de Tecnologia Industrial – Nutec, 2005.

2004(3)

- [8] GONÇALVES, R. *Inspecção de Materiais e Estruturas da Rede por Meio de Ultra-Som*, Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL – Paulista. Universidade de Campinas – Unicamp e Molise Engenharia S/C Ltda., 2004.
- [9] BASSETTO, A. *Estudo para Determinação de Pontos de Amostragem de Papéis Isolantes de Avaliação de Correlações entre Derivados de Furanos para Manutenção Preditiva de Transformadores de Potência do Sistema de Subtransmissão da Eletropaulo*, Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A - Eletropaulo, 2004.
- [10] VISACRO, S. *Investigação no Comportamento de Materiais Poliméricos para Fins de Aplicação em Sistemas Elétricos de Potência*, Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG, 2004.

2002(1)

- [11] BASSETTO, A. *Desenvolvimento de Ferramenta Computacional para Análise de Umidade do Isolamento Sólido de Modo Energizado e da Influência desta na Vida Útil de Transformadores de Potência*, Bandeirante Energia S/A – Bandeirante, Bassetto Tecnologia e Inovação – BTI, 2002.

Seminário Nacional da Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE

2011 (5)

- [12] MARCHESAN, T. B. *Transformadores de Potência em Óleo Vegetal Isolante: Perspectiva de Projeto e Fabricação*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [13] SCAQUETTI, D. E.; SILVEIRA, J. G. G. *Avaliação dos Parâmetros Térmicos e Simulação do Comportamento Térmico em Transformador com Substituição de Óleo Mineral por Óleo Vegetal a Luz de um Modelo Termo-Hidráulico*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [14] CONSTANTINO, D. Z.; MARTINS, M. *Aplicação de Óleo Vegetal Isolante para Aumento da Vida Útil e Potência dos Transformadores*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.

- [15] WILHELM, H. M.; GALDEANO, C. A.; SILVA, M. M. J. da; SANTOS, L. A. C. dos; CABRINO, A.; FERNANDES, P. O. *Avaliação da Extensão da Vida Útil do Papel Kraft Isolante em Ésteres Naturais (Óleo Vegetal Isolante)*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [16] CORRAL, R. H.; JESUS, R. C. de; BRITO, S. L. M.; DELLALLIBERA, A. A.; ANDERSON, P. R.; OLIVEIRA, R. B. de. *Avaliação de Isoladores Naturalmente Envelhecidos: Caracterização de Isoladores Poliméricos de Alta Tensão com mais de 5 Anos de Serviço em Ambientes Agressivos*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.

2009(8)

- [17] GONZALEZ, E. G. C.; SILVA, A. N. da; ASSIS, F. F. de; SILVA, L. A. F. da. *Eficiência da Passivação no Óleo Mineral Isolante Contendo Compostos de Enxofre na Forma Corrosiva*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [18] GADEANO, C.; HOSSRI, J. H.; SILVA, M. M. J. da; MACHADO, A. T. S. *Tratamento para Retirada On-Line de Dibenzildisulfeto (DBDS) em Transformadores de Potência com Óleo Mineral Isolante com Enxofre Corrosivo*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [19] MARTINS, A. R.; QUADROS, A. M.; MAYER, N. M.; GOMES, S. B. G. J. *Processo para Remoção de DBDS do Óleo Isolante Utilizando Adsorvente Seletivo a Base de Alumina Ativada*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [20] BENEDET, M. E.; CAVACO, M. A. M.; NOGUEIRA, C. A. A.; COELHO, R. H. *Desenvolvimento de Analisador de Gás Dissolvido em Óleo de Múltiplos Transformadores de Potência com Comunicação Remota Via GPRS*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [21] PASSOS, A. C.; SESSA, C. di; VASSALO, D. J. *Análise Cromatográfica de Gases Dissolvidos Aplicada aos Óleos Vegetais Isolantes*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [22] WILHEM, H. M.; TULIO, L. *Normatização do Óleo Vegetal Isolante no Brasil*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [23] REBELO, J. A. S.; AZEVEDO, P. R. P.; RIBEIRO, E. C.; CÂNDIDO, T. N. *Multicoletor de Óleo Isolante para Análise Físico Química para Transformador de Potência*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [24] LOPES, M.; AULAGNIER, F.; CYR, M. *Determinação do Coeficiente de Solubilidade Ostwald em Transformadores de Óleos Modernos*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.

2007(4)

- [25] GALDEANO, C. A.; NUNES, J. L. J. *Os Novos Parâmetros de Avaliação da Qualidade do Óleo Mineral Isolante em Serviço Trazidos pela Recente Revisão da NBR 10576/06 – Óleo Mineral Isolante de Equipamentos Elétricos – Diretrizes para Supervisão e Manutenção*, XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, RJ, 2007.
- [26] NUNES, J. L. J.; GALDEANO, C. A. *As Novas Especificações Técnicas sobre Óleo Mineral Isolante e seu Reflexo no Setor Elétrico*, XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, RJ, 2007.
- [27] SANTOS, A.; NOGAWA, E. C.; MENDES, J. C. *Óleo Vegetal – Aplicação em Transformadores de 145kV, 100% a Óleo Vegetal*, XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, RJ, 2007.
- [28] WILHELM, H. M.; TULIO, L.; BATISTA, D. A.; STOCCHI, G. B.; SABEC, D.; OLIVEIRA, J. de; UHREN, W.; JASINSKI, R.; ADONIS, N. G.; JÚNIOR, S. B. G. *Desempenho de Óleo Vegetal Isolante Frente ao Envelhecimento Acelerado*, XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, RJ, 2007.

2005 (5)

- [29] MORAES, M. F. *A Experiência da Eletronorte na Especificação dos Requisitos Mecânicos nos Projetos de Transformadores e Reatores Imersos em Óleo Isolante*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [30] CARNEIRO, J. C. *Política de Renovação de Para-Raios de Alta Tensão em Carboneto de Silício Existentes nas Subestações de Sistemas Elétricos: uma Nova Visão Técnica Econômica*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [31] FILHO, J. G. R. *Solubilidade do Ar em SF₆ Fase Líquida Versus Temperatura e sua Aplicação para Purificação do SF₆*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [32] GOMES, H. M. *Coletor de Amostra de Óleo em Equipamentos de Subestações para Análise Cromatográfica*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.

- [33] ARANTES, I. P.; NICOLA, G. L. C. *Experiência com Óleo Vegetal Isolante em Transformadores e Reatores na Eletronorte*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.

2003 (1)

- [34] NUNES, J. L. *A Influência dos Sistemas de Preservação no Envelhecimento do Óleo Isolante/Papel em Transformadores de Potência*, XVII SNPTEE, Uberlândia, MG, 2003.

Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE

2010(1)

- [35] RAMIREZ, I.; GARCIA, R. V. *Experience With Non Ceramic Bushings and Current Transformers in Substations*, Annual Report Conference of Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP). IEEE, 2010.

2008 (1)

- [36] KLINGBEIL, L.; BAUCH, U. *Surge Arresters in Composite Housings – New Developments and Long Term Experiences*, Transmission and Distribution Conference and Exposition. IEEE, 2008.

2007 (1)

- [37] STOCKTON, D. P.; BLAND, J. R.; McCLANAHAN, T.; WILSON, J.; HARRIS, D. L.; McSHANE, P. *Natural Ester Transformer Fluids: Safety, Reliability & Environmental Performance*, Petroleum and Chemical Industry Technical Conference. IEEE, 2007.

2006 (2)

- [38] LAT, M.; KOCH, H. *Application of GIS*, Power Engineering Society General Meeting. IEEE, 2006.
- [39] IEEE INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON ECLECTRICAL INSULATION. *Conference Record of the 2006*, IEEE International Symposium on Electrical Insulation (IEEE Cat. n. 06ch37794). IEEE, 2006.

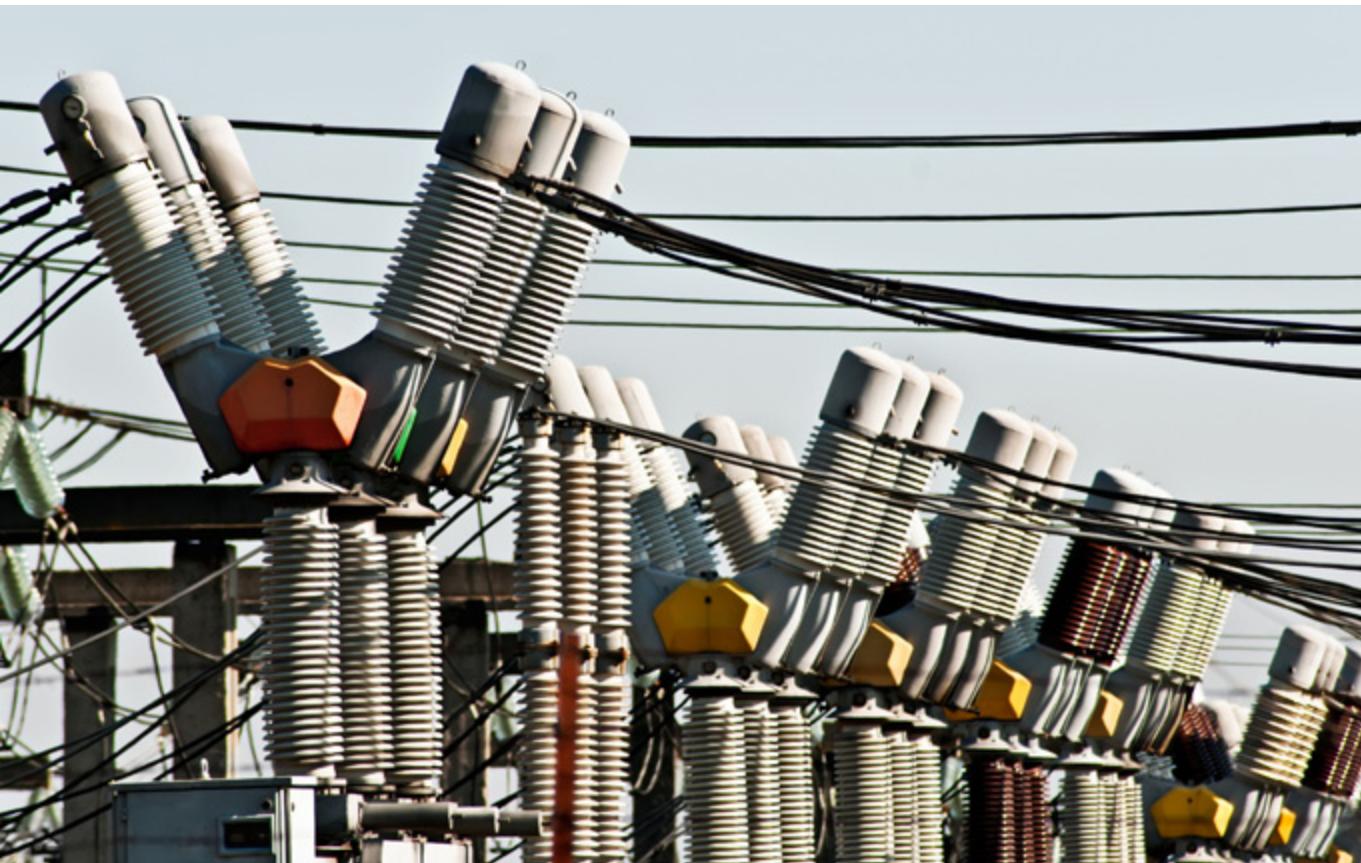
Outras fontes (8)

- [40] DUPONT (e. I. Du pont de nemours and company). Disponível em: <<http://www.dupont.com>>, acessado em 02 dez. 2012.
- [41] MATERIAIS AVANÇADOS 2010 – 2022, Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, Brasília, DF, 2010.
- [42] ARAUJO, D. C. P.; MARTINS, J. A. L.; COSTA, M. A. *Monitoração e Diagnóstico On-Line de Transformador de Potência com Óleo Vegetal*, XII ERIAC (Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré), Puerto Iguazú, Argentina, 2009.
- [43] HOHLEIN I.; HEINZIG P.; KACHLER A. J. *Transformer Material as a Prerequisite for Transformer Reliability – Knowledge, Properties and Limits*. D1-204. Cigré, 2006.
- [44] WYKROTA, R. *Poli (estireno-divinilbenzeno) Funcionalizado na Regeneração de Óleo Mineral Isolante Envelhecido: Remoção de Produtos de Oxidação*, dissertação de mestrado. Laboratório de Polímeros Sintéticos – LABPOL, UFPR, Curitiba, PR, 2004.
- [45] BROCHURA Cigré. *Advanced Material – Final Report*. Cigré WG 15-09, 2000.
- [46] LIMA, A. G. G.; OLIVEIRA, G. S. G.; SOBRINHO, E. S.; ROITMAN, M. *Impactos de Novas Tecnologias na Área de Equipamentos e Subestações*, XV SNPTEE, Foz do Iguaçu, PR, 1999.
- [47] MILASH, M. *Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante*. São Paulo, SP, Edgard Blücher, 1984.

CAPÍTULO 20

Prospecção das Inovações Tecnológicas Aplicadas a Equipamentos de Alta Tensão

Sergio de Oliveira Frontin
Bianca Maria Salatiel Matos de Alencar
Claudir Afonso Costa
Lauris Rodrigues Perfeito



1. OBJETIVO

Apresentar consolidação dos resultados da prospecção realizada objetivando a identificação das inovações tecnológicas aplicadas a equipamentos de alta tensão em corrente alternada.

Serão igualmente apresentados temas para a realização de pesquisas complementares visando à aplicação efetiva das inovações identificadas.

Palavras-chave: prospecção, transformadores de potência, reatores em derivação, buchas, transformadores de corrente, transformadores de potencial, para-raios, seccionadores, disjuntores, capacitores em derivação, capacitores série, FACTS, monitoramento, manutenção, materiais avançados.

2. INTRODUÇÃO

A prospecção tecnológica foi realizada para cada um dos equipamentos indicados a seguir:

- Transformadores de potência.
- Reatores em derivação.
- Buchas.
- Transformadores de instrumento.
- Para-raios.
- Seccionadores.
- Disjuntores.
- Capacitores série.
- Capacitores em derivação.
- Dispositivos FACTS.

Foram escolhidas fontes de pesquisas consideradas mundialmente importantes, tais como as bienais do Cigré (*Conseil International des Grands Réseaux Electriques*), a base de dados do IEEE (*Institute of Electrical & Electronics Engineers*). Já para considerar a produção intelectual brasileira, foram analisadas as seguintes fontes: o Programa de P&D da Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), as bienais do SNPTEE (Seminário Nacional da Produção e Transmissão de Energia Elétrica), a base de teses universitárias da CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Ensino Superior), além da base de dados de patentes do INPI (Instituto Nacional de Propriedade Intelectual).

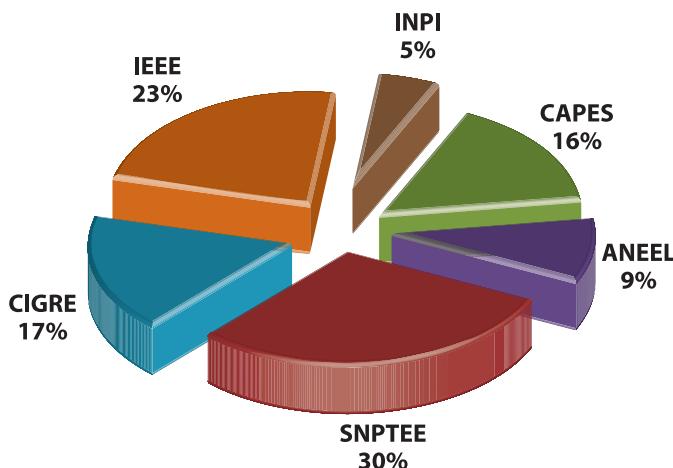
Foram selecionados e analisados 262 trabalhos de acordo com a distribuição por tema/ano e por tema/fonte apresentados a seguir. A maior concentração ocorreu em 2011 com 56 trabalhos, e o tema de maior quantidade foi transformadores de potência com 73 trabalhos. O SNPTEE foi a fonte que forneceu o maior número de trabalhos (80) para a pesquisa.

Tabela 1 – Trabalhos por tema/ano

Equipamentos	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	Total
1. Transformadores de potência	1	17	11	13	4	6	8	9	3	1	73
2. Reatores	2	5	1	6	4	1	3	1	1	0	24
3. Buchas	0	6	3	0	3	0	3	1	0	0	16
4. Transformadores de instrumentos	0	3	4	7	2	5	5	3	0	0	29
5. Para-raios	0	1	1	4	0	4	1	3	2	1	17
6. Seccionadores	0	0	0	1	0	1	0	2	1	0	5
7. Disjuntores	0	6	6	2	4	2	4	7	1	5	37
8. Capacitores em derivação	0	2	1	1	0	0	0	0	0	1	5
9. Capacitores série	0	4	4	2	1	2	2	1	1	0	17
10. FACTS	1	12	7	12	2	3	0	0	1	1	39
Total	4	56	38	48	20	24	26	27	10	9	262

Tabela 2 – Trabalhos por tema/fonte

Equipamentos	INPI	CAPES	ANEEL	SNPTEE	CIGRE	IEEE	Total
1. Transformadores de potência	3	13	7	32	14	4	73
2. Reatores	1	2	2	3	5	11	24
3. Buchas	2	1	1	6	5	1	16
4. Transformadores de instrumentos	-	7	6	9	3	4	29
5. Para-raios	-	6	1	8	2	-	17
6. Seccionadores	-	-	1	3	1	-	5
7. Disjuntores	6	5	3	12	9	2	37
8. Capacitores em derivação	-	-	-	1	-	4	5
9. Capacitores série	-	2	1	4	3	7	17
10. FACTS	1	5	3	2	1	27	39
Total (%)	13 5%	41 16%	25 9%	80 30%	43 17%	60 23%	262

**Figura 1** – Trabalhos por fonte de pesquisa

3. CONSOLIDAÇÃO DA PROSPECÇÃO TECNOLÓGICA

Será apresentada a seguir a consolidação da prospecção realizada para os equipamentos de alta tensão separadamente por fonte de pesquisa.

Patentes

Uma pesquisa no banco de dados do Instituto Nacional da Propriedade Industrial (INPI) não revelou uma produção nacional muito forte no campo de patentes. Foram encontradas apenas 13 patentes no período de 2004 a 2011. Destaque para a área de disjuntor com seis patentes.

Tabela 3 – Patentes registradas no INPI

Equipamentos	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	Total
1. Transformadores de potência	-	-	-	-	-	-	3	-	3
2. Reatores	1	-	-	-	-	-	-	-	1
3. Buchas	-	1	-	1	-	-	-	-	2
4. Transformadores de instrumentos	-	-	-	-	-	-	-	-	0
5. Para-raios	-	-	-	-	-	-	-	-	0
6. Seccionadores	-	-	-	-	-	-	-	-	0
7. Disjuntores	-	1	1	3	1	-	-	-	6
8. Capacitores em derivação	-	-	-	-	-	-	-	-	0
9. Capacitores série	-	-	-	-	-	-	-	-	0
10. FACTS	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Total	1	2	1	4	1	0	3	1	13

Produção Acadêmica Brasileira

Foram analisadas um total de 41 teses registradas entre os anos de 2010 e 2003 no banco de dados da CAPES, entre mestrados profissionalizantes, mestrados e doutorados. Dentre estas teses, a maioria concentrou-se na área de transformadores de potência e transformadores de instrumento com 13 e sete teses respectivamente.

Tabela 4 – Número de teses por tema/ano

Equipamentos	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	Total
1. Transformadores de potência	5	3	2	1	1	-	-	1	13
2. Reatores	-	-	1	-	-	-	1	-	2
3. Buchas	-	-	-	-	-	1	-	-	1
4. Transformadores de instrumentos	2	2	1	2	-	-	-	-	7
5. Para-raios	1	-	-	3	-	1	1	-	6
6. Seccionadores	-	-	-	-	-	-	-	-	0
7. Disjuntores	-	1	-	-	-	1	-	3	5
8. Capacitores em derivação	-	-	-	-	-	-	-	-	0
9. Capacitores série	1	-	-	-	1	-	-	-	2
10. FACTS	2	2	-	-	-	-	-	1	5
Total	11	8	4	6	2	3	2	5	41

A Universidade Federal de Campina Grande, com nove teses, foi a que mais se destacou dentre as 17 instituições que registraram as teses selecionadas

Tabela 5 – Relação das universidades – número de teses

Universidade Federal de Campina Grande	9
Universidade Federal de Santa Catarina	6
Universidade de São Paulo	5
Universidade Federal de Minas Gerais	3
Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho (UNESP)	3
Universidade Federal do Maranhão	2
Universidade de Brasília	2
Universidade Federal do Rio de Janeiro	2
Universidade Federal do Pernambuco	2
Universidade Federal de Uberlândia	2
Universidade de São Carlos	1
Universidade de Taubaté	1
Universidade Federal de Juiz de Fora	1
Universidade Estadual de Campinas	1
Universidade Federal do Paraná	1
Universidade Federal do Ceará	1
Universidade Católica do Rio de Janeiro	1

Programa de P&D da Aneel

Foi a partir da base de dados dos relatórios disponibilizados pela Aneel, que foram selecionados e analisados 25 projetos concluídos e em andamento entre os anos de 2007 e 2004 apresentados na tabela abaixo.

Tabela 6 – Projetos de P&D por tema/ano

Equipamentos	2007	2006	2005	2004	Total
1. Transformadores de potência	2	3	1	1	7
2. Reatores	–	2	–	–	2
3. Buchas	–	1	–	–	1
4. Transformadores de instrumentos	1	4	1	–	6
5. Para-raios	–	–	1	–	1
6. Seccionadores	–	–	1	–	1
7. Disjuntores	–	1	2	–	3
8. Capacitores em derivação	–	–	–	–	0
9. Capacitores série	–	–	–	1	1
10. FACTS	3	–	–	–	3
Total	6	11	6	2	25

Para os projetos acima indicados, a tabela a seguir apresenta os valores de investimentos que foram aplicados pelas empresas do setor elétrico brasileiro para o desenvolvimento e aperfeiçoamento de tecnologias no âmbito do Programa de P&D da Aneel, na área de equipamentos elétricos.

Tabela 7 – Investimentos aplicados nos projetos de P&D da Aneel

Equipamentos	2007	2006	2005	2004	Total
1. Transformadores de potência	2.063.348,00	1.845.728,00	375.500,00	672.460,00	4.957.036,00 (21%)
2. Reatores		2.122.956,00			2.122.956,00 (9%)
3. Buchas		1.031.080,00			1.031.080,00 (4%)
4. Transformadores de instrumentos	159.570,00	6.091.456,00	1.052.380,00		7.303.406,00 (31%)
5. Para-raios			464.740,00		464.740,00 (3%)
6. Seccionadores			1.146.351,00		1.146.351,00 (5%)
7. Disjuntores		873.471,00	1.290.774,00		2.164.245,00 (9%)
8. Capacitores em derivação					–
9. Capacitores série				1.034.471,00	1.034.471,00 (4%)
10. FACTS	2.316.380,00	598.720,00			2.915.100,00 (14%)
Total	4.539.298,00	12.563.411,00	4.329.745,00	1.706.931,00	23.139.385,00

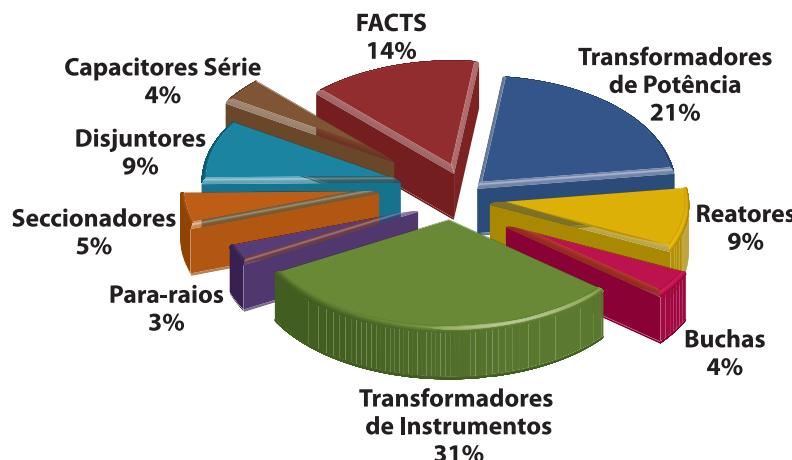


Figura 2 – Investimentos em projetos de P&D por equipamentos

Dentre a maior parte dos investimentos do setor de equipamentos, o destaque é para os transformadores de potência e transformadores de instrumentos que, juntos, levam cerca de 52 % do investimento total, como pode ser visto na figura acima.

Foram identificadas 14 empresas que propuseram projetos, e 19 entidades que atuaram como executoras. No que tange às empresas proponentes, a Eletronorte se destacou bastante em relação às demais, propondo quatro projetos. A Coppe/UFRJ, dentre 19 empresas executoras, demonstrou ser grande polo de execução de projetos de P&D nesta área, com seis projetos. Estas análises podem ser feitas de acordo com as tabelas a seguir.

Tabela 8 – P&D Aneel – Empresas proponentes – Número de projetos

Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A – Eletronorte	4
Companhia Hidroelétrica do São Francisco – Chesf	3
Transmissora Sudeste Nordeste S/A – TSN	3
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S/A – EATE	2
Cemig Distribuição S/A – Cemig – Dis	2
Light Serviços de Eletricidade	2
Companhia Energética de Pernambuco – Celpe	1
Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN	1
Companhia Energética de Goiás	1
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo – Eletropaulo	1
Central Geradora Termelétrica Fortaleza S/A – CGTF	1
Expansion Transmissão de Energia Elétrica S/A – ETEEE	1
Furnas Centrais Elétricas S/A – Furnas	1
Sociedade Fluminense de Energia Ltda. – SFE	1

Tabela 9 – P&D Aneel – Empresas executoras – Número de projetos

Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação COPPE/UFRJ	6
Universidade Federal do Maranhão – UFMA	2
Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG	2
Instituto de Tecnologia para Desenvolvimento – LATEC	2
Fundação de Apoio à Universidade de São Paulo – FUSP	1
Universidade Federal do Pará – UFPA	1
Centro de Estudos e Sistemas Avançados do Recife – CESAR	1
Fundação de Apoio ao Ensino, Pesquisa e Extensão – FAPEPE	1
Universidade Federal de Pernambuco – UFPE	1
Instituto de Eletrotécnica e Energia – IEE/USP	1
Centro de Gestão de Tecnologia e Inovação – CGTI	1
Quantum Tecnologia e Inovação	1
Universidade Estadual Paulista – UNESP	1
Universidade Federal de Goiás – UFG	1
Fundação Nacional de Pesquisa – FUNAPE	1
Fundação para Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia – FDTE	1
Fundação Padre Leonel Franca	1
Universidade Federal do Pará – UFPA	1
Associação Técnica Científica Engenheiro Paulo Frontin	1

Publicações e Seminários

Buscando classificar e identificar as áreas de evidência no tema equipamentos, foram analisados 80 informes publicados no SNPTEE (2011 – 2003), 43 artigos publicados nas bienais do Cigré (2012 - 2004), 60 artigos da base de dados do IEEE (2012 - 2005).

Com base nos dados fornecidos pelo SNPTEE, as áreas que mais se mostraram em evidência foram as que abordaram os temas transformadores de potência e disjuntores que, juntos, somam 44 trabalhos publicados, conforme tabela abaixo.

Tabela 10 – Informes publicados no SNPTEE (anos ímpares)

Equipamentos	2011	2009	2007	2005	2003	Total
1. Transformadores de potência	13	10	3	5	1	32
2. Reatores	–	2	1	–	–	3
3. Buchas	6	–	–	–	–	6
4. Transformadores de instrumentos	1	4	2	2	–	9
5. Para-raios	1	4	1	1	1	8
6. Seccionadores	–	1	1	1	–	3
7. Disjuntores	5	–	1	4	2	12
8. Capacitores em derivação	–	–	–	–	1	1
9. Capacitores série	–	1	2	1	–	4
10. FACTS	2	–	–	–	–	2
Total	28	22	11	14	5	80

Nos informes nacionais do SNPTEE, foram analisadas as empresas mais representadas na área de equipamentos. De 44 empresas, a Chesf, Cepel, Furnas e Eletro Norte foram as que mais apresentaram informes no Seminário na área de equipamentos.

Tabela 11 – SNPTEE – Empresas representadas

Chesf	7
Cepel	6
Furnas	5
Eletro Norte	5
Eletrosul	4
Cemig	4
CTEEP	4
Siemens	3
Coppe / UFRJ	3
UFMG	3
ABB	3
TREETECH Sistemas Digitais Ltda	3
Copel	2
UFG	2
Light	2
Areva	2
UFPE	2
Escola Politécnica da USP	2
MACTEC	1
UFPA	2
Itaipu Binacional	1
PUC MINAS	1

Unicamp	1
RITZ	1
CEM/UFSC	1
Cesp	1
ETEO	1
FEESC	1
FPLF	1
GAGTD – EPUSP	1
UTFPR	1
Universidade Federal de Campina Grande – UFCG	1
Instituto de Eletrotécnica da USP – IEE-USP	1
Lightning Research Center – LRC/UFMG	1
Celg	1
PUC-RIO	1
CPFL Paulista	1
Universidade Federal de Itajubá – Unifei	1
UFSC/Labmetro	1
Documenta	1
FPLF	1
Proseg Engenharia	1
Celg Distribuição	1
Enersul	1

O Cigré tem igualmente dado mais atenção aos temas transformadores de potência e disjuntores. Juntas, estas áreas somam 23 trabalhos publicados pelo Cigré no período considerado.

Tabela 12 – Trabalhos publicados nas bienais do Cigré (anos pares)

Equipamentos	2012	2010	2008	2006	2004	Total
1. Transformadores de potência	1	5	2	4	2	14
2. Reatores	–	–	4	1	–	5
3. Buchas	–	1	2	2	–	5
4. Transformadores de instrumentos	–	1	1	1	–	3
5. Para-raios	–	–	–	1	1	2
6. Seccionadores	–	–	–	–	1	1
7. Disjuntores	–	4	1	3	1	9
8. Capacitores em derivação	–	–	–	–	–	–
9. Capacitores série	1	1	–	1	–	3
10. FACTS	1	–	–	–	–	1
Total	3	12	10	13	5	43

A base de dados do IEEE apresenta números que apontam para áreas que se preocupam com os dispositivos FACTS e reatores, conforme tabela a seguir:

Tabela 13 – Trabalhos publicados no IEEE

Equipamentos	2012	2011	2010	2009	2008	Total
1. Transformadores de potência	-	3	1	-	-	4
2. Reatores	2	4	1	4	-	11
3. Buchas	-	-	1	-	-	1
4. Transformadores de instrumentos	-	2	1	1	-	4
5. Para-raios	-	-	-	-	-	0
6. Seccionadores	-	-	-	-	-	0
7. Disjuntores	-	1	1	-	-	2
8. Capacitores em derivação	-	2	1	1	-	4
9. Capacitores série	-	3	2	1	1	7
10. FACTS	-	10	5	10	2	27
Total	2	25	13	17	3	60

Dentre 30 países, Canadá e Alemanha apresentaram-se com grandes contribuições em pesquisas relacionadas aos equipamentos , considerando o número de informes internacionais apresentados. Na tabela abaixo, constam os informes apresentados pelo Cigré e pelo IEEE. Deve-se enfatizar a participação importante do Brasil com quatro trabalhos.

Tabela 14 – Países representados – Cigré – IEEE

Canadá	11
Alemanha	7
Suíça	5
Brasil	4
Japão	4
Estados Unidos	4
China	4
Coreia do Sul	4
Reino Unido	3
Irã	3
Itália	3
França	3
Holanda	3
Índia	3
Polônia	2
Argentina	2
Egito	2

Espanha	2
Rússia	2
Suécia	2
Suíça	1
Chile	1
Austrália	1
Grécia	1
Turquia	1
Líbia	1
Tunísia	1
Romênia	1
Bolívia	1
Bangladesh	1

4. TEMAS PARA FUTUROS DESENVOLVIMENTOS NA ÁREA DE EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO

Com base na prospecção realizada, objetivando a busca de inovações possíveis de serem aplicadas aos equipamentos de alta tensão, foram identificados temas considerados importantes para a realização de pesquisas complementares que possam fornecer subsídios para o desenvolvimento e aplicação destas inovações.

Além dos equipamentos propriamente ditos, foram analisados separadamente os temas Monitoramento (capítulo 17), Manutenção (capítulo 18) e Materiais Avançados (capítulo 19).

Foram identificados 51 temas, apresentados a seguir. Enfatiza-se, no entanto, que não foi seguida nenhuma ordem de relevância e prioridade, tarefa que será desenvolvida no capítulo 22.

Tema	Nº
Transformadores de potência	9
Materiais avançados	6
Reatores em derivação	3
Transformadores de instrumento	4
Disjuntores	6
Seccionadores	3
Capacitores série	6
Capacitores em derivação	2
Dispositivos FACTS	2
Manutenção de equipamentos	4
Monitoramento de equipamentos	6
Total	51

Transformadores de Potência

1. Suportabilidade dielétrica de transformadores e buchas frente a transitórios ultrarrápidos (VFT – *Very Fast Transient*) em subestações blindadas isoladas a SF₆. A operação de seccionadores ou ocorrência de curtos fase terra em subestações isoladas a SF₆ podem provocar sobretensões de frente de onda muito íngreme. Este assunto está sendo intensamente estudado, pois tem sido reportado que um grande número de danos aos isolamentos foi provocado por este fenômeno. Estudos de transitórios ultrarrápidos que exigem adequada simulação da subestação e da resposta em frequência do transformador têm sido realizados. Têm sido igualmente propostos dispositivos capazes de gerar sinais de tensão com frente de onda semelhante para teste de suportabilidade de transformadores em laboratórios. Acredita-se, entretanto, que ainda seja necessário um aprofundamento deste tema, tanto sob o ponto de vista teórico como do ponto de vista de simulação computacional, além de testes em laboratório.

2. Aplicação de supercondutores de alta temperatura em transformadores. Até décadas atrás, a supercondutividade ocorria apenas em temperatura muito baixas. Posteriormente, foram descobertos materiais que apresentavam esta mesma condição para temperaturas mais altas e ficaram conhecidos como supercondutores de alta temperatura (*High Temperature Superconductor – HTS*). As pesquisas de HTS estão sendo direcionadas para diversos equipamentos de distribuição e transmissão de energia elétrica, como por exemplo cabos, máquinas, limitadores de corrente de curto-círcito, armazenadores de energia magnética (SMES) e transformadores. A aplicação de HTS a transformadores permitirá a fabricação de equipamentos menores e menos pesados, mais eficientes, com menor nível de ruído e maior capacidade de sobrecarga. Permitirá ainda substituir o óleo por gás (nitrogênio), podendo atuar ainda como dispositivo limitador de corrente de curto-círcito. Têm sido reportados avanços tecnológicos no desenvolvimento destes equipamentos, a partir da análise de materiais de segunda geração (YBCO), com possibilidade de redução dos custos envolvidos, além de melhorias quanto aos aspectos de manutenção e controle de qualidade.

3. Desenvolvimento de transformadores de ultra-alta tensão (1.000 – 1.200 kV). A China e Índia, para a expansão e interligação dos sistemas de longa distância, estão efetivamente implantando sistemas de transmissão em ultra-alta tensão em corrente alternada em complementação aos sistemas de transmissão em corrente contínua. No Brasil, ainda não se visualiza a utilização deste nível de tensão. Para a transmissão de grandes blocos de potência a longa distância, têm sido empregados sistemas de corrente contínua em 600 kV (usinas do Rio Madeira) e 800 kV (Usina de Belo Monte). Tem sido reportada a experiência para desenvolvimento dos transformadores de 1.000 – 1.200 kV, relacionada aos estudos para a especificação, projeto, fabricação, testes de fábrica e de campo, transporte, montagem etc. Os pontos críticos identificados foram: projeto do isolamento, suportabilidade a curto-círcuito, desempenho térmico, blindagem a corona e transporte. O enfrentamento destes desafios tem fornecido subsídios para o aprimoramento do projeto e fabricação de transformadores em outros níveis de tensão. O laboratório do Cepel no Rio de Janeiro está

se capacitando para a realização de testes para este patamar de tensão. Neste sentido, será importante a realização de pesquisas objetivando o entendimento dos desafios que envolvem o desenvolvimento de transformadores de ultra-alta tensão.

4. Desenvolvimento de equipamentos e sistemas de diagnósticos objetivando a utilização do método de análise de resposta em frequência (FRA) de transformadores. Esta tecnologia permite a avaliação de desempenho mecânico do transformador por meio da comparação quantitativa, análise e interpretação dos desvios entre as respostas em frequências medidas em dois estados distintos (antes e após transporte; antes e após um curto-círcito; antes e após abalos sísmicos etc.), sendo um deles o estado de referência. Tipicamente, a resposta de referência é aquela da medição do transformador em fábrica. No entanto, transformadores em operação podem ser caracterizados por meio de uma medição de referência ou através da análise de desvios entre fases ou ainda entre unidades similares de mesmo projeto. Vários métodos de medições no domínio da frequência podem ser utilizados como, por exemplo, impedâncias de entrada; funções de transferência; matriz de admitâncias etc. Este método tem mostrado confiabilidade e resposta rápida na discriminação de falhas.

5. Aprimoramento das técnicas, métodos de projeto e de fabricação de transformadores de potência. O avanço das ferramentas computacionais permitiu a utilização de métodos de simulações 2D e 3D para a otimização, verificação de desempenho e a elaboração do projeto eletromecânico de transformadores de alta tensão. Tendo sido possível:

- A análise detalhada do desempenho magnético, elétrico, térmico e mecânico de núcleos magnéticos.
- A elevação da capacidade de simulação para a determinação de perdas adicionais e elevações de temperaturas em enrolamentos e estruturas metálicas (do núcleo e do tanque), minimizando o risco potencial de formação de pontos localizados de sobreaquecimentos e consequente deterioração de componentes isolantes adjacentes e/ou formação de gases combustíveis no óleo isolante.
- A análise detalhada do desempenho elétrico, térmico e mecânico de sistemas de enrolamentos de transformadores, incluindo avaliação da resposta a tensões transitórias com formas de ondas terminais não convencionais tipo VFTO (*Very Fast Transient Overvoltages*), ressonâncias elétricas parciais em enrolamentos permitindo verificação da suportabilidade elétrica das isolações internas dos enrolamentos, entre enrolamentos e para a terra.
- A determinação da capacidade de carregamento, além da potência nominal de um transformador, considerando variações sazonais do ambiente do local da instalação e do ciclo diário de carga do transformador.

6. Metodologia para estimativa do tempo de vida remanescente de transformadores. Diferentes ferramentas de diagnóstico têm sido propostas por empresas, laboratórios e fabricantes. Usualmente considera-se o histórico do equipamento, os procedimentos de manutenção e a estimação da sua posição atual em relação ao seu ciclo de

vida identificada por meio da realização de diversos testes. São igualmente avaliados os riscos de falhas devido à ocorrência de curtos-circuitos externos, os riscos associados ao carregamento e à temperatura. Estas informações podem, por exemplo, serem fornecidas com dados de entrada aos sistemas *fuzzy*, que adicionam uma incerteza relacionada ao evento e possibilitam a obtenção das curvas de probabilidade, ou ainda podem ser utilizadas as técnicas de Inteligência Artificial e Mineração de Dados. Enfim, acredita-se que este tema ainda apresenta diversas possibilidades de avanço, de forma a permitir que as empresas possam tomar decisão fundamentada com relação à melhor época para a substituição do equipamento.

7. Aprimoramento das técnicas de avaliação do estado de um transformador.

A determinação da vida remanescente é um processo complexo, que se inicia pela avaliação do estado (condição) atual do transformador. O estado pode ser obtido através da aplicação de um conjunto consistente de métodos de diagnósticos e análise estruturada de um conjunto de parâmetros disponíveis de cada um dos transformadores de interesse. Como resultado, as seguintes informações relevantes são determinadas:

- Estado de envelhecimento do sistema de isolamento do transformador, incluindo a estimativa da vida consumida da isolamento ao longo da vida operacional e a expectativa de vida residual correspondente.
- Indicações de risco de falha em conformidade com o seu estado atual.
- Estimativa da capacidade de carregamento.
- Estado de prensagem residual dos blocos de enrolamentos.

8. Revitalização de transformadores de potência. A revitalização de transformadores de potência é considerada uma alternativa de interesse para a extensão da vida útil de um transformador. Esta alternativa está sendo considerada por muitos usuários (indústrias e concessionárias), considerando principalmente as seguintes práticas:

- Reduzir a taxa de envelhecimento da isolamento sólida através da secagem da isolamento sólida e/ou secagem ou substituição do óleo isolante.
- Reparo de fontes de formação de gases combustíveis conhecidas e/ou identificadas através da análise de estado.
- Elevar a suportabilidade mecânica a curtos-circuitos através da repreensagem axial dos enrolamentos.
- Elevar a capacidade de carregamento através da elevação da capacidade de resfriamento externo do transformador e/ou substituição dos enrolamentos com isolamento de classe térmica superior.
- Atualização tecnológica, reparo ou substituição de componentes importantes como buchas e comutadores sob carga.
- Substituição de sistemas abertos de preservação de óleo isolante por sistemas fechados com bolsa ou membrana de borracha.
- Reparo de vazamentos e substituição geral de gaxetas por materiais sintéticos modernos.

9. Redução das perdas em transformadores. Estas perdas podem ser categorizadas em perdas em vazio, perdas em carga e perdas do sistemas de refrigeração. Comparados com os transformadores ainda em operação instalados nos anos 60 e 70, os atuais transformadores têm perdas显著mente menores, que foram obtidas através de melhores materiais e técnicas de montagem. Mesmo assim, pesquisas estão em andamento objetivando reduzir ainda mais as perdas como, por exemplo, melhoria na qualidade do aço (aço amorfo), aumento da seção do núcleo, uso de condutores continuamente transpostos (CTC). Estas alternativas ainda esbarram no aumento dos custos e limitações de peso e tamanho para o transporte.

Materiais Avançados

Para transformadores e reatores, materiais avançados estão sendo desenvolvidos, conforme exemplos apresentados a seguir:

1. Aço magnético para núcleos. O desenvolvimento de aço magnético para núcleos incluindo aços especiais de elevada permeabilidade magnéticas, com perdas baixas e com baixo nível de ruído.

2. Formas avançadas de condutores. Em que se incluem os CTCs (cabos continuamente transpostos de baixas perdas e elevada suportabilidade mecânica a curtos-circuitos) em conjunto com a elevação da qualidade e suportabilidade elétrica de isolações tipo resinas e vernizes.

3. Isolações hídricas de alta temperatura. O desenvolvimento do papel isolante, termicamente estabilizado no final dos anos de 1960 e, posteriormente, do material polimérico tipo aramida (NOMEX®), vem permitindo a aplicação de isolações híbridas de altas temperaturas em transformadores imersos em óleo.

4. Desenvolvimento de fluidos isolantes à base de ésteres naturais (óleo vegetal) e sintéticos, com elevados pontos de fulgor e de combustão, permitindo o projeto de grandes transformadores em alta tensão com elevada segurança para as instalações e para o ambiente.

5. Desenvolvimento de buchas de alta tensão com corpo condensivo com tecnologia RIP (*Resin Impregnated Paper*) que estão substituindo as buchas convencionais tipo OIP (*Oil Impregnated Paper*). Adicionalmente, isoladores de porcelana estão sendo substituídos por isoladores poliméricos à base de borracha de silicone.

6. Desenvolvimento em comutadores sob carga, com aplicação crescente de ampolas a vácuo como o meio de extinção do arco elétrico da comutação da corrente de carga. Este tipo de comutador substitui com vantagem técnica e econômica os comutadores sob carga com chave de comutação imersa em óleo isolante.

Reatores em Derivação

1. Atualização e aplicação dos conceitos mecânicos para a especificação, projeto, ensaios e manutenção/operação dos novos transformadores e reatores. A revisão destes conceitos objetiva aplicar as premissas tecnológicas neste campo para buscar procedimentos de projeto menos suscetíveis a falhas ou defeitos no tanque ou acessórios, que tem sido o maior número de falhas registrado em levantamentos realizados. Deve-se ainda enfatizar que muitas destas falhas conduzem ao vazamento de óleo, confirmado assim a importância deste tema. Estes conceitos poderão ser aplicados na estanqueidade em flanges e soldas, ensaios em fábrica, especificação de materiais, processos de fabricação e ensaios em campo, objetivando a redução deste tipo de falhas e consequentemente reduzindo o risco de vazamento de óleos.

2. Desenvolvimento de reatores controláveis. Tradicionalmente, os reatores em derivação são utilizados para compensar a capacidade das linhas de transmissão de maneira a limitar as sobretensões durante energização, religamento e rejeição de carga. Por outro lado, esta compensação reativa reduz o SIL (*Surge Impedance Loading*) equivalente da linha, e, dessa forma, os reatores em derivação fixos restringem a transferência de energia dentro de níveis aceitáveis de tensões. No sistema brasileiro, constituído de muitas linhas de longas distâncias operando em diversos níveis de tensão, existem instalados um grande número de reatores fixos nas linhas. Durante principalmente a carga máxima e/ou situações de emergências, a transferência de energia entre os subsistemas exige a instalação de outros equipamentos (capacitores) de compensação para que esta operação possa ser realizada de forma segura. Com base neste conceito, visualizou-se a aplicação de reatores controláveis em lugar dos reatores fixos, de maneira a ser possível operá-los com baixo valor de potência nos períodos de carga máxima e emergências e com alto valor de potência nas situações de carga leve, energização e rejeição de carga. Este tipo de equipamento foi então concebido sobre a ótica dos equipamentos FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission System*). Entretanto, os reatores controláveis são equipamentos mais simples, pois podem ser operados considerando a saturação magnética e/ou utilizando disparo de tiristores para o aumento da potência. Em âmbito internacional, identificou-se que a China, Rússia e Índia estão aplicando estes reatores com sucesso. Tendo em vista semelhanças dos sistemas destes países com o sistema brasileiro, principalmente na transmissão de longa distância, julga-se de extrema importância o desenvolvimento deste tipo de equipamento adequado às características do sistema brasileiro e aos critérios de operação e planejamento.

3. Tecnologias avançadas para a redução de ruídos e vibrações em transformadores e reatores. Tem sido reportado o aumento substancial de empresas que estão reduzindo os níveis de ruído de transformadores e tanques, por meio de meios externos ao tanque, como painéis de isolamento acústico ou enclausuramento. Torna-se, portanto, importante o conhecimento e caracterização teórica das fontes de ruído, as vibrações horizontais e verticais, a transmissão entre o tanque, núcleo e óleo isolante. Métodos têm sido propostos para a redução dos ruídos como, por exemplo, redução das forças dos

gaps a partir da redução da densidade de fluxo magnético, projetar o núcleo e o tanque, de forma a evitar ressonância com a frequência fundamental de vibração, a isolação de vibração entre o núcleo e o tanque etc.

Transformadores de Instrumento – TI

1. Transformadores de instrumento ópticos. Os transformadores de instrumento ópticos apresentam algumas vantagens em relação aos convencionais. Pode-se citar ausência de óleo isolante, melhor precisão, eliminação da saturação e peso reduzido. Em contrapartida, apresentam dificuldades de integração com os sistemas de medição, proteção e controle das subestações existentes, além de uma possível resistência de utilização por parte dos técnicos das empresas e maior custo. Os dois primeiros itens acreditam-se que poderão ser superados em pouco tempo. Com relação ao custo do transformador de instrumento óptico, tem sido noticiado que este seria competitivo dependendo da classe de tensão. Neste contexto, ainda existiriam dúvidas sobre a necessidade de pesquisas complementares para a plena demonstração da viabilidade técnica e econômica dos transformadores de instrumento ópticos, de modo a garantir a sua utilização com maior ênfase no sistema elétrico brasileiro.

2. Transformadores de instrumento e redes inteligentes (*Smart Grid*). Enfatizam-se cada vez mais os conceitos de redes inteligentes não só na distribuição de energia, mas também na transmissão e geração. Neste sentido, é critico o desempenho dos sensores de tensão e corrente, que devem acompanhar os progressos das tecnologias digitais e sistemas de comunicação objetivando a gestão inteligente das redes elétricas. Várias soluções não convencionais de sensores de tensão e corrente têm sido apresentadas, como por exemplo sensores ópticos, bobinas de núcleo de ar (Rogowski), divisores capacitivos e resistivos, soluções híbridas (sensores com dispositivos eletrônicos e sistemas de comunicação). Estes sensores oferecem vantagens como alta precisão, pequeno tamanho, linearidade e potencial menor custo. Estes sensores podem ainda ser utilizados para calibração dos TIs convencionais em operação e para testes de campo.

3. TC junto a capacitores em derivação. Capacitores em derivação vêm sendo aplicados cada vez mais no sistema, não só isoladamente, como também nos filtros das estações conversoras de corrente contínua e equipamentos FACTS. Durante a energização de bancos de capacitores em derivação ou descarga sobre curtos-circuitos, pode surgir circulação de correntes de alta frequência e com amplitudes elevadas. Estas correntes podem provocar o aparecimento de tensões elevadas nos secundários dos transformadores de corrente que podem ser prejudiciais aos isolamentos e aos circuitos associados (relés, medidores, cabos de controle etc.). Caso necessário, protetores deverão ser instalados nos secundários dos transformadores de corrente. As características dos protetores devem ser analisadas para cada aplicação em particular, de forma a i) reduzir as tensões secundárias a níveis considerados adequados para a aplicação em análise; ii) não interferir no funcionamento dos relés que são alimentados pelo transformador de

corrente que está necessitando de proteção no secundário; iii) suportar a energia que terá que ser absorvida quando da circulação da corrente que causa o aparecimento da tensão secundária elevada. De modo geral, as tensões secundárias calculadas através de fórmulas simplificadas apresentam valores conservativos.

4. Estudos para quantificação de solicitações especiais. Em certas aplicações, os TIs são submetidos a solicitações elétricas e mecânicas que não são cobertas pelas normas ou pelo menos não totalmente. Dentre estas, pode-se citar solicitações de alta frequência que podem ocorrer durante operação de seccionadores; ferrorresonância do circuito RLC formado pelos parâmetros dos TIs e do sistema excitados durante operação de chaveamento e descarga de corrente capacitiva proveniente de operação de linhas, cabos ou capacitores em derivação. Em pesquisa internacional, dentre as causas primárias de falhas em TIs, foi apresentada a categoria “Operação Fora da Especificação”. Para esta categoria e para falhas de grande monta, os valores calculados foram: transformadores de corrente - 3,1 % do número total de falhas; transformadores de potencial capacitivo – 3,3 %, transformadores potencial/corrente – 9,3 % e transformadores de potencial indutivo – 13 %. Considerando estes valores, pode-se inferir a necessidade de estudos e pesquisas complementares objetivando o melhor entendimento destas solicitações de forma a aprimorar a especificação.

Disjuntores

1. Disjuntores a vácuo. Em função das características do gás SF₆, quando este é liberado na atmosfera, contribui-se para redução da camada de ozônio. Embora este efeito seja muito pequeno quando comparado a outros gases, enfatiza-se cada vez mais os processos de fabricação para reduzir as possibilidades de vazamento, e se intensificam as pesquisas para substituição do SF₆. Neste sentido, os disjuntores a vácuo se apresentam como uma alternativa para disjuntores de alta tensão, considerando que este tipo de disjuntor já vem sendo empregado com sucesso na área de distribuição. Têm sido apontados desenvolvimentos desses equipamentos na faixa de tensão de 72 kV a 245 kV.

2. Normas e testes para disjuntores a vácuo. Tem sido reportado que os disjuntores a vácuo possuem requisitos especiais que não são ainda cobertos pelas normas e que as técnicas de ensaios desenvolvidas para os outros tipos de equipamentos não se aplicariam. Assim, visualiza-se que novos testes e novas normas seriam necessários para a efetiva aplicação dos disjuntores a vácuo para sistemas de alta tensão.

3. Revitalização dos disjuntores existentes. Desenvolvimentos, metodologias e técnicas têm sido indicados visando fazer melhor uso dos disjuntores existentes. Neste contexto, se insere análise de deterioração dos equipamentos e materiais, ciclo de vida, vida residual, extensão da vida útil, obsolescência, gestão dos ativos, monitoramento, manutenção preventiva. Procura-se, enfim, estabelecer as melhores práticas objetivando fornecer subsídios para a tomada de decisão com relação à permanência dos equipamentos no sistema dentro dos parâmetros requeridos de segurança, desempenho, economia e impacto ambiental.

4. Disjuntores de 1.000 – 1.200 kV. Tanto a China como a Índia, paralelamente à implantação de sistemas de corrente contínua de longa distância, também estão implantando sistemas de 1.000 – 1.200 kV em corrente alternada. A IEC tem promovido diversos encontros objetivando a padronização dos equipamentos neste nível de tensão. Por outro lado, o Cigré em seus Comitês de Estudos vem analisando os requisitos especiais impostos a estes equipamentos. Com relação aos disjuntores, ênfase tem sido dada à determinação das tensões de restabelecimento transitória para as diferentes condições de manobra. No Brasil, ainda não existe sinalização para o uso destes sistemas de ultra-alta tensão em corrente alternada. Entretanto, o acompanhamento das pesquisas, os estudos e testes de laboratórios podem fornecer subsídios importantes para uma futura aplicação em interligações regionais.

5. Chaveamento de reatores. Uma pesquisa internacional realizada no período de 2004-2007, com o envolvimento de 90 empresas de 30 países, levantou indicadores que permitiram concluir que a frequência de falha dos disjuntores a SF₆ foi de 0,30 falhas por 100 disjuntores/anos de serviço. O chaveamento de reatores *shunt* foi associado a uma apreciável taxa de falha em comparação aos outros tipos de chaveamento. Por outro lado, experiências vêm demonstrando que os resistores de pré-inserção vêm sendo substituídos com sucesso por chaveamento sincronizado. Isto pode ser comprovado por meio de medições que mostram que a aplicação destes dispositivos reduz de forma significativa os desgastes nos contatos dos disjuntores em função do tempo de exposição dos contatos à corrente de arco. Neste sentido, é esperada uma redução de falhas em disjuntores que manobram reatores.

6. Isoladores compósitos. Estes isoladores com as suas propriedades hidrofóbicas têm sido utilizados com excelentes resultados em linhas de transmissão, buchas, para-raios e transformadores de instrumento. Espera-se que no futuro, com melhorias do projeto e materiais, se possa efetivamente substituir com vantagens os isoladores de porcelana atualmente utilizados em disjuntores e seccionadores por isoladores compósitos.

Seccionadores

1. Mecanismo de operação. Uma pesquisa internacional realizada no período de 2004 – 2007, com o envolvimento de 90 empresas de 30 países, levantou indicadores que permitiram concluir que, para as seccionadores e chaves de aterramento, a frequência calculada foi de 0,21 por 100 equipamentos/anos de serviço. A maior causa de falhas foi devido ao mecanismo de operação.

2. Funções combinadas disjuntor chave. Vem sendo proposta uma estrutura compacta que combina a função dos disjuntores com a função dos seccionadores adjacentes. Trata-se de uma evolução do disjuntor convencional, onde o aperfeiçoamento das câmaras de extinção e a redução de seu número, eliminando os capacitores de equalização, permitiram que o afastamento dos contatos do disjuntor (na posição aberto) ga-

ranta as distâncias de segurança (isolamento) equivalente aos seccionadores. Podendo ainda ser integrada na mesma estrutura uma chave de terra com intertravamento elétrico. A ausência de seccionadores neste tipo de configuração pode significar uma redução considerável de espaço e consequentemente redução dos investimentos. Por outro lado, a existência de seccionadores na subestação dá maior flexibilidade para atender a ações de manutenção e emergências. Estudos comparativos têm mostrado que esta é uma opção vantajosa e, portanto, deve ser considerada nos projetos de subestações, com o objetivo de determinar a configuração mais adequada.

3. Vão compacto. Tem sido apresentado pelos fabricantes um vão compacto onde são montados na mesma estrutura os seguintes equipamentos: transformadores de corrente, seccionador e chave de aterramento, disjuntor, painel de controle e buchas. Neste caso, a seccionador e o disjuntor não são equipamentos independentes. Isto é, não é possível abrir a chave para isolar o disjuntor do barramento da subestação a fim de realizar manutenções ou reparos. A chave tem a função de operação, mas não tem a função de isolamento para manutenções. Pode-se argumentar que, devido à tecnologia ser oriunda de subestações isoladas a gás (GIS – *Gas Insulated Switchgear*), a taxa de falhas do conjunto é menor do que a taxa de falha equivalente de um vão convencional

Capacitores Série

1. Capacitores série controláveis e chaveáveis. A eletrônica de potência inserida em alguns equipamentos elétricos tornou possível alterar os seus principais parâmetros de maneira a prover uma maior flexibilidade e controlabilidade dos sistemas elétricos. Este grupo de dispositivos foi denominado de FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission System*). A eletrônica de potência associada aos capacitores série ensejam os FACTS denominados de TSSC (*Thyristor Switched Series Capacitor*) e TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*). O TSSC consiste de alguns segmentos em série que podem ser inseridos independentemente através da operação de tiristores em paralelo a estes segmentos. Ou seja, o grau de compensação série é controlado em degraus, aumentando ou diminuindo o número de capacitores série inseridos. Já o TCSC permite um controle contínuo da reatância capacitiva do capacitor série obtido mediante o cancelamento parcial desta capacidade, através do uso de um indutor (reator de núcleo de ar) em paralelo controlado por tiristores. Estes dispositivos podem desempenhar importante função no controle dinâmico do fluxo de potência na linha de transmissão, aumentar a estabilidade do sistema, melhorar a regulação de tensão e balanço da potência reativa. Neste sentido, pesquisas complementares estão sendo realizadas objetivando essencialmente a redução dos custos e a melhoria do desempenho.

2. Projeto da plataforma isolante. O projeto da plataforma isolante em que o banco de capacitor série é instalado junto aos dispositivos de proteção e controle requer análise detalhada, tendo em vista as solicitações impostas por diferentes níveis de corrente tanto em magnitude como em frequência. Estas solicitações podem ocorrer durante

perturbações no sistema que podem ser amplificadas pela presença dos capacitores série (correntes de alta frequência devido à descarga dos capacitores através dos circuitos de amortecimento e correntes de extra-alta frequência devido à operação de seccionadores dos capacitores série). Interferências eletromagnéticas é outro fator importante a ser considerado, principalmente com relação aos efeitos que podem provocar junto aos equipamentos de proteção e controle localizados no potencial da plataforma.

3. Proteção de banco de capacitor série. Os sistemas de proteção de um banco de capacitor série variam de agente para agente. Basicamente são consideradas a proteção contra faltas internas e externas, a proteção contra condições anormais, a proteção contra ressonância sub-harmônica e subsíncrona etc. Neste sentido, quando da instalação de um banco de capacitor série numa linha existente ou mesmo com a entrada de uma nova linha junto com o banco, é necessária a realização de estudos detalhados para obtenção das curvas de tensão e correntes, durante ocorrências de faltas, nos pontos de localização dos relés de proteção. Estes valores obtidos permitirão simular a atuação dos sistemas de proteção principalmente nas linhas adjacentes. Em alguns casos, tem sido reportada a necessidade de substituição ou modificação dos sistemas de proteção existentes. Por outro lado, pode-se indicar o rápido desenvolvimento da tecnologia de microprocessadores e comunicação digital, que apresentam grandes possibilidades de aplicação de funções de proteção, controle e monitoramento e que podem ser instalados com vantagens tanto nos bancos com nas linhas adjacentes contribuindo para um aumento da disponibilidade destas instalações.

4. Desempenho de capacitores série. Desde 1950, quando da instalação do primeiro banco de capacitor série, este equipamento tem apresentado enorme progresso, tanto nos aspectos de estudos e entendimento dos fenômenos envolvendo a sua integração ao sistema, quanto no desenvolvimento e aplicação de novos componentes como, por exemplo, varistores de óxido metálico e eletrônica de potência, novos algoritmos para proteção das linhas e modernos sistemas de monitoramento. No Brasil existem cerca de 80 bancos instalados nas tensões de 765, 500 e 230 kV. O ONS em relatório de desempenho (período de 2008 – 2011) apontou 379 falhas internas, sendo 258 (68,1%) falhas sem identificação das causas, que representaram 28,3 % do tempo total de indisponibilidade. Fato que indica a necessidade de aprimoramento do processo de identificação das falhas, pois a identificação das causas poderia ter fornecido subsídios importantes para a melhoria do equipamento por parte do fabricante e dos procedimentos de operação e manutenção pela empresa concessionária.

5. Falhas nos varistores. O relatório indicado no item anterior aponta ainda que das 121 falhas identificadas, 27 delas (22 %) foram devido a falhas nos varistores. Sendo que 20 destas tiveram como origem faltas externas, resultando em eventos que provocaram sobreaquecimento. Estes fatos podem estar indicando a necessidade de reavaliação da energia dos varistores, devido a faltas externas e expansão da rede. Sugere-se que estudos de reavaliação dos valores de energia dos varistores sejam realizados de modo a contemplar a nova tipologia elétrica.

6. Atuação dos dispositivos de *bypass*. A proteção de linhas de transmissão providas de compensação série pode apresentar alguns problemas como, por exemplo, a não identificação correta do local de falta. Têm sido utilizadas algumas abordagens para a resolução do problema da atuação dos relés de distância. Por outro lado, é interessante contar com um modelo que permita identificar de modo rápido e eficaz se uma falta na linha em que está instalado o banco de capacitor série é uma falta permanente ou transitória. Esta identificação permitiria decidir pela operação de *bypass* da fase em falta visando à rápida extinção do arco e, consequentemente, o restabelecimento do circuito. De acordo com os critérios brasileiros, o capacitor série só pode ser “*bypassado*” no caso de falhas internas. Para falhas externas, os ajustes dos *gaps* deverão ser definidos considerando que o *bypass* só poderá ser ativado se a falha for eliminada em tempos acima do tempo de atuação da proteção.

Capacitores em Derivação

1. Escolha de fusíveis de proteção. Os benefícios da compensação reativa capacitiva, tanto em sistemas de transmissão e distribuição de energia, quanto em instalações industriais são muitos: controle de tensão, suporte de reativos, aumento da capacidade de transmissão, correção do fator de potência, filtragem de harmônicos, redução das perdas etc. Por este motivo, a demanda por capacitores de potência está em contínuo crescimento sendo intensivamente utilizados no sistema de energia elétrica, principalmente em equipamentos de compensação de potência reativa (série e *shunt*), em equipamentos FACTS, em estações conversoras de corrente contínua como filtros de harmônicos. Os capacitores podem ser fabricados com fusíveis internos, externos ou mesmo sem fusíveis. Cada tipo apresenta vantagens e desvantagens. A escolha depende da filosofia da empresa contratante, tendo em vista o desempenho esperado, da estratégia de manutenção, do esquema de proteção e da análise técnica e econômica considerando a aplicação específica. Com o avanço tecnológico dos capacitores e aumento da confiabilidade, seria importante o desenvolvimento de pesquisas objetivando a fabricação de capacitores sem fusíveis para todas as aplicações.

2. Capacitores a seco. Os capacitores atuais são aproximadamente 10 vezes menores se comparados com os mesmos modelos fabricados há 30 anos e ainda ecologicamente bem melhores. Isso porque, a partir dos anos 1980, o dielétrico dos capacitores passou a ser constituído somente de filmes de polipropileno (*all-film*) que, devido à sua alta permissividade relativa e rigidez dielétrica, aliado ao baixo fator de perdas, permitiram um aumento na densidade de potência, tornando possível atingir até 1.000 kvar por unidade capacitativa. Além disso, o uso de filmes de polipropileno resultou em redução das perdas por unidade de potência reativa (W/kvar), aumento da confiabilidade, em função da menor temperatura de operação, e também na segurança, devido à baixa probabilidade de ruptura da caixa. Por outro lado, os capacitores passaram a ser impregnados com óleo sintético de alto desempenho, biodegradáveis, livres de compostos clorados e PCB, assegurando baixo grau de contaminação ambiental. Considerando todo este avanço, deve ser quantificado a importância de pesquisas voltadas para a fabricação de capacitores a seco.

Dispositivos FACTS

1. Integração de equipamentos FACTS ao sistema existente. O conceito FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*) se refere a um conjunto de equipamentos elétricos de corrente alternada que operam acoplados a dispositivos de eletrônica de potência, de forma a tornar a operação mais flexível através do controle rápido e contínuo dos principais parâmetros do sistema. Diante das vantagens apresentadas, dos avanços na eletrônica de potência e da redução de custos, o uso destes equipamentos vem crescendo em âmbito mundial. Por outro lado, para reforçar a implantação efetiva, tem sido apontada a necessidade de realização de estudos mais detalhados relacionados à integração destes equipamentos, considerando principalmente a interação das estratégias de controle empregadas com os diversos outros dispositivos de operação, proteção e controle dos sistemas existentes. Pesquisas devem ser realizadas de forma a fornecer subsídios para garantir a atuação correta e coordenada destes dispositivos, principalmente quando da ocorrência de perturbações no sistema.

2. Simulação de equipamentos FACTS. São diversos os tipos de dispositivos que estão sendo desenvolvidos e instalados nos sistemas de CA. Atualmente os equipamentos FACTS estão sendo classificados em quatro fases chamadas de gerações, considerando as aplicações e etapas de desenvolvimento tecnológico. Pode-se citar os seguintes: TCR, TSC (primeira geração), SVC, TCSC, SCCL, TCPAR (segunda geração), STATCOM, SSSC (terceira geração) e UPFC, IPFC, GIPFC, CSC (quarta geração). Com tanta diversidade de tipos e aplicações, torna-se cada vez mais necessária a realização de estudos detalhados de sistema. Têm sido propostos modelos para representação dos componentes e estratégias de controle destes equipamentos para análise da efetividade do seu desempenho. Estes modelos são inseridos em ferramentas computacionais como, por exemplo, o PS-CAD/EMTDC e até simuladores digitais em tempo real (RTDS – *Real Time Digital Simulator*) em conjunto com a representação do sistema onde o equipamento será instalado.

Manutenção de Equipamentos

1. Detecção de vazamento de gás SF₆. O hexafluoreto de enxofre (SF₆), além de ser um composto químico inorgânico, é um gás sintético utilizado principalmente pela indústria elétrica, como meio isolante e extintor de arco elétrico em disjuntores. No que tange à sustentabilidade ambiental, o gás SF₆ é considerado um gás prejudicial à atmosfera, pois faz parte dos gases de efeito estufa. Devido ao risco e da extrema dificuldade de detecção do ponto exato de vazamento do gás SF₆, está sendo proposta uma câmera infravermelha que permite encontrar com rapidez e facilidade vazamentos de gás. O dispositivo é capaz de medir grandes áreas, sendo capaz de produzir imagens térmicas em tempo real de vazamentos. Sua grande vantagem é poder ser operado remotamente em ambientes industriais sob condições rigorosas evitando, assim, riscos para os operadores.

2. Uso de sistemas especialistas na manutenção. Na área de manutenção este tipo de sistema está sendo largamente utilizado, principalmente devido à rotatividade e aposentadoria de empregados com grande experiência nas instalações existentes. A base de dados relacionada ao desempenho dos equipamentos pode ser aprimorada com a inclusão dos problemas detectados e das soluções encontradas ao longo do tempo de operação. Esta complementação pode ser fornecida pelos especialistas a partir da indicação de sinais observados e das interpretações inferidas. Com esta base de conhecimento, será possível analisar a situação atual e verificar a existência de situação equivalente, quando a solução indicada passaria imediatamente a ser analisada visando a sua aplicação e, assim, reduzir o tempo de tomada de decisão.

3. Uso da técnica de realidade aumentada na manutenção. Esta técnica proporciona ao usuário realizar simulações visuais de uma operação em ambiente real. Desta maneira, é garantida uma interação segura, uma vez que se pode aumentar a visão do mundo real de maneira repetitiva e sem riscos como, por exemplo, simulador cabine de aviões, carros, manutenção de linhas. As operações de manutenção representam uma oportunidade interessante para aplicação da realidade aumentada. A maioria das atividades realizadas neste domínio é conduzida por profissionais que realizam procedimentos repetitivos e previsíveis em ambientes estáticos, como inspeção, testes, alinhamentos, instalações, remoções, montagens, reparos, entre outras. A utilização desta técnica é desejável, mesmo para os operadores mais experientes, pois, ao realizar os procedimentos de manutenção utilizando a realidade aumentada, pode ser repetida várias vezes a mesma operação de manutenção, possibilitando a melhoria da capacidade de interpretação e compreensão da atividade, de modo a identificar possíveis restrições e apontar aprimoramentos.

4. Uso da técnica 3D *laser scanning* na manutenção. Esta tecnologia permite a obtenção de nuvens de pontos a partir da varredura das superfícies dos objetos por feixes de raios *laser*, permitindo a captura automática de grande quantidade de dados em curto espaço de tempo. Dependendo do equipamento, da distância e das características do levantamento, pode ser usada com versatilidade na captura da geometria de diversos tipos de objetos, de pequenas ou grandes dimensões simples ou extremamente complexos. A utilização da tecnologia *laser scan* é um recurso que ajuda a minimizar falhas de construção além de fornecer informações importantes sobre as características *as built* do projeto. Com isso é possível, por exemplo, otimizar a disposição de equipamentos dentro da subestação além de possibilitar um acesso 3D com medidas precisas de distâncias entre todos os componentes da subestação. Ainda com a tecnologia de mapeamento 3D, é possível planejar melhor as operações de manutenção promovendo uma integração com as técnicas de realidade aumentada.

Monitoramento de Equipamentos

1. Monitoramento integrado de subestações. Dispositivos de monitoramento para equipamentos em subestações de alta tensão estão no mercado há várias décadas. Entretanto estes dispositivos vêm sendo aplicados individualmente, equipamento por equipamento. Atualmente existe a necessidade de integração dos sinais provenientes destes dispositivos, tendo em vista principalmente a aplicação da tecnologia de rede inteligente (*Smart Grid*).

O monitoramento dos equipamentos de uma subestação e a integração dos sinais decorrentes são primordiais para a implantação desta nova concepção da rede, motivada principalmente pelas seguintes necessidades: expansão da vida útil dos equipamentos com vários anos de uso, redução dos custos de manutenção, detecção rápida de onde e quando um problema ocorreu, operação da rede de transmissão além dos seus limites especificados, principalmente durante o horário de pico ou em emergências etc.

Para o estabelecimento adequado de um projeto de monitoramento de uma subestação, é necessária a realização de estudos de viabilidade técnica e econômica para definir a arquitetura de integração para a aquisição, análise e distribuição de dados. Modelos matemáticos devem ser desenvolvidos com a finalidade de análise e tratamento dos dados coletados para fins de diagnósticos e prognósticos, facilitando e otimizando a programação de manutenções de cada equipamento monitorado.

Atualmente existem diversos sistemas de monitoramento que oferecem excelentes aplicativos de coleta e armazenamento de dados. Entretanto ainda são necessários aprimoramentos nos sistemas de diagnóstico, em que estes dados serão tratados e analisados, objetivando fornecer subsídios para a gestão dos ativos principalmente para os processos de manutenção e determinação da vida útil. Mesmo assim considera-se uma questão de tempo a ampliação dos sistemas de monitoramento cada vez mais integrados, inteligentes e confiáveis.

2. Monitoramento de transformadores. As condições atuais do mercado brasileiro de energia, reguladas pela disponibilidade de equipamentos e penalizadas através de pesadas multas (Parcela Variável por Indisponibilidade), impõem mudanças nas filosofias de operação e manutenção. Especificamente para os transformadores, que são os bens de maior valor de uma subestação, é consenso a importância da aplicação de sistemas de monitoramento *on-line* dos equipamentos. Na pesquisa internacional realizada pelo Cigré no período de 1968 a 1978, onde foram coletadas e analisadas cerca de 1.000 falhas em transformadores, foi apontada a seguinte distribuição para transformadores de subestações com comutador sob carga

Parte ativa	Buchas	Tanques e óleo	Comutador	Outros
21,8%	12,3%	12,9%	41,4%	11,6%

Estas e outras estatísticas disponíveis podem ser utilizadas para selecionar as grandezas a serem monitoradas objetivando fornecer subsídios para a manutenção preventiva dos transformadores. Neste sentido, pode-se apontar as seguintes:

- **Parte ativa** – Temperatura do óleo, dos enrolamentos e ambiente. Tensões, correntes e potências ativas e reativas. Hidrogênio no óleo.
- **Buchas** – Capacitância, tangente delta, corrente de fuga, tensões fase-terra e fase-fase.
- **Tanque e óleo** – Teor de água no óleo e sua tendência de evolução. Saturação relativa de água no óleo e saturação relativa à temperatura ambiente e de referência.

Assim, para coleta destas grandezas, o sistema de monitoramento a ser instalado em cada transformador deve contemplar a instalação de sensores para verificação da isolação das buchas de alta tensão, sensor de gás para determinar a cromatografia para análise do óleo isolante, sensores de temperatura. Adicionalmente, o sistema de monitorização tem de considerar o número de bombas de óleo e ventiladores e as condições de funcionamento de transformadores (corrente de carga, temperatura do ponto quente, umidade no papel isolante e quantidade de gases dissolvidos no óleo).

Os dados coletados a partir dos sensores instalados devem ser analisados em sistemas computacionais de diagnósticos e prognósticos que fornecerão informações importantes sobre o estado das buchas, envelhecimento da isolação, umidade no papel, gases no óleo e a eficiência do resfriamento. Estas informações serão importantes para tomada de decisão sobre as medidas preventivas a serem tomadas podendo até acionar alarmes para os operadores, caso limites preestabelecidos sejam ultrapassados.

Tendo em vista a importância dos transformadores na confiabilidade e disponibilidade de uma subestação, existe um esforço tanto por parte dos fabricantes como das empresas concessionárias no sentido de aprimorar cada vez mais os sistemas de monitoramento, os programas de diagnósticos e a integração dos sinais coletados com os outros sinais obtidos dos demais equipamentos existentes na instalação.

3. Monitoramento de disjuntores. Certamente o disjuntor é um dos mais complexos equipamentos da subestação. Pesquisas realizadas constataram que cerca de 40% do custo de manutenção dos equipamentos de uma subestação se refere aos disjuntores, e 60% desse total é destinado para revisão geral. Este fato demonstra a importância do monitoramento contínuo das variáveis do disjuntor que podem ser utilizadas na manutenção preditiva, de maneira a contribuir para a redução destes custos.

As práticas de manutenção atualmente adotadas são baseadas em intervalos de tempos fixos ou pela quantidade de manobras realizadas, indicadas através dos contadores de operação. Entretanto esta prática vem se modificando para metodologias que consideram o estado do equipamento. Esta mudança só vem se tornando possível devido ao surgimento de sistemas de monitoramento e diagnóstico que permitem a organização, armazenamento, visualização e interpretação de dados importantes para a manutenção. O desafio dos sistemas de monitoramento para disjuntores é o grande número de variáveis provenientes de diferentes fabricantes e diferentes tecnologias de isolamento, acionamento e interrupção. Por este motivo, verificou-se que a manutenção preditiva não pode estar atrelada somente à aquisição de grandezas através de sistemas de moni-

toramento e análise destes dados comparando com parâmetros preestabelecidos, mas deve contar também com um sistema de gestão de conhecimento formado a partir da memória da experiência dos profissionais. Este conjunto assim formado propiciará uma ferramenta poderosa de diagnóstico e prognóstico de falhas.

4. Monitoramento de seccionadores. O fechamento incorreto de seccionadores provoca o aumento da resistência entre os contatos que, durante a circulação de corrente, pode levar a um aquecimento excessivo. Em casos mais graves pode levar ao total derretimento das partes condutoras e consequente desligamento do sistema.

Sendo assim, é muito importante monitorar o fechamento completo do seccionador. Um dos métodos propostos considera que os seccionadores possuem características (variação de torque mecânico em função do ponto em que se encontra) próximas, quando se trata de um mesmo modelo, e que a análise de variação de torque em motores elétricos se mostra mais sensível (pequenas variações são mais evidentes) quando se analisa a variação da corrente elétrica ao invés da potência elétrica consumida por este motor. Neste sentido, deve-se levantar as curvas da corrente do motor de acionamento verificando suas variações em função dos problemas que possam ocorrer. Com base nestas premissas, a metodologia pode ser desenvolvida utilizando técnicas de sinais mais sofisticadas (análise espectral) associadas a técnicas de inteligência artificial, de modo a fornecer o ponto exato do defeito.

5. Monitoramento de capacitores série. A alteração da capacidade das unidades capacitivas provocada pelo aquecimento decorrente da corrente durante a operação contínua e ocorrências de sobrecarga e transitórios pode levar a uma situação de circulação de corrente de desequilíbrio entre as fases, conduzindo a operação da proteção e retirada do banco. Sistemas de monitoramento têm sido propostos para evitar este desligamento intempestivo e atuar de maneira pró-ativa na manutenção preventiva. Por exemplo, uma proposta de desenvolvimento de sensor virtual formado por rotinas computacionais que representam o modelo matemático dos arranjos das unidades capacitivas. Este sistema se constituiria em uma rede neural do tipo probabilístico, treinada por padrões preestabelecidos, que seriam comparados com as entradas de valores de tensão e corrente levantados pelos equipamentos de medição. Além da corrente de desbalanço no banco, existem propostas para monitoramento de outras grandezas e sistemas de análise e diagnóstico como, por exemplo, energia e corrente de fuga dos varistores.

6. Monitoramento de para-raios. Dentre os defeitos reportados, o mais frequente é a perda de estanqueidade (perda de isolamento físico entre o meio ambiente e o meio interno) seguido de degradação dos varistores, poluição externa, umidade interna e desalinhamento da coluna de varistores e aquecimento anormal devido à distribuição irregular de tensão ao longo da coluna. Foi ainda observado que o envelhecimento dos varistores provoca aumento gradual da corrente de fuga, que provoca aquecimento com a possibilidade de uma avalanche térmica e/ou falha completa. Para fornecimento de subsídios para a manutenção preventiva objetivando a detecção precoce destes defeitos, são utilizados basicamente dois métodos de monitoramento: medição de corrente de fuga e

aquisição de imagens térmicas. No primeiro método, a medição é direta e realizada por equipamentos especiais. O segundo método se baseia no fato de que uma variação na corrente de fuga altera o padrão térmico do para-raios. A partir dos dados obtidos, pode-se desenvolver uma metodologia de diagnóstico de defeitos. Neste sentido, tem-se mostrado promissora a utilização de redes neurais que analisam e comparam diversas imagens térmicas obtidas em laboratórios a partir da simulação dos diversos defeitos. Com esta base de dados formada com os perfis térmicos de para-raios defeituosos, o sistema utilizando técnica de inteligência computacional consegue diagnosticar o estado de um determinado equipamento baseado no seu perfil térmico.

5. CONSTATAÇÕES

Para a atividade de prospecção foram escolhidas fontes de pesquisas consideradas mundialmente importantes, tais como as bienais do Cigré (*Conseil International des Grands Réseaux Electriques*), a base de dados do IEEE (*Institute of Electrical & Electronics Engineers*). Já para considerar a produção intelectual brasileira, foram analisadas as seguintes fontes: o Programa de P&D da Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), as bienais do SNPTEE (Seminário Nacional da Produção e Transmissão de Energia Elétrica), a base de teses universitárias da CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Ensino Superior), além da base de dados de patentes do INPI (Instituto Nacional de Propriedade Intelectual).

Nestas fontes foram selecionados e analisados 262 trabalhos. A maior concentração ocorreu em 2011 com 56 trabalhos e o tema de maior quantidade foi transformadores de potência com 73 trabalhos. O SNPTEE foi a fonte que forneceu o maior número de trabalhos (80) para a pesquisa.

Uma pesquisa no banco de dados do Instituto Nacional da Propriedade Industrial (INPI) não revelou uma produção nacional muito forte no campo de patentes. Foram encontradas apenas 13 patentes no período de 2011 a 2004. Destaque para a área de disjuntor com seis patentes.

Foram analisadas um total de 41 teses registradas entre os anos de 2010 e 2003 no banco de dados da CAPES, entre mestrados profissionalizantes, mestrados e doutorados. Dentre estas teses, a maioria concentrou-se na área de transformadores de potência e transformadores de instrumento com 13 e sete teses respectivamente. A Universidade Federal de Campina Grande com nove teses foi a que mais se destacou dentre as 17 instituições que registraram as teses selecionadas.

A partir da base de dados dos relatórios disponibilizados pela Aneel, foram selecionados e analisados 25 projetos concluídos e em andamento entre os anos de 2007 e 2004. Dentre a maior parte dos investimentos em P&D do setor de equipamentos, o destaque é para os transformadores de potência e transformadores de instrumentos que, juntos, levam cerca de 52 % do investimento total. Foram identificadas 14 empresas que propuseram projetos e 19 entidades que atuaram como executoras. No que tange às empresas proponentes, a Eletronorte se destacou com relação às demais, propondo quatro projetos. A Coppe/UFRJ, dentre 19 empresas executoras, demonstrou ser grande polo de execução de projetos de P&D nesta área com seis projetos.

Buscando classificar e identificar as áreas de evidência no tema equipamentos, foram analisados 80 informes publicados no SNPTEE (2011 – 2003), 45 artigos publicados nas bienais do Cigré (2012 - 2004), 60 artigos da base de dados do IEEE (2012 - 2005).

Com base nos dados fornecidos pelo SNPTEE, as áreas que mais se mostraram em evidência foram as que abordaram os temas : transformadores de potência e disjuntores que, juntos, somam 44 trabalhos publicados. De 44 empresas, a Chesf, Cepel, Furnas e Eletronorte foram as que mais apresentaram informes no Seminário na área de equipamentos.

O Cigré tem igualmente dado mais atenção aos temas transformadores de potência e disjuntores. Juntas, estas áreas somam 23 trabalhos publicados no período considerado. A base de dados do IEEE apresenta números que apontam para áreas que se preocupam com os dispositivos FACTS e reatores.

Dentre 30 países representados nos trabalhos apresentados no Cigré e IEEE, Canadá e Alemanha apresentaram-se com grandes contribuições em pesquisas relacionadas aos equipamentos.

Com base na prospecção realizada, objetivando a busca de inovações possíveis de serem aplicadas aos equipamentos de alta tensão, foram identificados temas considerados importantes para a realização de pesquisas complementares que possam fornecer subsídios para o desenvolvimento e aplicação destas inovações. Além dos equipamentos propriamente ditos, foram analisados separadamente os temas Monitoramento, Manutenção e Materiais Avançados. Foram identificados 51 temas que foram posteriormente hierarquizados seguindo a metodologia Delphi, conforme será mostrado no capítulo 22

6. REFERÊNCIAS

Transformadores de Potência

Patentes – INPI

- [1] CHEIM, L. A. V.; SILVEIRA, J. G. G. *Sistema e Método de Monitoração e Controle da Condição de Operação de um Transformador de Potência*. PI0502384-0 A2. Publicação de junho de 2005.
- [2] CHEIM, L. A. V.; SILVEIRA, J. G. G. *Sistema e Método de Monitoração e Controle Centralizado da Condição de Operação de Transformadores de Potência Compreendidos em Diferentes Subestações e Centro de Monitoração*. PI0502320-3 A2. Publicação de junho de 2005.
- [3] COLMERO, A. P.; NAVARRETE, M. O. *Autotransformador de Potência Multitensão para a Rede de Transmissão de Energia Elétrica de Alta Tensão (Politransformador)*. PI0513628-8 A2. Publicação de março de 2005.

Teses de Universidades – Capes

- [4] BARBOSA, D. *Sistema Híbrido Inteligente para o Monitoramento e Proteção de Transformadores de Potência*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo, São Carlos, SP, 2010.
- [5] PORTELLA, M. O. G. *Avaliação da Presença de Indicadores de Oxidação do Papel Isolante Termoestabilizado em Equipamentos de Subestação*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná, PR, 2010.

- [6] JÚNIOR, N. T. N. *Uma Metodologia para Monitoramento das Condições Operativas de Transformadores de Potência e Análise de Tendências Baseadas em Lógica Fuzzy*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Maranhão, MA, 2010.
- [7] SENNA, S. L. *Computação Evolucionária Aplicada ao Diagnóstico de Falhas Incipientes em Transformadores de Potência*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, MG, 2010.
- [8] BECHARA, R. *Análise de Falhas de Transformadores de Potência*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade de São Paulo, SP, 2010.
- [9] MORAIS, D. R. *Sistema Multiagente para Diagnóstico Integrado de Transformadores de Potência*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, SC, 2009.
- [10] JUNIOR, A. L. *Manutenção Pré-Corretiva em Transformadores de Potência – um Novo Conceito de Manutenção*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Carlos, São Carlos, SP, 2009.
- [11] SANTOS, L. T. B. *Sistema de Apoio à Decisão para o Diagnóstico de Faltas em Transformadores de Potência*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Católica do Rio de Janeiro, RJ, 2009.
- [12] LIMA, S. L. *Diagnóstico de Falhas Incipientes em Transformadores de Potência Utilizando a Teoria da Extensão*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade do Maranhão, MA, 2008.
- [13] BARBOSA, R. R. *Monitoramento On-Line e Diagnóstico Inteligente da Qualidade Dieletétrica do Isolamento Líquido de Transformadores de Potência*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, CE, 2008.
- [14] MASIERO, B. S. *Controle Ativo de Ruído para Transformadores de Potência em Campo*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo, SP, 2007.
- [15] TORRES, A. L. O. *Diagnóstico de Transformadores de Potência através da Análise da Resposta em Frequência*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, SC, 2006.
- [16] FILHO, V. N. A. B. *Monitoramento e Diagnóstico de Estado de Grandes Transformadores, com Ênfase para o Diagnóstico pela Cromatografia*. Tese (Mestrado Profissionalizante em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Pernambuco, PE, 2003.

Pesquisas – Aneel

- [17] MAK, J. *Desenvolvimento de Novos Processos e Algoritmos*. Light Serviços de Eletricidade S/A, Centro de Gestão de Tecnologia e Inovação – CGTI, Quantum Tecnologia e Inovação, 2007.
- [18] MAGRINI, L. C. *Monitoramento de Descargas Parciais em Transformadores de Potência*. Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo – ELETROPAULO, Fundação para Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia – FDTE, 2007.
- [19] PENICHE, R. *Saturômetro, Dispositivo para Medir a Curva de Magnetização de Transformadores*. Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, Instituto de Tecnologia para Desenvolvimento – LACTEC, 2006.
- [20] *Desenvolvimento de Ferramentas Inteligentes e Adaptativas para o Monitoramento e Diagnóstico de Falhas Incipientes em Transformadores de Potência de Grande Porte*. Central Geradora Termelétrica Fortaleza S/A – CGTF, Associação Técnica Científica Engenheiro Paulo Frontin, 2006.
- [21] MURAKAMI, C. R. *Avaliação de Falhas e Defeitos Ocorridos em Transformadores de Potência do Sistema Elétrico da CELG e Implementação de Técnica de Manutenção Preditiva (Ensaio de Detecção de Descargas Parciais por Emissão Acústica e Cromatografia em Amostras de Óleo)*. Companhia Energética de Goiás, Universidade Federal de Goiás, GO, Fundação Nacional de Pesquisa – FUNAPE, 2006.
- [22] SOUZA, A. N. *Sistema Especialista Inteligente Aplicado à Tomada de Decisão e Diagnóstico em Campo de Transformadores e Autotransformadores de Potência da Eletronorte – MA*. Centrais Elétricas do Norte do Brasil – Eletronorte, Universidade Estadual Paulista – UNESP, Universidade Federal do Maranhão – UFMA, 2005.
- [23] SILVINO, J. L. *Novo Método de Diagnóstico de Transformadores de Potência via Sistemas Dinâmicos*. CEMIG Distribuição, Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG, 2004.

Informes técnicos – SNPTEE

- [24] CAETANO, A. P. P. T. *Confiabilidade de Análise de Risco de Transformadores de Força*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [25] MARIN, M. A. *Levantamento de Falhas e Defeitos em Transformadores de Potência e Reatores*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [26] VELÁSQUEZ, J. L.; CARMO, H. do; PAULINO, M. E C. *Avaliação da Condição como Ferramenta de Gestão do Ciclo de Vida de Transformador de Potência*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [27] MARTINS, H. J. A.; SANTOS, L. T. B. *Dispositivo de Precisão para Ensaios de VFT em Transformadores de Potência*, XXI SNPTEE 2011, Florianópolis, SC, 2011.
- [28] FRANÇA F. R. R.; SILVA, M. A. F.; VASCONCELOS, J. S. S. *Diagnóstico de Transformadores por Análise de Vibrações: Discussão da Eficácia a partir de Fundamentos Metrológicos*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [29] SEVERO, J. A. A.; FANTIN, K. V.; ALVES, M. *Experiência com a Monitoração de Transformadores, Reatores, Materiais e Tecnologias Emergentes*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [30] ALVES, A.; LOPES, L.; SEVERINO, C.; PERONI, P.; GONÇALVES, F. Z.; PEREIRA, G. A. *Evolução dos Sistemas de Monitoramento On-Line de Transformadores e Reatores Sigma na Eletrosul*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [31] MARIN, M. A.; AGUIAR, R. *Avaliação dos Sistemas de Monitoramento dos Gases Dissolvidos no Óleo Isolante de Transformadores*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [32] GONZALES, C. G.; SILVA, I. N. *Sistema Especialista Inteligente para Diagnóstico de Defeitos Elétricos Internos em Transformadores de Transmissão Utilizando Sinais de Emissão Acústica e Análise de Gases*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [33] TRINDADE, M. B.; MENEZES, R. C. *Diagnóstico de Transformadores de Potência Utilizando a Técnica de Emissão Acústica*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [34] CAETANO, A. P. P. T. *Confiabilidade e Análise de Risco de Transformadores de Força*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [35] SANTOS, F. M.; CORRÊA, A. I.; OHNO, R. M.; RIGONI, E.; MARIN, M. A. *Escalonamento dos Ensaios mais Adequados Levando-se em Consideração a Parcela por Indisponibilidade Aplicada aos Transformadores de Potência Ligados à Rede Básica*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [36] MOREIRA, M. P.; DUPONT, C. J. *Utilização do Processo MMC e da Metodologia F-Promethee para a Priorização dos Modos de Falhas em Transformadores de Potência*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [37] BECHARA, R.; BRANDÃO J. A. F. *Identificação dos Principais Tipos de Falhas em Transformadores de Potência*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [38] MARQUES, A. P.; AZEVEDO, C. H. B.; NEPOMUCENO, P. R.; RIBEIRO, C. J.; SOUZA, D. C. P.; SANTOS, R. P. B. *Desempenho dos Transformadores de Potência de 69 kV, 138 kV e 230 kV, no Período de Vinte e Oito Anos, no Sistema CELG*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [39] MARIN, M. A. *Análise das Falhas Ocorridas com Transformadores Elevadores da UHE GBM – Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [40] AZEVEDO, C. H. B.; MARQUES, A. P.; RIBEIRO, C. J. *Requisitos e Procedimentos para a Melhoria da Detecção de Descargas Parciais em Transformadores de Potência pelo Método de Emissão Acústica*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [41] SCARETTI, D. W.; PELOGIA, H. R. T. *Confiabilidade em Sistemas de Monitoramento On-line de Transformadores*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [42] AMORAS, A. J. A.; ARTÉNCIO, J. P.; NETO, O. P. A. *Manutenções Especiais em Transformadores de Grande Porte – Inspeções Internas e Revisões nos Transformadores Elevadores de 13,8 / 550*.
- [43] *kV, 378 MVA trifásico da UHE-Tucuruí*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [44] SOARES, J. C. *Análise das Falhas Ocorridas com Transformadores Elevadores da UHE GBM – Usina Hidrelétrica*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [45] MARTINS, H. J. A.; FERREIRA, C. F.; VASQUES, C. M. R.; SANTOS, L. E. D. *Desenvolvimento de um Critério para Avaliação de Transformadores de Potência através de Resposta em Frequência*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [46] AGUIAR, R.; JUNIOR, J. A. T.; MARTINS, C. L. L. *Análise de Varredura de Resposta em Frequência em Transformadores: Aplicação no Campo*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.

- [47] MARTINS, A. C. P.; VASSALO, D. J.; SESSA, C. *Análise Cromatográfica de Gases Dissolvidos Aplicada aos Óleos Cromatográfica Vegetais Isolantes*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [48] ZAGHETTO, S. L.; SECATO, D.; TRINDADE, M. B.; SILVA, I. J.; SANTOS, J. S.; MENEZES, R. C.; LEITE, J. A. F. *A experiência da Eletronorte em Inspeções Acústicas em Transformadores e Reatores*, XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, RJ, 2007.
- [49] SANTOS, L. T. B.; OLIVEIRA JR., G. F. B.; ZAMBRANO, G. M. V.; MARTINS, H. J. A.; TRINDADE, M. B. *Pesquisa para Diagnóstico de Defeitos na Parte Ativa de Transformadores de Potência*, XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, RJ, 2007.
- [50] ALVES, M. E. G.; ALBUQUERQUE, R. *Monitoração On-Line de um Banco de Autotransformadores 345-138/13,8kV 150MVA com Comutação sob Carga*, XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, RJ, 2007.
- [51] FILHO, V. N. A. B.; AQUINO, R. R. B.; FERREIRA, A. A. *Diagnóstico de Estado de Transformadores através da Cromatografia e com o uso de Redes Neurais*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [52] ZATTA, M. A. *Monitoramento On-Line de Gases Dissolvidos em Óleo de Transformadores*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [53] DUPONT, C. J.; FALCÃO, D. M. *Integração de Análises de Defeitos para Transformadores de Potência*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [54] SOARES, J. C.; JÚNIOR, J. A. T. *Desenvolvimento de Sistema de Monitoração Integrado para Transformadores de Potência*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [55] SCHMIDT, F. V. M. *Interligação de Sistemas com Transformadores de Diferentes Grupos de Ligação Angular*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [56] FONTE, R. C.; DUPONT, C. J.; SOUZA, R. C. *Sistema para Previsão de Elevação de Temperatura em Transformadores de Potência Utilizando Redes Neurais*, XVII SNPTEE, Uberlândia, MG, 2003.

Informes técnicos – Cigré

- [57] LOIZOS, G.; SOUFLARIS, T.; LAGACHE, P.; GOKCEN, I.; SACOTTE, M. *Amorphous Metal-Based Distribution Transformers: Evaluation of Current Technology Situation and Proposed Design for Short-Circuit Withstand*. Cigré, Paris, França, 2012.
- [58] HEIZMANN, T.; BRAUNLICH, R.; ASCHWANDES, T.; FUHR, J.; HASSIG, M.; MULLER, P. *The Swiss Experience of On-site High Voltage Tests and Diagnostic Measurements on Large Power Transformers*. Cigré, Paris, França, 2010.
- [59] THIEDE, A.; STEINER, T.; PIETSCH, R. *New Approach of Testing Power Transformers by Means of Static Frequency Converters*. Cigré, Paris, França, 2010.
- [60] FLORES, W.; MOMBELLO, E.; JARDINI, J.; RATTI, G. *New Methodology for Remanent Life Assessment of Oil-Immersed Power Transformers*. Cigré, Paris, França, 2010.
- [61] LEE, J. H.; SONG, M. H.; LEE, J. K.; KANG, S. H.; KIM, D. K.; IM, S. *A Novel Optical Fiber Sensor System for Temperature Monitoring of Power Transformers*. Cigré, Paris, França, 2010.
- [62] CACINO, A.; OCÓN, R.; ENRÍQUEZ, G.; ALVEZ, M. E. G.; MALEWSKI, R. *Experiences with Wireless Transformer Monitoring System Installed by the Manufacturer and Operated at Strategically Important Locations of the Mexican Grid*. Cigré, Paris, França, 2010.
- [63] GARCIA, H. G.; ITURIOZ, J. V.; GOMEZ, E. S. *Specification of New Power Transformers. Basic Maintenance Issues*. Cigré, Paris, França, 2008.
- [64] KUMARI, S. V.; VISWANATH, G. R.; DHEEPALASKSHMI; DWARAKANATH, K.; TRIPATHY, A. K. *Remaining Life Assessment of Power Transformers*. Cigré, Paris, França, 2008.
- [65] LAPWORTH, J. A. *Transformer Reliability Surveys*. Cigré, Paris, França, 2006.
- [66] BASTOS, G.; VITA, A.; KOTLAREWSKI, J.; FRANÇA, W.; SANTELLI, J.; BRANDÃO, J.; ALBUQUERQUE, R. *An Analysis of the Increase on Transformer Failure Rate Phenomena and Measures Taken To Improve Transformers Reliability*. Cigré, Paris, França, 2006.
- [67] NEJEDLY, J.; HALBWIRTH, H. 2FAL, *Ageing of Insulation and Life Management of Power Transformers*. Cigré, Paris, França, 2006.
- [68] HWANG, I. S. H.; PARK, K. S.; WOO, J. H.; LEE, J. Y.; SEOK, B. Y. *Development of Gas Insulated Transformer*. Cigré, Paris, França, 2006.
- [69] NIGRIS, M.; BERTI, R. P.; BERGONZI, L.; MAGGI, R. *Application of Modern Techniques for the Condition Assessment of Power Transformers*. Cigré, Paris, França, 2004.

- [70] SMEKALOV, V. V.; DOLIN, A. P.; PERSHINA, N. F. *Condition Assessment and Life Time Extension of Power Transformers*. Cigré, Paris, França, 2004.

Informes técnicos – IEEE

- [71] SIM, H. J.; HARRIS, D. L. *Current Practices on Power Transformers Monitoring and Controls for Smart Grid Applications*, 2011, IEEE Power and Energy Society General Meeting: San Diego, CA, USA.
- [72] HUI, H.; XING-GUO, T.; QUING-MIN, L.; FEI, Z.; ZHAN-FENG, D. *Development and Applicability Analysis of Intelligent Solid State Transformer*, 2011 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT): Weihai, Shandong, China.
- [73] JIANYUAN, X.; LIANG, W.; XIN, L.; LIANG, W.; LIHUA, C.; YUN, T. *Power System Transformer Substation Voltage Stability of Line Assessment and Arrangement Scheme of PMU*, 2011 International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS): Beijing, China.
- [74] GONZALES, J. C.; MOMBELLO, E. E.; GUIDI, G. D. *Diagnosis of Power Transformers Through Frequency Response Analysis Applying Multiresolution Analysis and Pattern Classification*, 2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America.

Reatores em Derivação

Patentes – INPI

- [75] TAVARES, M. C. D.; VALERO, P. M. *Método para Religamento Tripolar Rápido em Linhas de Transmissão com Compensação Reativa em Derivação*. PI0804330-2 A2. Publicação de 17 de maio de 2011.

Teses de Universidades – Capes

- [76] PEREIRA, E. S. *Avaliação do Desempenho de um Protótipo de Reator Saturado em Escala Real: uma Abordagem Experimental*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Uberlândia, MG, 2008.
- [77] VASCONCELOS, A. B. *Modelagem, Projeto e Construção de Compensadores Estáticos tipo Reator a Núcleo Saturado para Melhoria da Qualidade da Energia: Análise Computacional e Validação Experimental*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Uberlândia, MG, 2004.

Pesquisas – Aneel

- [78] BURANI, G. F. *Investigação sobre Contaminação de Enrolamento de Reatores de EAT por Enxofre Corrosivo*. Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S/A - EATE, Instituto de Eletrotécnica e Energia – IEE/USP, 2006.
- [79] CARVALHO JR., M. A. *Construção, Instalação e Teste de um Reator Saturado em 13,8 kV no Sistema de Transmissão CHESF para Avaliação de Desempenho*. Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, Universidade Federal de Pernambuco/UFPE, 2006.

Informes técnicos – SNPTEE

- [80] INHASZ, J.; YAMAZAKI, L. E.; MENDES, J. C. *Reatores de Derivação – Vibração em Tanques Relacionada com Nível de Ruído e Solicitações Mecânicas*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [81] INHASZ, J.; YAMAZAKI, L. E.; MENDES, J. C. *Tecnologias Avançadas em Reatores de Derivação*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [82] MAIA, M. J. A.; CARVALHO JR., M. A.; FONTE, L. A. M.; LEAL, F. S. *Reator de Saturação Natural: Estudos para o Projeto de um Protótipo*, XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, RJ, 2007.

Informes técnicos – Cigré

- [83] CANCINO, A.; ÓCON, R.; ENRÍQUEZ, G.; MALEWSKI, R. *Core-Form Versus Shell-Form Shunt Reactors Utility and Manufacturer Position*. Cigré, Paris, França, 2008.
- [84] BENGTSSON, C.; ANGER, J.; FORSLIN, J.; OLSSON, K. *Field Performance and Sound of Shunt Reactors in Service*. Cigré, Paris, França, 2008.
- [85] JARMAN, P.; MARSHALL, B.; LAPWORTH, J.; PLOETNER, C. *Experience of Specifying and Using Reactors in a Transmission Network*. Cigré, Paris, França, 2008.
- [86] BENGTSSON, C.; OLSSON, T.; OLSSON, K.; AL-NASSAR, R. S.; CHAVEZ, L. *Design and Testing of 300 MVAr Shunt Reactors*. Cigré, Paris, França, 2008.
- [87] ROCHA, A. C. O.; MENDES, J. C. *Assessment of an EHV Shunt Reactor Insulation and Mechanical Performance by Switching Surge Analyses*. Cigré, Paris, França, 2006.

Informes técnicos – IEEE

- [88] RUI, Q.; WENKE, G.; GUOPING, C. *Research of 750 kV Controllable High Voltage Shunt Reactor*. IEEE, 2012.
- [89] YANG, L.; WENYING, L.; JINGJING, Z. *Impacts of High-Voltage Shunt Reactor on 750 kV Line Losses*. IEEE, 2012.
- [90] WENQUAN, S.; JIALE, S.; GUOBING, S.; YILI, L.; YANBIN, L. *Single-Phase Permanent Fault Detection for Reactored EHV/UHV Transmission Lines*. IEEE, 2011.
- [91] QUINTANA, J.; IBARRA, F. *Capacity Standardization of Shunt Power Reactors in Mexico*. IEEE, 2011.
- [92] MESTAS, P.; TAVARES, M. C.; GOLE, A. M. *Implementation and Performance Evaluation of a Reclosing Method for Shunt Reactor-Compensated Transmission Lines*. IEEE, 2011.
- [93] ZHANG, L.; LIU, B.; SHEN, H.; QIN, X. *Voltage Control Strategy with Stepped Controllable Shunt Reactor in Large-Scale Wind Power System*. IEEE, 2011.
- [94] ADIBI, M. M.; MARTINS, N.; WATANABE, E. H. *An Improvement of AC Electrical Energy Transmission System with Series Compensation by Implementation of Controllable Shunt Reactors*. IEEE, 2010.
- [95] XIANGZHENG XU. *The Status and Development of Magnetically Controlled Reactor*. IEEE, 2009.
- [96] CIONTU, M.; RUSINARU, D.; MIRCEA, I. *Tripping Overvoltages in HV Transmission Networks Equipped with Shunt Reactors*. IEEE, 2009.
- [97] FENG, G.; SHAO, J.; MA, S.; ZHAO, Y. *Research on Over-Voltage Limitation of Ultra-High Voltage System Using Magnetic Controllable Reactor*. IEEE, 2009.
- [98] HAO, Y.; YONGHAI, X.; YINGYING, Z.; XIANGNING, X. *Study of Nonlinear Model of Shunt Reactor in 1000 kVAC Transmission System*. IEEE, 2009.

Buchas

Patentes – INPI

- [99] TIBA, T. *Bucha de Medição de Tensão e de Corrente para Linhas de Média e Alta Tensão com Capacitor Integrado*. PI0601032-6 A2. Publicação de 05 de outubro de 2010.
- [100] HEDLUND, H. *Bucha de Alta Tensão*. PI0513913-9 A2. Publicação de 20 de maio de 2008.

Teses Universidades – Capes

- [101] ALVES, M. E. G. *Monitoração de Buchas Condensivas Isoladas com Papel Impregnado com Óleo*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, SP, 2005.

Pesquisas – Aneel

- [102] WERNECK, M. M. *Desenvolvimento de Tecnologia Optopeletrônica para Diagnóstico em Tempo Real de Buchas de 500kV – arquivo:789_pa_in_20060420_rev.prj*. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A – Eletrobráile, Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação - Coppe/UFRJ, Universidade Federal do Maranhão – UFMA, 2006.

Informes técnicos – SNPTEE

- [103] MELLO, D. R.; OLIVEIRA, O. F.; CARDOSO, J. A.; AZEVEDO, R. M.; CARVALHO, S. G. *Melhoria do Desempenho de Isoladores em Subestações Classe 800 kV sob Chuva Intensa*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [104] BRASIL, F. S.; CAMPOS, B. M.; ANDRADE, J. A. S.; TOSTES, J. A. S.; NETO, O. F. A.; AZEVEDO, P. R. P. *Medição de Descargas Parciais em Buchas Capacitivas em Ambiente a Céu Aberto, uma Experiência bem Sucedida*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [105] PISA, L. F. *Experiência da Itaipu Binacional com o Uso de Elastômero de Silicone para Evitar Descargas Disruptivas Externas em Buchas de 500 kV de Transformadores de Potência*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [106] NETO, J. L. S.; BOTELHO, M. P. G.; CUFFA, H.; LIMA, A. C. S.; CARVALHO, C. C.; WERNECK, M. M.; ROSA, R. N. F. *Comparaçao em Protótipos de Dois Sistemas de Monitoramento em Tempo Real de Buchas Condensivas de Transformador*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [107] ALVES, M. E. G.; PENA, M. C. M.; SEVERINO, C. *Defeitos de Evolução Rápida em Buchas Detectados por Monitoramento On-Line*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [108] MELO, A. G.; AGUIAR, R. *Monitoramento de Pressão Interna de Buchas*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.

Informes técnicos – Cigré

- [109] WANKOWICZ, J.; BIELECKI, J.; SZROT, M.; SUBOCZ, J.; MALEWSKI, R. *HV Bushing Failure in Service, Diagnostics and Modeling of Oil-Type Bushings*. Cigré, Paris, França, 2010.
- [110] CARDANO, P.; PIGINI, A.; BERTI, R.; NIGRIS, M.; MOAL, E.; ROCCHETTI, G. *Application of Composite Housing to High Voltage Bushings*. Cigré, Paris, França, 2008.
- [111] PICHER, P.; RAJOTTE, C.; NGUUYEN, V. N. *Field Experience with on-Line Bushing Diagnostic to Improve Transformer Reliability*. Cigré, Paris, França, 2008.
- [112] KUCHLER, A.; HULLMANDEL, F.; BOHM, K.; NEUMANN, C.; KOCH, N.; LOPPACH, K.; KRAUSE, C.; ALFF, J. J. *Condition Assessment of Aged Transformer Bushing Insulations*. Cigré, Paris, França, 2006.
- [113] MESHKATODDINI, M. R. *Novel Transformer Bushings with ZnO Arresters Installed Inside*. Cigré, Paris, França, 2006.

Informes técnicos – IEEE

- [114] RIENDEAU, S.; PICHER, P.; LÉONARD, F.; GAUVIN, M.; BERTRAND, H. *On-Line Monitoring of Transformer Bushings Using a New Decentralized Measurement System*. IEEE, 2010.

Transformadores de Instrumento

Teses Universidades – Capes

- [115] BATISTA, T. C. *Transformador de Corrente com Núcleo de Liga Nanocristalina para Medição*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Campina Grande, PB, 2010.
- [116] FREIRE, S. C. F. *Desempenho de Transformadores de Corrente em Regime não Senoidal*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de Campina Grande, PB, 2010.
- [117] LIMA, D. K. *Transformadores para Instrumentos Ópticos: Aspectos da Viabilidade do seu Uso pelas Empresas do Setor Elétrico*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, SP, 2009.
- [118] STAUDT, T. *Estudo de Transformadores de Correntes Utilizados em Instrumentação*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, SC, 2009.
- [119] CHAVES, C. F. *Transformador de Corrente Eletrônico Utilizando Bobina de Rogowski e Interface Óptica com POF para Aplicação em Sistemas de Potência*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, RJ, 2008.

- [120] LACHMAN, M. *Sistema de Monitoração Remota e Avaliação do Estado Operativo de Transformadores de Potencial Capacitivos(TPCs) Instalados em Subestações em Operação*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, SC, 2007.
- [121] GUERRA, F. C. F. *Desempenho de Transformadores de Corrente em Regime de Saturação*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, PB, 2007.

Pesquisas – Aneel

- [122] VALENTE, L. C. G. *Projeto de Protótipo de Baixo Custo de um Sensor de Correntes Elétricas Elevadas em Fibra Óptica*. Centrais Expansion Transmissão de Energia Elétrica S/A – ETEE, Fundação Padre Leonel Franca – Padre Leonel, 2007.
- [123] WERNECK, M. M. *Desenvolvimento de um TC a Fibra Óptica para Extra-Alta Tensão*. Furnas Centrais Elétricas S/A – Furnas, Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, 2006.
- [124] WERNECK, M. M. *Pesquisa e Desenvolvimento de TP para Extra-Alta Tensão com Tecnologia Fotônica-XHVsen*. Furnas Centrais Elétricas S/A - Furnas, Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, 2006.
- [125] WERNECK, M. M. *Pesquisa Básica de Tecnologia Óptica para Medida em Média Tensão-Arquivo:proj-FBZ-PZT-eletrobolt-MMW-PP-RCSBA-CCC-ver11.prj*. Sociedade Fluminense de Energia Ltda-Sfe, Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, 2006.
- [126] WERNEWCK, M. M. *Desenvolvimento de Novas Tecnologias em Campo de Vida Útil de TCs. Light Serviços de Eletricidade S/A*. – Light, Instituto Alberto Coimbra de Pós-Graduação – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, 2006.
- [127] MELO, C. F. J. *Desenvolvimento de Sistema para Verificação de Transformadores para Instrumentos in situ para Sistemas de Extra-Alta Tensão*. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A – Eletro-norte, Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento – Lactec, Universidade Federal do Pará – UFPA, 2005.

Informes técnicos – SNPTEE

- [128] NETO, J. L. S.; CUFFA, H.; RIBEIRO, R. V.; PAIS, J. S.; COUTO, M. V. B.; LIMA, A. C. S.; CARVALHO, C. C.; WERNECK, M. M.; CHAVES, J. A. M. *Desenvolvimento de Sistema Eletrônico para Obtenção de Características Magnéticas de Transformadores de Corrente para Proteção*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [129] LIMA, D. K.; SANTOS, J. C. *Transformadores para Instrumentos Ópticos: sua Viabilidade no Setor Elétrico Brasileiro*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [130] SPRESSOLA, F. E.; MARTINEZ, M. L. B. *Ensaios para Avaliação do Comportamento Térmico de Transformadores de Corrente de Extra-Alta Tensão. A Influência das Perdas Dielétricas na Elevação de Temperatura*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [131] ZIMMERMANN, A. C.; ULIANA, P. B.; WENDHAUSEN, M.; CARVALHO, C. N.; COELHO, V. V.; ZATTA, M. A. *Aspectos Construtivos de um Medidor Eletro-Óptico Híbrido de Tensão e Corrente com Aplicação em Subestações 550 kV*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [132] LIMA, D. K.; SANTOS, J. C. *Transformadores para Instrumentos Ópticos: sua Viabilidade no Setor Elétrico Brasileiro*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [133] LOUPES, J. I.; FRANCO, E. M.; SILVA, M. A. C.; MARTINS, H. J. A.; SILVA, A. N.; SANTOS, L. T. B. *Medição de Descargas Parciais em Transformadores de Instrumentos até 550kV no Campo*, XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, RJ, 2007.
- [134] LEVY, A. F. S.; NASCIMENTO, L. F. A.; SANZ, J. P. M.; CARVALHO, J. D.; TOSTES, J. A. S. *Uma Experiência Bem Sucedida de Medição no Campo de Descargas Parciais em TC'S para Sistemas de 550 kV*, XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, RJ, 2007.
- [135] RIOS, T.; SANTOS, C. F.; ZINI, N. J. M.; COSSI, G. J. *Utilização de Técnicas de Linha Viva em Isolação de Transformadores de Corrente, Potencial e Para-Raios*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [136] ALVES, J.; MEDEIROS, J. W. *Especificação de Transformadores de Corrente com Resposta a Transitórios Experiência da Eletro Norte*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.

Informes técnicos – Cigré

- [137] RAHMATIAN, F.; PEELO, D. F. *Use of Optical Instrument Transformers for High-Voltage Testing*. Cigré, Paris, França, 2010.
- [130] KIM, J. B.; CHOI, T. S.; KIM, M. S.; SONG, W. P.; LEE, H. S. *Experience of Non-conventional Instrument Transformer for High Voltage GIS in Real Commercial 154 kV Substation*. Cigré, Paris, França, 2008.
- [140] KULJACA, P. M.; CROTTI, G.; SARDI, A.; DONA, G. *On-site Live Verification of HV Instrument Transformer Accuracy*. Cigré, Paris, França, 2006.

Informes técnicos – IEEE

- [141] SCHMID, J.; KUNDE, K. *Application of Non Conventional Voltage and Current Sensors in High Voltage Transmission and Distribution Systems*. IEEE, 2011.
- [142] RAHMATIAN, F. *High-Voltage Current and Voltage Sensors for a Smarter Transmission Grid and Their Use in Live-Line Testing and Calibration*. IEEE, 2011.
- [143] JIANQIN, F.; WANG, Q.; FEN, N.; GUANGZHAO, C.; ANPING, Z. *An Electronic Voltage Transformer Based on WLAN Technology*. IEEE International Conference on Measuring Technology and Mechatronics Automation, 2010.
- [144] CARVALHO, A. V. J.; FREIRE, A. R. F.; OLIVEIRA, H. M. *Transient Interaction Between Coupling Capacitors Voltage Transformers and Transmission Lines*. IEEE, 2009.

Para-raios

Teses Universidades – Capes

- [145] MACEDO, E. C. T. *Sistema de Avaliação do Nível de Degradação de Para-Raios de Óxido de Zinco*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Campina Grande, PB, 2010.
- [146] LIRA, J. G. A. *Sistema de Aquisição de Dados para Monitoramento e Diagnóstico Remoto das Condições de Para-Raios de Óxido de Zinco*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, PB, 2007.
- [147] NETO, E. T. W. *Monitoramento e Diagnóstico de Para-Raios a ZnO através de Redes Neurais Artificiais*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, PB, 2007.
- [148] GIL, M. A. R. *Análise dos Mecanismos de Degradação em Varistores a Base de ZnO e de SnO₂*. Tese (Doutorado em Ciência e Tecnologia de Materiais) – Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Bauru, SP, 2007.
- [149] MARTINS, A. J. A. L. *Uma Contribuição ao Estudo dos Dispositivos Para-Raios de Subestações*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Minas Gerais, MG, 2005.
- [150] ALMEIDA, C. A. L. *Diagnóstico Inteligente de Falhas em Para-Raios*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Minas Gerais, MG, 2004.

Pesquisas – Aneel

- [151] VISACRO, S. F. *Protótipo para Monitoramento e Diagnóstico Automático de Falhas em Para-Raios, Incluindo os de Carboneto de Silício, Utilizando Técnicas de Sistema de Infravermelho*. CEMIG DIS-TRIBUIÇÃO S/A - CEMIG-D, Universidade Federal de Minas Gerais-UFMG, 2005.

Informes técnicos – SNPTEE

- [152] LIRA, G. R. S.; COSTA, E. G.; FERNANDES, D. J. *Sistema Automático de Diagnóstico de Falhas em Para-Raios de ZnO Baseado na Análise de Termografias*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.

- [153] LAURENTYS, C. A.; CAMINHAS, W. M.; BRAGA, A. P.; MARTINS, H. J. A. *Diagnóstico Inteligente de Para-Raios: uma Nova Abordagem*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [154] OLIVEIRA, O. F.; BARBOSA, F. B.; AZEVEDO, R. M.; CRUZ, W. A. S.; CARVALHO, S. G. *Avaliação do Desempenho de Para-Raios de ZnO após 20 Anos em Serviço*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [155] NASCIMENTO, J. A. S.; FRANÇA, G. S.; PEREIRA, O. P.; OLIVEIRA, M. J. S.; CARVALHO, I. L.; BRAGA, P. R. O. *Aperfeiçoamento de Metodologia para Medir a Temperatura de Para-Raios de 69 kV a 500 kV por Termovisão nas Subestações da Eletronorte*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [156] BACEGA, W. R.; TATIZAWA, H.; KANASHIRO, A. G. *Técnica de Identificação do Processo de Degradação de Para-Raios de ZnO em Campo*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [157] MAIA, M. J. A.; COSTA, E. G.; NETO, E. T. W.; SOUZA, R. T.; CALAZANS, A. E. A. L. *Simulação, Monitoramento e Diagnóstico de Defeitos em Para-Raios de Óxido de Zinco*, XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, RJ, 2007.
- [158] SOARES, A. J.; VISACRO, S.; RODRIGUES, L. I. T.; SOUSA, F. G. J.; MARTINS, A. J. L.; AGUIAR, M. A.; COSTA, M. A.; SILVA, N. S. *Monitoramento da Para-Raios de Óxido de Zinco-Abordagem Geral sobre o Tema e Descrição de um Caso-Estudo*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [159] GONTIJO, G. M.; ROCHA, A. C. O.; FRANCO, E. M. *Falha com Para-Raios de ZnO de 500kV no Sistema CEMIG*, XVII SNPTEE, Uberlândia, MG, 2003.

Informes técnicos – Cigré

- [160] HEINZIG, P.; KNORR, W.; PLOETNER, C.; KRAMER, A.; KOLBL, M. *Long-time Experiences of ZnO Varistor Application in Power Transformers and OLTC's*. Cigré, Paris, França, 2006.
- [161] REINHARD, M.; HINRICHSEN, V.; RICHTER, B.; GREUTER, F. *Energy Handling Capability of high-voltage Metal-oxide Surge Arresters*. Cigré, Paris, França, 2004.

Disjuntores

Patentes – INPI

- [162] PAINEAU, S.; CHIESI, L.; COLLOT, S.; GRAPPE, B.; VERNAY, M. *Dispositivo de Detecção dos Três Estágios de um Disjuntor*. PI0711854-6 A2. Publicação de maio de 2007.
- [163] KRUESI, U.; FREIDINGER, R.; HOLLAUS, W.; KELLER, M. *Resistor de Fechamento para Disjuntores de Circuito de Alta Voltagem*. PI0803532-8 A2. Publicação de setembro de 2008.
- [164] TAVARES, M. C. D.; VALERO, P. M. *Método para Religamento Tripolar Rápido em Linhas de Transmissão com Compensação Reativa em Derivação*. PI0804330-2 A2. Publicação de outubro de 2008.
- [165] WILKENS, E. H. *Conjunto de Dispositivos de Calibração de Disjuntores*. PI0804369-8 A2. Publicação de outubro de 2008.
- [166] PIEDADE, F. R. *Processo e Dispositivo para Detecção de Arco Voltaico por Radiação Ultra-Violeta*. PI0903809-4 A2. Publicação de junho de 2009.
- [167] UCHII, T.; MORI, T.; SHINKAI, T. *Disjuntor com Isolamento a Gás*. PI1000649-4 A2. Publicação de março de 2010.

Teses Universidades – Capes

- [168] CARDODO, G. A. *Chave Controlada para Redução de Sobretensões de Manobra em Linhas de Transmissão*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, PB, 2009.
- [169] MARTINEZ, D. C. *Sistema de Supervisão em Tempo Real Voltado a Manutenção Preditiva de Disjuntores de Alta Tensão*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, SP, 2005.
- [170] OLIVEIRA, O. G. *Um Método de Diagnóstico em Disjuntores de Extra-Alta-Tensão em bay's de Reatores*. Tese (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade de Taubaté, SP, 2003.

- [171] OLIVEIRA, C. E. F. *Sistema Digital de Detecção*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, 2003.
- [172] SANTOS, C. C. *Manutenção Centrada na Confiabilidade: Confiabilidade Aplicada à Manutenção de Disjuntores de Alta Tensão*. Tese (Mestrado Profissionalizante em Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília, DF, 2003.

Pesquisas – Aneel

- [173] MAK, J. *Análise da Inserção de Novos Fluidos, Econômicos e Tecnicamente mais Eficientes em Disjuntores*. Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, B&G Pesquisa e Desenvolvimento em Sistemas Elétricos, Núcleo de Estudos e Pesquisas do Nordeste – NEPEN, 2006.
- [174] VASCONCELOS, G. C. *Ferramenta Computacional para Avaliação da Redução da Capacidade de Interrupção de Disjuntores*. Companhia Energética de Pernambuco – CELPE, Núcleo de Empreendimentos em Ciência, Tecnologia – NECTAR, 2005.
- [175] ADEODATO, P. J. L. *Metodologia para Avaliação da Redução da Capacidade de Interrupção de Disjuntores Considerando o seu Tempo de Uso*. Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF, Centro de Estudos e Sistemas Avançados do Recife – CESAR, Fundação de Apoio ao Ensino, Pesquisa e Extensão – FAPEPE, 2005.

Informes técnicos – SNPTEE

- [176] ARAÚJO, D. C. P.; ALVES, M. E. G.; RIBEIRO, F. A. *Sistema de Monitoração de Disjuntores da SE Rio Verde – Uma Análise da Funcionalidade e Desempenho*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [177] FATORRI, I. M.; ALCÂNTARA, C. C.; MARIANO, C. A. S.; ODA, P. R. D.; FERNANDES, F. C. *Uma Solução Técnica e Inovadora de Sucesso Aplicada na Manutenção de Disjuntores de Alta Tensão na UHE Jupiá*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [178] SILVA, E. B.; OLIVEIRA, E. J. *Identificação de Defeito em Disjuntores de Alta Tensão através da Análise do Estado Térmico dos Acumuladores de Energia Associados ao seu Mecanismo de Ação*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [179] DIAS, A.; JÚNIOR, A. C. A.; RIGONI, E.; CALIL, L. F. P. *Metodologia para Mitigar a Emissão de SF6 em Disjuntores no Contexto da Manutenção*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [180] NASCIMENTO, R. D.; WEYH, C. H.; CAMARGO, J. M.; MEDERO, G. B. *Sistema de Monitoramento, Detecção e Diagnóstico de Falhas Aplicado a Disjuntores de Alta Tensão*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [181] JUNIOR, A. R. *Indicadores de Desempenho de Disjuntores de Alta Tensão*, XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, RJ, 2007.
- [182] GRIMONI, J. A. B.; REIS, L. B. R.; ZUFFO, M. K.; DOMEINGUES, G. R.; SILVA, J. F. *Ambiente de Simulação Virtual para Capacitação e Treinamento na Manutenção de Disjuntores de Subestações de Energia Elétrica*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [183] SILVA, M. S.; JARDINI, J. A.; MAGRINI, L. C.; VEIGA, F. V.; SOLIS, L. A. *Sistema de Monitoramento On-Line de Disjuntores em Serviço*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [184] GARCEZ, J. N.; OLIVEIRA, R. C. L.; NASCIMENTO, A. C.; PALAES, E. G.; FILHO, O. G. S.; KLAUTAU, A. B. R.; SILVA, R. R.; MARINHO, R. S.; CASTRO, A. R. G.; VALE, J. M. A.; LEMOS, R. J. S.; FONCECA, M. C. P. *Monitoramento e Diagnóstico de Falhas Incipientes em Disjuntores Usando Transformada Wavelet e Inteligência Computacional*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [185] KOBAYASHI, T.; CARVALHO, C. E.; CARNEIRO, E. M. *Monitoramento de Disjuntores Siemens 3AT5/3AT2*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.
- [186] LANE, M. A.; THOMAS, R.; CAMERONI, R.; LIMA, J. *Uma Revolução na Tecnologia dos Mecanismos de Operação para Disjuntores de Alta Tensão*, XVII SNPTEE, Uberlândia, MG, 2003.
- [187] DUPONT, C. J. D.; DUCHARME, C.; CARVALHO, A.; OLIVEIRA, A. C. R.; GONÇALVES, D. N.; SILVA, G. M. *Diagnóstico do Estado de Disjuntores de Alta Tensão através das Técnicas de Emissão Acústica*, XVII SNPTEE, Uberlândia, MG, 2003.

Informes técnicos – Cigré

- [188] IKEBE, K.; IMAGAWA, H.; SATO, T.; ITO, H.; KOSAKADA, M.; SALTO, H. *Present Status of High-Voltage Vacuum Circuit Breaker Application and ITS Technology in Japan*. Cigré, Paris, França, 2010.
- [189] IKEBE, K.; MAMETANI, Y.; SATO, T.; KIDA, J.; TOYODA, M.; KAMEI, K. *Investigation of the Impact on Short-Circuit Current Breaking Condition in Present High Power Transmission Systems up to 500kV*. Paris, França, 2010.
- [190] CALAZANS, A.; LIMA, J. N.; VALENÇA, N.; BRONZEADO, H. S. *Improving System and Equipment Performance by Controlled Switching*. Cigré, Paris, França, 2010.
- [191] JUNG, T.; RAYON, J. L.; AIT-ABDELMALEK, F.; FANGET, A.; SAWADA, J.; HOLLMAN, J.; SYDOR, D. *Application of Modern Technology to Optimize Compensated Lines*. Cigré, Paris, França, 2010.
- [192] ROLDAN, J. L.; BLUNDELL, M.; ALLAN, D.; SCOTT, R.; SAHA, T. *Insulation Condition Monitoring of Hybrid Switchgear*. Cigré, Paris, França, 2008.
- [193] BACKMAN, M.; DAHLGREN, M.; NORBERG, P. *A Semiconductor Based Circuit Breaker Concept – Field Experience as Capacitor Switch*. Cigré, Paris, França, 2006.
- [194] NAKADA, Y.; TAKAGI, I.; SHIN, M.; KIDA, J.; TOYODA, M.; ITO, H. *Reliability and Electrical Stress Survey on High Voltage Circuit Breaker in Japan*. Cigré, Paris, França, 2006.
- [195] LECLERC, F.; CHEVRIER, P.; CHAROT, G.; GAUDART, G.; GIBOULET, A. *Compactness and Reliability of New Gas Insulated Switchgear with Rated Voltage of 420kV*. Cigré, Paris, França, 2006.
- [196] ANDERSSON, P. O.; OLOVSSON, H. E.; FANZÉN, B.; LAGER, U.; LUNDQUIST, J. *Applications of Disconnecting Circuit-Breakers*. Paris, França, 2004.

Informes técnicos – IEEE

- [197] YANABU, S.; ZAIMA, E. *Power Switching Technology in Japan*. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Xi'an – China, 2011.
- [198] LARSON, J. R.; SOLVER, C. E.; HAGLUND, L. *Disconnecting Circuit Breaker Enables Smarter Substation Design*. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2010.

Seccionadores

Pesquisas – Aneel

- [199] WERNECK, M.M. *Desenvolvimento de Sistemas para Monitoramento Óptico de Chaves Seccionadoras*. Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - Eletronorte, Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação – COPPE/UFRJ, Universidade Federal do Pará – UFPA, 2005.

Informes técnicos – SNPTEE

- [200] GONTIJO, G. M.; RODRIGUES, T. S.; FRANCO, E. M. *Chave Seccionadora Móvel de 500kV com Acionamento Remoto Montada em Andaime Isolante para Manutenção em TPC e Para-Raios*, XX SNPTEE 2009, Recife, PE, 2009.
- [201] SILVA, R.; BORDONALLI, A. C.; FERNANDES, P. R.; MOSCHIM, E. *Sensoriamento de Fechamento de Chaves Seccionadoras Utilizando Sensores Ópticos*, XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, RJ, 2007.
- [202] ALTWEGG, J.; DIANIN, F.; KIRCHESCH, P.; STRACKE, P. *O Mercado Mundial Exige Seccinadores Confiáveis*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.

Informes técnicos – Cigré

- [203] PEELO, D. F.; SAWADA, J. H.; SUNGA, B. R.; SMEETS, R. P. P.; KRONE, J. G.; VAN DER SLUIS L. *Current Interruption with High-Voltage Air-Break Disconnectors*. Cigré, Paris, França, 2004.

Capacitores Série

Teses Universidades – Capes

- [204] VIANNA, R. P. *Capacitor Série Controlado por Chave Auto-Comutada Gcsc: Modos de Operação e Transatórios de Chaveamento*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, RJ, 2010.
- [205] PAIXÃO, R. L. D. *A Compensação Série Chaveada como Solução para o Problema do Colapso Transatório de Tensão na Interligação Norte-Nordeste*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de Brasília, DF, 2006.

Pesquisas – Aneel

- [206] WERNECK, M. M. *Sistema Modular de Monitoramento de Equipamentos de Subestações de Energia*. EMPRESA AMAZONENSE DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S/A - EATE, Fundação de Apoio à Universidade de São Paulo – FUSP, 2004.

Informes técnicos – SNPTEE

- [207] SOUZA, J. R. M. S.; TUMA, R. W. A. *Um Novo Método para Proteção de Linhas de Transmissão com Compensação Série II – Análise Complementar do Comportamento do Algoritmo Proposto*, XX SNPTEE, Recife, PE, 2009.
- [208] OLIVEIRA, A. L. P. de; MORAES, M.; POMARI, C. Z.; LOPES, J. J. S.; PEREIRA, F. A. S.; PERES, E. G. A *Experiência do Monitoramento de Bancos de Capacitores Série do Sistema de Transmissão de Furnas*, XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, RJ, 2007.
- [209] BEZERRA, U. H.; NUNES, M. V. A.; ROCHA, M. M.; MACHADO, R. N. M.; FILHO, M. R.; MAGALHÃES, F. S.; VIEIRA, J. P.; PAULA, W. B. de. *Monitoramento On-Line de Compensadores Série da Subestação da Eletronorte de Miracema – TO em 500 kV Utilizando Redes Neurais*, XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, RJ, 2007.
- [210] LIMA, M. C.; FERNANDES, J. E.; KIRSCHNER, L.; MÜNCHMEIER, R.; LEMES, M. N.; TERZI, E. B.; MÜHLENKAMP, M. *Experiência da Chesf no Projeto dos Bancos de Capacitores Série em 500 kV Instalados na Se São João do Piauí*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, 2005.

Informes técnicos – Cigré

- [211] CARVALHO, A. C.; PESSOA, H.; D'AJUZ, A.; PEIXOTO, P. G. *Brazilian Experience With Series Compensation of Transmission Lines*. Cigré, Paris, França, 2012.
- [212] VARGAS, J.; VASQUEZ, L. *Issues Embedding Series Compensation in Chilean Central Interconnected System (SIC)*. Cigré, Paris, França, 2010.
- [213] BUI-VA, Q.; GALLON, G.; ILICETO, F.; JANSSEN, A. L. J.; MIDDLETON, B.; WALDRON, M. *Long Distance AC Power Transmission and Shunt/Series Compensation Overview and Experiences*. Cigré, Paris, França, 2006.

Informes técnicos – IEEE

- [214] ZHANG, Y.; SHANG, L. *The Identification of Transient Fault in Series Compensated Line*. IEEE, 2011.
- [215] WANG, Y.; YIN, X.; ZHANG, Z.; HE, Z. *A New Method for Identifying Fault Location on Series Compensated Lines Based on Transient Fault Information*. IEEE, 2011.
- [216] PING, L.; PU, L.; SI-LI, Y.; PEI-REN, W. *Ultra High-Voltage Alternating-Current Series Capacitor By-Pass Switches Test Circuit*. IEEE, 2011.
- [217] BIN, Z.; LIAN-GENG, B.; XIAO-HUI, Q.; ZU-TAO, X. *Study on System Operation Voltage Characteristics of UHV Transmission Lines with Series Compensation*. IEEE, 2010.
- [218] LIU, Q.; YU, J.; CHEN, H.; QIN, Y. *Studies on Series Compensation of UHV Transmission Line*. IEEE, 2010.

- [219] MIKUNI, Y.; SHIRAI, G.; YOKOYAMA, R.; FUJITA, G. *A Method of Enhancement of Transmission Capability Limit Using System Damping Resistor and Series-Shunt Capacitor*. IEEE, 2009.
- [220] OLIVEIRA, A. L.P. de. *The Main Aspects of Fixed Series Compensation Dimensioning at Brazilian 230 kV Transmission System*. IEEE, 2008.

Capacitores em Derivação

Informes técnicos – SNPTEE

- [221] MELLO, D. R.; OLIVEIRA, O. F.; CARDOSO, J. A.; AZEVEDO, R. M.; CARVALHO, S. G. *Teoria e Proposta para Avaliação da Degradação de Longa Duração (Envelhecimento) de Capacitores de Potência*, XXI SNPTEE, Uberlândia, MG, 2003.

IEEE

- [222] MASOOD, N. A.; DEEBA, S. R.; RAHMAN, H.; SHAHADAT, N.; AHMAD, S.; BISWAS, G. A. K.; ELAHI, A. U.; ZAKARIA, N. M. *Power Quality Improvement of Bangladesh Power System Using Shunt Compensation Technique*. IEEE, 2011.
- [223] MAHDAVIAN, M.; SHAHGHOLIAN, G.; SHAFAGHI, P.; JABBARI, M.; BAYATI-POUDEH, M. *Effect of Static Shunt Compensation on Power System Dynamic Performance*. IEEE, 2011.
- [224] CAMPOS, R. C.; LACERDA, D. O.; ALVES, M. F. *Mechanically Switched Capacitor with Damping Network (MSCDN) – Engineering Aspects of Application, Design and Protection*. IEEE, 2010.
- [225] MIKUNI, Y.; SHIRAI, G.; YOKOYAMA, R.; FUJITA, G. *A Method of Enhancement of Transmission Capability Limit Using System Damping Resistor and Series-Shunt Capacitors*. IEEE, 2009.

FACTS

Patentes – INPI

- [226] ZIMA, M.; REHTANZ, C. *Estimação de Estado de Rede de Transmissão de Energia Elétrica*. PI0204997-0 A2. Publicação de 29 de junho de 2004.

Teses Universidades – Capes

- [227] TORTELLI, O. L. *Alocação e Operação de Controladores Facts em Sistemas Elétricos de Potência*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas, SP, 2010.
- [228] FARIAS, C. M. *Alocação Ótima de Equipamentos Facts em Sistemas de Potência através de Algoritmos Genéticos Multiobjetivo*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, SC, 2010.
- [229] PEREIRA, A. L. S. *Utilização de Redes Neurais Artificiais no Ajuste de Controladores Suplementares e Dispositivos Facts Statcom para a Melhoria da Estabilidade a Pequenas Perturbações do Sistema Elétrico de Potência*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho (UNESP), São Paulo, SP, 2009.
- [230] PUPIN, C. E. *Estudo da Estabilidade a Pequenas Perturbações de Sistemas Elétricos Multimáquinas com Dispositivos Facts do Tipo SSSC e Controladores Suplementares (POD e PSS)*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho (UNESP), São Paulo, SP, 2009.
- [231] MACHADO, R. L. *Aplicação de Dispositivos Facts no Sistema de Transmissão da Eletrosul*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, SC, 2003.

Pesquisas – Aneel

- [232] AREDES, M. *Investigação da Operação dos TCSCs de Serra da Mesa e Imperatriz com a interligação Norte-Sul III*. Centrais Transmissora Sudeste Nordeste S/A. –TSN, Fundação Coppetec, 2007.
- [233] AREDES, M. *Atenuação de Harmônicos e Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas Utilizando Novas Estratégias de Controle para o SVC de Bom Jesus da Lapa*. Transmissora Sudeste Nordeste S/A. – TSN, Coppetec, 2007.
- [234] AREDES, M. *Um STATCOM Avançado com Funcionalidades Adicionais para Permitir a Extinção do Arco Secundário e o Religamento Monopolar de Linhas de Transmissão Longas*. Transmissora Sudeste Nordeste S/A. – TSN, Coppetec, 2007.

Informes técnicos – SNPTEE

- [235] OLIVEIRA, A. L. P.; LIMA, M. V. B. C. *Testes de Desempenho de Equipamentos Facts Utilizando a Simulação Digital em Tempo Real*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.
- [236] LIMA, M. V. B. C.; CALAZANS, A.; OLIVEIRA, M.; ABERG, M.; JONFORSEN, R. E. *Análise do Desempenho de Equipamentos Facts através de Testes em Simulador em Tempo Real (Rtds): o Exemplo do Compensador Estático Silves*, XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, 2011.

Informes técnicos – Cigré

- [237] LARSSON, M.; KORBA, P.; SATTINGER, W.; OWEN, P. *Monitoring and Control of Power System Oscillations Using FACTS/HVDC and Wide-Area Phasor Measurements*. Cigré, Paris, França, 2012.

Informes técnicos – IEEE

- [238] CHOPADE, P.; BIKDASH, M.; KATEEB, I.; KELKAR, A. D. *Reactive Power Management and Voltage Control of Large Transmission System Using SVC (Static Var Compensator)*. IEEE, 2011.
- [239] CHATZIVASILEIADIS, S.; KRAUSE, T.; ANDERSSON, G. *Flexible AC Transmission Systems (FACTS) and Power System Security – a Valuation Framework*. IEEE, 2011.
- [240] YAHYOUI, O.; AOUINI, R.; BEN KILANI, K.; ELLEUCH, M. *Enhancement of Voltage Stability in Ultra-High Voltage Electric Network by Static VAR Compensation*. IEEE, 2011.
- [241] ZAID, S. A. *Thyristor Firing Circuit Synchronization Technique in Thyristor Controlled Series Capacitors*. IEEE, 2011.
- [242] KUMAR, G. N.; KALAVATHI, M. S. *Reactive Power Compensation for Large Disturbance Voltage Stability Using FACTS Controllers*. IEEE, 2011.
- [243] MOSLEMI, R.; SHAYANFAR, H. A. *Optimal Location for Series FACTS to Transient Stability Constrained Congestion Management*. IEEE, 2011.
- [244] KIM, H. J.; NAM, T.; HUR, K.; CHANG, B.; CHOW, J. H.; ENTRIKEM, R. *Dynamic Interactions Among Multiple FACTS Controllers – a Survey*. IEEE, 2011.
- [245] JOHNSON, B. K. *Applications of FACTS*. IEEE, 2011.
- [246] MACHADO, I. R.; COUTO, C.; EMMERIK, E. L. Van; AREDES, M. *Attenuation of Harmonics Utilizing New Control Strategies for the SVC in Brazilian Power System*. IEEE, 2011.
- [247] VUKOJEVIC, G.; SVALOVS, A.; GHADEM, K. A. S.; ALI, A. O. D. *Transient Analysis of SVC Response in the South Region of the Libyan Transmission Network*. IEEE, 2011.
- [248] AREDES, M.; DIAS, R. F. S.; AQUINO, A. F. C.; PORTELA, C. M.; WATANABE, E. H. *Power Electronics Applications in Bulk Power Transmission Over Long Distances*. IEEE, 2010.
- [249] ADIBI, M. M.; MARTINS, N.; WATANABE, E. H. *The Impact of FACTS and other New Technologies on Power System Restoration Dynamics*. IEEE, 2010.
- [250] UGALDE-LOO, C. E.; ACHA, E.; CASTRO, E. L. *Comparison Between Series and Shunt FACTS Controllers Using Individual Channel Analysis and Design*. IEEE, 2010.
- [251] KAKKAR, V.; AGARWAL, N. K. *Recent Trend on FACTS and D-FACTS*. IEEE, 2010.
- [252] OLIVEIRA, A. L. P.; PEREIRA, A. L. M. *Introduction of the Mechanically Switched Capacitors (MSCs) Application on Power Transmission Systems*. IEEE, 2010.

- [253] TYLL, H. K.; SCHETTLER, F. *Power System problems Solved by FACTS Devices*. IEEE, 2009.
- [254] SHAKIB, A. D.; SPAHIC, E.; BALZER, G. *Optimal Location of Series FACTS Devices to Control Line Overloads in Power Systems with High Wind Feeding*. IEEE, 2009.
- [255] PASERBA, J. J. *How FACTS Controllers Benefit AC Transmission Systems – Phases of Power System Studies*. IEEE, 2009.
- [256] CHAWLA, S.; GARG, S.; AHUJA, B. *Optimal Location of Series-Shunt FACTS Devices for Transmission Line Compensation*. IEEE, 2009.
- [257] REN, H.; WATTS, D.; MI, Z.; LU, J.; ZENGGIANG, M.; LU, J. *A Review of FACTS Practical Consideration and Economic Evaluation*. IEEE, 2009.
- [258] TAO, H.; WENJIN, D.; XIANGJIE, C. *Research on Three Level and Quad-Multiplex STATCOM Voltage Inverter*. IEEE, 2009.
- [259] GRUNBAUM, R. *FACTS to Enhance Availability and Stability of AC Power Transmission*. IEEE, 2009.
- [260] GRUNBAUM, R.; GRIJP, M. de; MOSHI, V. *Enabling Long Distance AC Power Transmission by Means of FACTS*. IEEE, 2009.
- [261] VARMA, R. K. *Introduction to FACTS Controllers*. IEEE, 2009.
- [262] TYLL, H. K.; SCHETTLE, F. *Historical Overview on Dynamic Reactive Power Compensation Solutions from the Begin of AC Power Transmission Towards Present Applications*. IEEE, 2009.
- [263] MOUSTAFA, M. M. Z.; FILIZADEH, S. *Simulation of VSC Transmission Scheme Supplying a Passive Load*. IEEE, 2008.
- [264] ZHU, J.; HWANG, D.; SADJADPOUR, A. *Loss Reduction from Use of SVC New Model*. IEEE, 2008.

CAPÍTULO 21

Hierarquização de Inovações Tecnológicas Aplicadas a Equipamentos de Alta Tensão

Antônio Cesar Pinho Brasil Júnior
Alexandre Maduro-Abreu
Claudio Albuquerque Frate
Sergio de Oliveira Frontin



1. OBJETIVO

Aplicar a metodologia Delphi, objetivando hierarquizar os itens mais promissores na área de equipamentos de alta tensão. Estes itens foram identificados por meio de prospecção bibliográfica em diversas fontes de informação apresentadas nos capítulos anteriores.

Palavras-chave: hierarquização, metodologia Delphi, equipamentos de alta tensão.

2. INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta os resultados da primeira e segunda rodadas da metodologia Delphi realizada no âmbito do Projeto Hierarquização e Prospecção de Inovações Tecnológicas Aplicadas a Equipamentos de Alta Tensão. Para a primeira rodada, realizou-se o “Seminário Equipamentos de Alta Tensão – Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas”, onde os participantes foram convidados a responder um questionário sobre o assunto. Os resultados desta primeira rodada são apresentados, considerando a autoavaliação, os temas¹ e os itens² avaliados pelos especialistas.

Os resultados aferidos pela ponderação entre os valores de autoavaliação e os itens avaliados pelos especialistas são classificados hierarquicamente. Os 16 primeiros itens, desta ordenação, são objeto de avaliação de uma segunda rodada Delphi, realizada via internet.

O questionário da segunda rodada solicita que os especialistas façam igualmente a sua autoavaliação e quantifiquem os itens em relação às seguintes dimensões³: expansão do sistema, melhoria do sistema existente, custos, desempenho e manutenção e meio ambiente.

Para hierarquizar os itens mais promissores, é realizada uma análise multicritério considerando a atribuição de pesos diferentes para autoavaliação e para as dimensões pelas quais os itens foram avaliados.

Por fim, apresenta-se a ordenação dos 16 itens, identificando hierarquicamente os mais promissores para realização de projetos de P&D sobre equipamentos que integram o sistema de transmissão de alta tensão.

3. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Como estratégia metodológica para hierarquização dos itens prospectados, foram utilizadas duas rodadas da metodologia Delphi que consiste em um método que busca obter consenso de opiniões de especialistas sobre um objeto investigado (Vergara, 2006) (Wright, 1986;1992) (Mckenna, 1994). A primeira rodada Delphi foi viabilizada a partir

1 Os temas correspondem à categorização dos principais assuntos (exemplo – transformadores de potência).

2 Os itens correspondem às inovações tecnológicas prospectadas no levantamento bibliográfico (exemplo – revitalização de transformadores).

3 As dimensões são critérios de avaliação dos impactos das inovações tecnológicas. Foram utilizadas para análise multicritério na segunda rodada Delphi (exemplo – melhoria do sistema existente).

da realização do seminário “Equipamentos de Alta Tensão – Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas”, onde os participantes foram convidados a responder um questionário sobre o assunto.

O questionário foi elaborado com 51 itens (ver relação no capítulo 20), prospectados nas bibliografias específicas, divididos em 11 temas (transformador de potência, materiais avançados, reator em derivação, transformador de instrumento, disjuntor, seccionador, capacitor série, capacitor em derivação, dispositivos FACTS, manutenção e monitoramento), que tiveram seu grau de importância avaliado em uma escala de pontos, sendo: 0 (nenhuma importância), 1 (muito baixa), 2 (baixa), 3 (média), 4 (alta) e 5 (muito alta).

Além disso, os participantes avaliavam o próprio conhecimento em relação a cada tema, considerando quatro categorias:

- **Perito:** (atualmente dedica-se ao assunto com profundidade).
- **Conhecedor:** (está se tornando perito, falta alguma experiência, ou já foi perito há algum tempo, mas se considera pouco atualizado).
- **Familiarizado:** (conhece o assunto, já leu sobre este e tem opiniões) e
- **Não familiarizado:** (não se enquadra em nenhuma das categorias acima).

Para a segunda rodada, utilizou-se um questionário via internet, mantendo a autoavaliação, conforme categorias acima, e solicitando que os especialistas avaliassem o impacto dos 16 itens mais promissores identificados na primeira rodada – utilizando-se uma escala de pontos de zero (nenhum impacto) a cinco (impacto muito alto) – nas seguintes dimensões:

Expansão do Sistema

O Plano Decenal publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) indica que a extensão do sistema interligado de transmissão passará de 102.850 km, em 2011, para cerca de 150.000 km, em 2021. A expansão da capacidade de transformação passará neste período de 232.877 MVA, para cerca de 311.000 MVA. Grande parte desta expansão corresponderá às interligações de longas distâncias (Usinas do Rio Madeira e Usina de Belo Monte).

Como você avaliaria as inovações em relação ao surgimento de novas ideias e tecnologias que atuem no sentido de aprimoramento da expansão do sistema de transmissão com ênfase nos desafios decorrentes da transmissão de longas distâncias?

Melhoria do Sistema Existente

A Aneel indica, no contexto do seu programa de P&D, que a rede básica brasileira com vida média na faixa de 20 a 30 anos de serviço em pouco tempo apresentará inevitável degradação, enfatizando a necessidade do desenvolvimento de tecnologias que possam atuar de forma efetiva nesta situação. Como você avaliaria o impacto das inovações, sobre a revitalização e melhoria do desempenho do sistema existente?

Custos

São diversos os itens a serem considerados na elaboração do orçamento de investimento para a implantação de um sistema de transmissão; subestações, equipamentos e linhas de transmissão. O Plano Decenal estima que o investimento total da expansão da transmissão no período 2012 – 2021 deve atingir cerca de R\$ 55,8 bilhões, sendo R\$ 36,3 bilhões em linhas e R\$ 19,5 bilhões em subestações/equipamentos. Como você avaliaria o impacto do desenvolvimento das inovações, objetivando o surgimento de novas tecnologias que possam atuar na redução dos custos dos componentes indicados?

Desempenho e Manutenção

Os relatórios de desempenho de linhas de transmissão periodicamente publicados pelo Operador Nacional do Sistema – ONS apresentam uma série de indicadores do desempenho de linhas e equipamentos do sistema interligado. Como você avaliaria as inovações em relação aos seus impactos sobre a melhoria do desempenho do sistema de transmissão, melhoria dos processos de manutenção e redução dos custos decorrentes da Parcela Variável (PV)?

Meio Ambiente

São diversos os eixos de pesquisas voltadas para minimizar os efeitos dos sistemas de transmissão sobre o meio ambiente. Como você avaliaria o impacto das inovações, para o desenvolvimento de tecnologias que possam reduzir os efeitos dos sistemas de transmissão sobre o meio ambiente?

Os resultados deste questionário são submetidos a uma análise multicritério utilizando-se o método PROMETHEE (*Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluation*), (Bana e Costa, 2006), (Vilas Boas, 2006) que se baseia “na construção de uma relação de sobreclassificação, agregando informações entre os itens e os critérios e exploração dessa relação para apoio à decisão” (Brans e Marechal, *apud* Almeida, 2011, p. 52).

4. RESULTADOS DA PRIMEIRA RODADA DELPHI

A primeira rodada da metodologia Delphi foi aplicada por meio de consulta direta aos especialistas presentes no seminário realizado em 27 de março de 2013, na cidade de Brasília, no auditório da Fundação de Empreendimentos Científicos e Tecnológicos – Finatec. Foram recebidos 99 formulários preenchidos pelos participantes que compuseram a base de dados para a geração das análises.

O Seminário

A abertura do evento, apresentação do projeto e contextualização das áreas de conhecimento foram realizadas pelos seguintes técnicos:

Abertura

- Marco Antonio Resende Faria – Diretor Superintendente Técnico da Taesa.
- Antônio César Pinho Brasil Jr. – Diretor da Faculdade de Tecnologia da UnB.
- José Alexander Araújo – Professor do Departamento de Engenharia Mecânica da UnB.
- Alexandre Maduro-Abreu – Professor do Departamento de Administração da UnB.
- Sergio de Oliveira Frontin – Coordenador do Projeto pela UnB.

Apresentação do Projeto

- Sergio de Oliveira Frontin – Coordenador do Projeto pela UnB.
- Bianca Maria S.M. Alencar – Pesquisadora UnB.
- Claudio Albuquerque Frate – Pesquisador UnB.
- Cláudir Afonso Costa – Pesquisador UnB.
- Lauris Rodrigues Perfeito – Pesquisadora UnB.
- Leonardo Brant Murça – Pesquisador UnB.
- Thamise Sampaio Vasconcelos Vilela – Pesquisadora UnB.
- Rafael Fernando M. Alencar – Pesquisador UnB.

Áreas de conhecimento

- Transformadores, reatores e buchas: José Carlos Mendes – ABB.
- Transformadores de instrumento: Jonas de Oliveira e Silva Pinto – ABB.
- Para-raios: Manuel Luís B. Martinez – EFEI.
- Disjuntores e chaves seccionadoras: Marcos Bernert Schwarz – Siemens.
- Capacitores *shunt* e capacitores série: Ricardo Carvalho Campos – Alstom.
- Dispositivos FACTS : Marcelo Spinella Moraes – Alstom.
- Manutenção e monitoramento de equipamentos de alta tensão: Marcos E.G. Alves – *TreeTech*.
- Impactos dos equipamentos sobre meio ambiente: Antônio Cesar Pinho Brasil – UnB.

Resultados da Autoavaliação

Como se pode verificar na tabela a seguir, os resultados da autoavaliação apontaram para a predominância da categoria familiarizada em cada tema, sendo que, nos temas dispositivos FACTS e manutenção, a porcentagem de respondentes que se auto-avaliaram familiarizado e não familiarizado praticamente se equivale.

Tabela 1 – Quantificação da autoavaliação dos respondentes por tema

	Não familiarizado (%)	Familiarizado (%)	Conhecedor (%)	Perito (%)
Transformador de potência	11,1	54,5	30,3	4,0
Reator	24,2	49,5	24,2	2,0
Transformador de instrumento	20,2	48,5	30,3	1,0
Disjuntor	14,1	56,6	26,3	3,0
Seccionador	19,2	55,6	23,2	2,0
Capacitor <i>shunt</i>	26,3	52,5	21,2	0
Capacitor série	29,3	48,5	19,2	3,0
Dispositivos FACTS	42,4	40,4	14,1	3,0
Manutenção	35,4	36,4	26,3	2,0
Monitoramento	30,3	45,5	22,2	2,0
Materiais avançados	38,4	46,5	15,2	0

Objetivando determinar o grau de conhecimento dos participantes relacionados aos temas, foram consideradas duas condições de ponderações, com os seguintes pesos:

- Caso 1 – Perito 20, conhecedor 10, familiarizado 5, não familiarizado 1.
- Caso 2 – Perito 20, conhecedor 15, familiarizado 10, não familiarizado 1.

As tabelas abaixo permitem observar que, independentemente da variação dos pesos da autoavaliação, os temas transformador de potência, disjuntor, transformador de instrumento seccionador e reator são aqueles em que os participantes consideram-se mais capacitados. Os demais temas, com exceção de capacitor *shunt* que varia três posições com a mudança dos pesos da autoavaliação, sofrem poucas mudanças. Ressalta-se que materiais avançados e dispositivos FACTS são os temas de menor conhecimento, pelos especialistas, nas duas simulações.

Tabela 2 – Média autoavaliação (caso 1)

Temas	Mínimo	Máximo	Média	Desvio padrão
Transformador de potência	1	20	6,68	3,974
Disjuntor	1	20	6,20	3,788
Transformador de instrumento	1	20	5,86	3,531
Seccionador	1	20	5,70	3,615
Reator	1	20	5,55	3,786
Capacitor série	1	20	5,24	4,051
Manutenção	1	20	5,20	4,111
Monitoramento	1	20	5,20	3,881
Capacitor <i>shunt</i>	1	10	5,01	3,099
Dispositivos FACTS	1	20	4,46	4,126
Materiais avançados	1	10	4,22	3,069

Tabela 3 – Média autoavaliação (caso 2)

Temas	Mínimo	Máximo	Média	Desvio padrão
Transformador de potência	1	20	10,92	4,469
Disjuntor	1	20	10,34	4,598
Transformador de instrumento	1	20	9,80	5,016
Seccionador	1	20	9,64	4,845
Reator	1	20	9,23	5,235
Capacitor shunt	1	15	8,70	5,013
Capacitor série	1	20	8,63	5,475
Monitoramento	1	20	8,59	5,516
Manutenção	1	20	8,33	5,899
Materiais avançados	1	15	7,30	5,281
Dispositivos FACTS	1	20	7,19	5,778

Escolha dos Itens mais Promissores

Para hierarquização dos itens que serão submetidos à segunda rodada da metodologia Delphi, calculou-se a média aritmética entre as médias dos itens, ponderadas pelos valores da autoavaliação (caso 1 e caso 2). Com isso, foram selecionados os 17 primeiros itens em ordem hierárquica. Destaca-se que o primeiro e terceiro itens, por tratarem de assuntos análogos, foram condensados em apenas um item para a próxima rodada.

Tabela 4 – Média total entre as médias ponderadas

	Média ponderada (caso 1)	Média ponderada (caso 2)	Média total
Aprimoramento das técnicas de avaliação do estado de um transformador.	29,23	47,67	38,4583
Revitalização de transformadores de potência.	28,56	46,68	37,6250
Metodologia para estimativa do tempo de vida remanescente de transformadores.	28,56	46,55	37,5619
Redução das perdas em transformadores.	27,04	43,93	35,4895
Aprimoramento das técnicas, métodos de projeto e de fabricação de transformadores de potência.	26,62	43,43	35,0309
Suportabilidade dielétrica de transformadores e buchas frente a transitórios ultrarrápidos (VFT) em subestações blindadas isoladas.	26,40	42,62	34,5160
Solicitações impostas aos disjuntores durante chaveamento de reatores.	26,03	42,97	34,5056
Desenvolvimento de transformadores de instrumento ópticos.	25,87	43,06	34,4688
Desenvolvimento de reatores controláveis.	25,38	42,09	33,7412
Aprimoramento dos transformadores de instrumentos aplicados aos sistemas de redes inteligentes (<i>Smart Grid</i>).	24,76	41,47	33,1198
Revitalização dos disjuntores existentes.	24,71	41,29	33,0054

	Média ponderada (caso 1)	Média ponderada (caso 2)	Média total
Desenvolvimento de transformadores de ultra-alta tensão (1.000-1.200 kV).	25,14	40,71	32,9323
Monitoramento integrado de subestações.	24,73	40,77	32,7529
Desenvolvimento de equipamentos e sistemas de diagnósticos objetivando a utilização do método de análise resposta em frequência de transformadores.	24,89	40,26	32,5798
Uso de sistemas especialistas na manutenção.	24,83	39,58	32,2125
Aplicação de supercondutores de alta temperatura em transformadores.	24,37	39,94	32,1615
Desenvolvimento de disjuntores a vácuo para alta tensão.	24,15	40,02	32,0870
Desempenho de capacitores série.	23,65	39,67	31,6627
Isoladores compósitos para equipamentos.	23,93	39,32	31,6307
Normas e testes para disjuntores a vácuo.	23,69	39,29	31,4946
Capacitores série controláveis e chaveáveis.	23,30	39,38	31,3434
Atuação dos dispositivos de bypass dos capacitores série.	23,42	39,20	31,3155
Proteção de banco de capacitor série.	23,30	39,09	31,2012
Monitoramento de transformadores.	23,13	39,15	31,1477
Disjuntores de ultra-alta tensão (1.000 – 1.200 kV).	23,21	38,67	30,9483
Detecção de vazamento de gás SF ₆ em disjuntores.	23,67	38,18	30,9268
Vão compacto em subestação.	23,01	38,57	30,7921
Uso da técnica de realidade aumentada na manutenção.	23,51	37,38	30,4500
Funções combinadas disjuntor chave.	22,52	38,13	30,3278
Falhas nos varistores para proteção de capacitores série.	22,74	37,68	30,2134
Desenvolvimento de capacitores a seco.	21,82	38,41	30,1176
Transformadores de corrente junto a capacitores em derivação.	22,60	37,44	30,0215
Monitoramento de disjuntores.	22,48	37,54	30,0115
Mecanismo de operação de disjuntores.	22,34	37,61	29,9780
Uso da técnica 3D Laser Scanning na manutenção.	22,63	36,20	29,4188
Atualização e aplicação dos conceitos mecânicos para a especificação, projeto, ensaios dos novos transformadores e reatores.	21,91	36,85	29,3882
Monitoramento de chaves seccionadoras.	21,96	36,56	29,2670
Solicitações especiais impostas a transformadores de instrumento.	22,02	36,42	29,2228
Tecnologias avançadas para a redução de ruídos e vibrações em transformadores e reatores.	21,80	36,32	29,0647
Integração de equipamentos FACTS ao sistema existente.	21,79	35,57	28,6859
Monitoramento de capacitores série.	21,34	35,65	28,5000
Monitoramento de para-raios.	21,18	35,66	28,4244
Projeto da plataforma isolante de banco de capacitores série.	21,00	35,44	28,2222
Simulação de equipamentos FACTS.	21,48	34,85	28,1688
Escolha de fusíveis de proteção de capacitores.	20,13	35,19	27,6667
Desenvolvimento de fluidos isolantes para equipamentos.	19,30	33,60	26,4529
Desenvolvimento de buchas de alta tensão.	18,82	33,06	25,9477

	Média ponderada (caso 1)	Média ponderada (caso 2)	Média total
Isolações hídricas de alta temperatura para equipamentos.	18,67	32,51	25,5930
Desenvolvimento em comutadores sob carga para transformadores.	18,44	32,42	25,4337
Formas avançadas de condutores para transformadores e reatores.	17,67	30,69	24,1860
Aço magnético para núcleos de transformadores e reatores.	17,30	30,03	23,6686

Por uma questão metodológica, haja vista que os itens selecionados serão avaliados com relação a novos critérios, na segunda rodada Delphi, optou-se por reescrevê-los, conforme descrito abaixo.

- A. Metodologia para estimativa do tempo de vida remanescente de transformadores incluindo o aprimoramento das técnicas de avaliação do estado.
- B. Revitalização de transformadores de potência.
- C. Redução das perdas em transformadores de potência.
- D. Suportabilidade dielétrica de transformadores e buchas frente a transitórios ultrarrápidos (VFT – *Very Fast Transient*) em subestações blindadas isoladas a SF₆.
- E. Aprimoramento das técnicas, métodos de projeto e de fabricação de transformadores de potência.
- F. Desenvolvimento de instrumentos e sistemas de diagnósticos objetivando a utilização do método de análise de resposta em frequência (FRA) de transformadores.
- G. Desenvolvimento de transformadores de ultra-alta tensão (1.000-1.200 kV).
- H. Aplicação de supercondutores de alta temperatura em transformadores.
- I. Desenvolvimento de transformadores de instrumento ópticos.
- J. Aprimoramento dos transformadores de instrumento aplicados aos sistemas de redes inteligentes (*Smart Grid*).
- K. Desenvolvimento de reatores em derivação controláveis.
- L. Solicitações impostas aos disjuntores durante chaveamento de reatores.
- M. Revitalização de disjuntores existentes.
- N. Desenvolvimento de disjuntores de alta tensão a vácuo.
- O. Monitoramento integrado de subestações de alta tensão.
- P. Uso de sistemas especialistas na manutenção de equipamentos de alta tensão.

5. RESULTADOS DA SEGUNDA RODADA DELPHI

Escolha dos Pesos de Autoavaliação

A segunda rodada Delphi contou com 43 respondentes, dos quais 23 se autoavaliaram como familiarizados ao tema, 18 como conhecedores, um como não familiarizado e um como perito. Segundo a variação de pesos da autoavaliação utilizada na primeira rodada, foram elaborados dois cenários para ser utilizados na análise multicritério.

- **Cenário A** – Assumem-se os seguintes pesos: 20) Perito, 10) Conhecedor, 5) Familiarizado, 1) Não familiarizado. Para as dimensões (Expansão do sistema, melhoria do sistema existente, custos, desempenho e manutenção e meio ambiente) assumem-se valores iguais, ou seja, 20% para cada um delas.
- **Cenário B** – Assumem-se os seguintes pesos: 20) Perito, 15) Conhecedor, 10) Familiarizado, 1) Não familiarizado. Para as dimensões (Expansão do sistema, melhoria do sistema existente, custos, desempenho e manutenção e meio ambiente) mantêm-se também os valores iguais, ou seja, 20% para cada um delas.

Como já mencionado, utiliza-se aqui o método *PROMETHEE* de análise multicritério. Este método possibilita comparar os pesos entre cenários, para definir a melhor opção de análise. Como se verifica no gráfico abaixo, a análise comparativa entre os cenários, utilizando-se o “balance of power”, indica que o cenário B tem maior peso relativo, em comparação ao cenário A, para composição de um único cenário. Os pesos entre cenários, assim como entre critérios, são sempre normalizados de modo que a sua soma seja igual a 100%. Os valores dos pesos dos cenários A e B foram, respectivamente, 30% e 70%.



Figura 1 – Análise comparativa entre os pesos dos cenários A e B

Análise de Sensibilidade

Para a análise de sensibilidade, considerando a variação das dimensões, foram elaborados seis cenários distintos, mantendo-se os valores de autoavaliação obtidos no cenário B e variando os pesos das dimensões, de modo que a sua soma seja igual a 100%, conforme tabela 5.

Tabela 5 – Cenários e respectivas variações dos pesos, por dimensão

	Expansão do sistema	Melhoria do sistema existente	Custos	Desempenho e manutenção	Meio ambiente
Cenário 1	20%	20%	20%	20%	20%
Cenário 2	40%	15%	15%	15%	15%
Cenário 3	15%	40%	15%	15%	15%
Cenário 4	15%	15%	40%	15%	15%
Cenário 5	15%	15%	15%	40%	15%
Cenário 6	15%	15%	15%	15%	40%

A análise comparativa entre os cenários, conforme figura 2, demonstra que eles têm pesos relativos iguais, diferentemente da comparação entre os cenários A e B que apontaram o segundo com maior força. Isto implica considerá-los simultaneamente nas análises, sem privilegiar qualquer um deles.

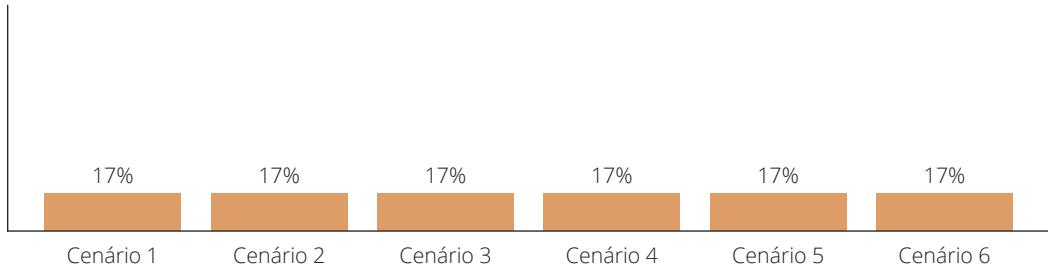


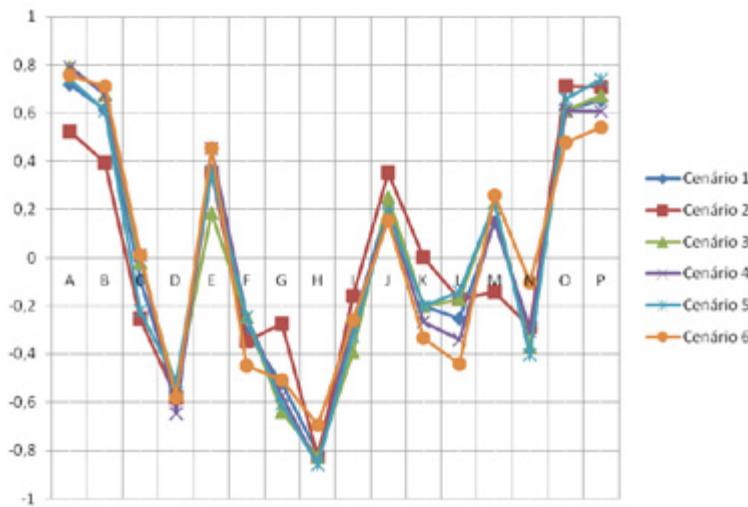
Figura 2 – Análise comparativa entre os pesos dos cenários de 1 a 6

A ordenação hierárquica entre os itens, em cada cenário, é calculada a partir da variação de Phi (φ), que corresponde ao grau de superação de cada item, ponderado pelos pesos das dimensões, em relação aos outros itens e dimensões (Brans, Vincke e Marechal, 1985). A tabela 6 a seguir apresenta a hierarquização dos itens para cada um destes cenários.

Tabela 6 – Hierarquização dos itens, por cenário

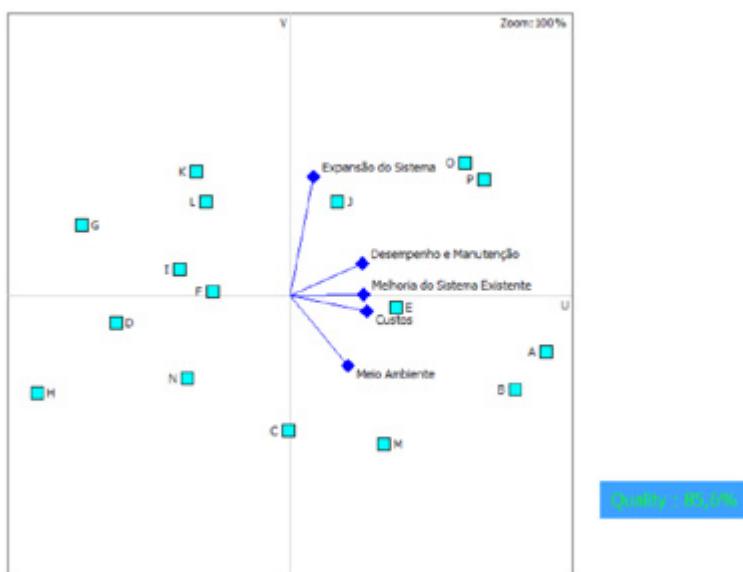
Ordem hierárquica	Cenário 1		Cenário 2		Cenário 3		Cenário 4		Cenário 5		Cenário 6	
	Item	Phi										
1	A	0,72	O	0,71	A	0,79	A	0,79	A	0,74	A	0,7567
2	P	0,6533	P	0,7067	B	0,6767	B	0,6767	P	0,74	B	0,71
3	B	0,6133	A	0,5233	P	0,6733	O	0,61	O	0,66	P	0,54
4	O	0,6133	B	0,3933	O	0,61	P	0,6067	B	0,61	O	0,4767
5	E	0,36	E	0,3533	J	0,2533	E	0,4533	E	0,3533	E	0,4533
6	J	0,2267	J	0,3533	M	0,2267	J	0,1867	M	0,2267	M	0,26
7	M	0,1467	K	0	E	0,1867	M	0,16	J	0,1867	J	0,1533
8	C	-0,0933	M	-0,14	C	-0,02	C	0,0133	L	-0,14	C	0,0133
9	K	-0,2	I	-0,16	L	-0,1733	F	-0,2467	K	-0,2	N	-0,1033
10	L	-0,2533	L	-0,1733	K	-0,2	I	-0,26	C	-0,22	I	-0,26
11	I	-0,28	C	-0,2533	F	-0,2467	K	-0,2667	F	-0,2467	K	-0,3333
12	N	-0,2933	G	-0,2733	N	-0,37	N	-0,3033	I	-0,3267	L	-0,44
13	F	-0,3067	N	-0,2867	I	-0,3933	L	-0,34	N	-0,4033	F	-0,4467
14	G	-0,52	F	-0,3467	D	-0,5467	G	-0,5733	D	-0,5133	G	-0,5067
15	D	-0,5733	D	-0,58	G	-0,64	D	-0,6467	G	-0,6067	D	-0,58
16	H	-0,8133	H	-0,8267	H	-0,8267	H	-0,86	H	-0,86	H	-0,6933

As dispersões dos itens, considerando a estatística Phi (φ), em cada cenário, podem ser visualizadas na figura 3. Destacam-se no gráfico os itens A, B, E, J, O e P, que estão acima do ponto zero, onde a estatística é nula, em todos os cenários. Acima deste ponto, os itens são positivos e estão em ordem hierárquica em relação aos outros itens.

**Figura 3** – Dispersão dos itens considerando cada um dos cenários

Para melhor compreensão da relação entre os itens e as dimensões, elaborou-se o plano de Gaia. A partir da técnica estatística de análise de componentes principais, define-se uma série de dimensões ortogonais (componentes principais) que mantém o máximo de informações possíveis sobre as posições relativas dos itens (em espaço k – dimensional), em relação às dimensões de análise. (Almeida, 2011), (Almeida e Costa, 2003).

No método Gaia, os dois primeiros componentes principais (denominados U e V) são calculados e exibidos no plano Gaia, que consiste na melhor representação bidimensional de uma análise multicritério (Almeida e Costa, 2003) (Brans e Mareschal, 1994). A qualidade das informações representadas pelo plano é medida a partir de um índice que varia de 0 a 100%. O plano abaixo, considerando as variações das dimensões, alcançou uma qualidade de 85,6%.

**Figura 4** – Plano Gaia

Para interpretação do plano Gaia, deve-se observar o sentido do eixo de cada dimensão (estão todas do centro para direita) e a proximidade dos itens com cada uma delas (Almeida, 2011), (Almeida e Costa, 2003). Avaliando o plano acima, é possível observar que todas as dimensões estão à direita do plano, juntamente com os itens A, B, E, J, M, O e P. Os outros itens estão à esquerda e em sentido contrário a uma ou mais dimensões.

Dessa forma, pode-se entender, no conjunto de cenários elaborados, que os itens A, B, E, M, J, O e P destacam-se em relação às dimensões de avaliação. Além disso, é possível agrupá-los considerando os temas de análise utilizados na primeira rodada Delphi, conforme indicado a seguir:

- **A** (Metodologia para estimativa do tempo de vida remanescente de transformadores incluindo o aprimoramento das técnicas de avaliação do estado).
- **B** (Revitalização de transformadores de potência).
- **E** (Aprimoramento das técnicas, métodos de projeto e de fabricação de transformadores de potência).

Correspondem ao tema transformador de potência e obtêm os melhores resultados considerando a dimensão custos, sendo que os itens **A** e **E** também demonstram bons resultados em relação à dimensão melhoria do sistema existente.

- **O** (Monitoramento integrado de subestações de alta tensão).
- **P** (Uso de sistemas especialistas na manutenção de equipamentos de alta tensão).

Correspondem, respectivamente, aos temas monitoramento e manutenção e obtêm os melhores resultados considerando as dimensões expansão do sistema e desempenho e manutenção.

- **J** (Aprimoramento dos transformadores de instrumento aplicados aos sistemas de redes inteligentes – *Smart Grid*).

Corresponde ao tema transformador de instrumento e tem melhores resultados considerando o critério expansão do sistema.

- **M** (Revitalização de disjuntores existentes).

Corresponde ao tema disjuntor e tem os melhores resultados considerando o critério meio ambiente e resultados contrários ao critério expansão do sistema.

6. HIERARQUIZAÇÃO

A partir da análise de sensibilidade dos itens para cada um dos cenários e do plano de Gaia, podem-se apontar hierarquicamente os itens mais promissores para realização de projetos de P&D sobre equipamentos de alta tensão que integram o sistema de transmissão, conforme tabela abaixo.

Tabela 7 – Hierarquização dos itens mais promissores

Ordem hierárquica	Item
1	A (Metodologia para estimativa do tempo de vida remanescente de transformadores, incluindo o aprimoramento das técnicas de avaliação do estado).
2	P (Uso de sistemas especialistas na manutenção de equipamentos de alta tensão).
3	O (Monitoramento integrado de subestações de alta tensão).
4	B (Revitalização de transformadores de potência).
5	E (Aprimoramento das técnicas, métodos de projeto e de fabricação de transformadores de potência).
6	J (Aprimoramento dos transformadores de instrumento aplicados aos sistemas de redes inteligentes) (<i>Smart Grid</i>).
7	M (Revitalização de disjuntores existentes).
8	K (Desenvolvimento de reatores em derivação controláveis).
9	I (Desenvolvimento de transformadores de instrumento ópticos).
10	L (Solicitações impostas aos disjuntores durante chaveamento de reatores).
11	N (Desenvolvimento de disjuntores de alta tensão a vácuo).
12	C (Redução das perdas em transformadores de potência).
13	F (Desenvolvimento de instrumentos e sistemas de diagnósticos, objetivando a utilização do método de análise de resposta em frequência (FRA) de transformadores).
14	G (Desenvolvimento de transformadores de ultra-alta tensão (1.000-1.200 kV)).
15	D (Suportabilidade dielétrica de transformadores e buchas frente a transitórios ultrarrápidos (VFT – <i>Very Fast Transient</i>) em subestações blindadas isoladas a SF ₆).
16	H (Aplicação de supercondutores de alta temperatura em transformadores).

7. AGENDA ESTRATÉGICA

A hierarquização realizada, juntamente com a análise de sensibilidade, possibilitou ter uma visão de quais itens são prioritários e/ou promissores para futuros investimentos em pesquisas em equipamentos de alta tensão. Neste sentido, estes resultados fornecem subsídios importantes para a elaboração da agenda estratégica por parte das empresas, objetivando a realização dos seus projetos de pesquisa e desenvolvimento no âmbito do Programa de P&D da Aneel. A seguir, apresentam-se estes itens por bloco de equipamentos.

Transformadores de Potência

- Metodologia para estimativa do tempo de vida remanescente de transformadores incluindo o aprimoramento das técnicas de avaliação do estado.
- Revitalização de transformadores existentes.
- Aprimoramento das técnicas, métodos de projeto e de fabricação de transformadores.
- Redução das perdas em transformadores.

- Desenvolvimento de instrumentos e sistemas de diagnósticos, objetivando a utilização do método de análise de resposta em frequência (FRA) de transformadores.
- Desenvolvimento de transformadores de ultra-alta tensão (1.000-1.200 kV).
- Suportabilidade dielétrica de transformadores e buchas frente a transitórios ultra-rápidos (VFT – *Very Fast Transient*) em subestações blindadas isoladas a SF₆.
- Aplicação de supercondutores de alta temperatura em transformadores.

Disjuntor

- Revitalização de disjuntores existentes.
- Solicitações impostas aos disjuntores durante chaveamento de reatores.
- Desenvolvimento de disjuntores de alta tensão a vácuo.

Transformador de Instrumento

- Aprimoramento dos transformadores de instrumento aplicados aos sistemas de redes inteligentes (*Smart Grid*).
- Desenvolvimento de transformadores de instrumento ópticos.

Reator em Derivação

- Desenvolvimento de reatores controláveis.

Manutenção

- Uso de sistemas especialistas na manutenção de equipamentos de alta tensão.

Monitoramento

- Monitoramento integrado de subestações de alta tensão.

8. REFERÊNCIAS

- [1] ALMEIDA, A. T. *O Conhecimento e o Uso de Métodos Multicritérios de Apoio à Decisão*. Recife, PE, Editora Universitária, 2001.
- [2] ALMEIDA, A. T.; COSTA, A. P. C. *Aplicações com Métodos Multicritérios de Apoio à Decisão*. Recife, PE, Editora Universitária, 2003.
- [3] BANA E COSTA, C. A. *Como Piorar a Tomada de Decisão nas Organizações? Macbeth: Princípios, Metodologia e Casos Reais de Aplicação*. Fortaleza, CE, UEC, 2006.

- [4] BRANS, J. P.; MARESCHAL, B. *The PROMETHEE – GAIA Decision Support System for Multicriteria Investigations, Investigation Operativa*, 4, 1994, n. 2, p. 107-117.
- [5] BRANS, J. P.; VINCKE, Ph.; MARESCHAL, B. *How to Selected and How to Rank Projects: The PROMETHEE Method*, *European Journal of Operational Research*, 24, 1986, p. 228-238.
- [6] KIM, S. C. *Statistical Issues in Combining Expert Opinions for Analytic Hierarchy Process*. Coreia: Soongsil University, 1999.
- [7] MCKENNA, H. P. *The Delphi Technique: a Worthwhile Approach for Nursing? Journal of Advanced Nursing* 19, p. 1221-1225, 1994.
- [8] VILAS BOAS, C. *Modelo Multicritérios de Apoio à Decisão Aplicado ao Uso Múltiplo de Reservatórios: Estudo da Barragem do Ribeirão João Leite*. Dissertação (Mestrado: Economia) – Universidade de Brasília, DF, 2006.
- [9] VERGARA, S. C. *Métodos de Pesquisa de Administração*. São Paulo, SP, Editora Atlas, 2006.
- [10] WRIGHT, J. T. C. *A Técnica Delphi: uma Ferramenta Útil para o Planejamento do Brasil?*. In.: III Encontro Brasileiro de Planejamento Empresarial – “Como Planejar 86”, 28-29 nov. 1985. São Paulo, SP. Anais. São Paulo, SP: SPE - Sociedade Brasileira de Planejamento Empresarial, 1986, 302 p., p. 199-207.
- [11] WRIGHT, J. T. C.; JOHNSON, B. B. *Avaliação de Instituições de P&D: Tópicos e Metodologia*. In.: XVII Simpósio Nacional de Gestão da Inovação Tecnológica, 26-28 out. 1992. São Paulo, SP. Anais. São Paulo, SP: USP/ FEA/ IA/ PACTo, 1992, 817 p, p. 233-248.

Texto composto na família Utopia.
Títulos e legendas na família Opens Sans.

Brasília – Distrito Federal – Brasil
2013

