

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
DE GOIÁS
CÂMPUS ITUMBIARA
CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

RUBENS BATISTA PEREIRA

**SIMULADOR DE CONTROLE DE TENSÃO DA ÁREA
GOIÁS/BRASÍLIA**

ITUMBIARA

2024

TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAÇÃO NO REPOSITÓRIO DIGITAL DO IFG - ReDi IFG

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Digital (ReDi IFG), sem resarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IFG.

Identificação da Produção Técnico-Científica

- | | |
|--|---|
| <input type="checkbox"/> Tese | <input type="checkbox"/> Artigo Científico |
| <input type="checkbox"/> Dissertação | <input type="checkbox"/> Capítulo de Livro |
| <input type="checkbox"/> Monografia – Especialização | <input type="checkbox"/> Livro |
| <input checked="" type="checkbox"/> TCC - Graduação | <input type="checkbox"/> Trabalho Apresentado em Evento |
| <input type="checkbox"/> Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____ | |

Nome Completo do Autor: Rubens Batista Pereira.

Matrícula: 20132040070240.

Título do Trabalho: Simulador de Controle de Tensão da Área Goiás/Brasília.

Autorização - Marque uma das opções

1. Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso aberto);
2. Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG somente após a data ____/____/____ (Embargo);
3. Não autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso restrito).

Ao indicar a opção 2 ou 3, marque a justificativa:

- O documento está sujeito a registro de patente.
 O documento pode vir a ser publicado como livro, capítulo de livro ou artigo.
 Outra justificativa: _____

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O/A referido/a autor/a declara que:

- i. o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- ii. obteve autorização de quaisquer materiais inclusos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- iii. cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

Itumbiara-GO, 26/09/2024.
Local Data



Assinatura do Autor e/ou Detentor dos Direitos Autorais

RUBENS BATISTA PEREIRA

**SIMULADOR DE CONTROLE DE TENSÃO DA ÁREA
GOIÁS/BRASÍLIA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Banca examinadora do Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Itumbiara, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Escobar de Oliveira.

ITUMBIARA

2024

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

P437s Pereira, Rubens Batista
Simulador de controle de tensão da área Goiás/Brasília. /
Rubens Batista Pereira. -- Itumbiara, 2024.
74 p. : il.

Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia
Elétrica) - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia
de Goiás, Câmpus Itumbiara, 2024.

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Escobar de Oliveira.

1. Energia elétrica - Tensão - Goiás - Brasília. 2.
Algoritmo genético. 3. Simulador - Controle. I. Título. II.
Oliveira, Marcelo Escobar de. IV. Instituto Federal de
Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

CDD 006.31

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
Biblioteca Maria Gabriela Pacheco Pardey / Câmpus Itumbiara
Bibliotecário: Rosiane Gonçalves de Lima CRB1/1684

Termo de Aprovação

Rubens Batista Pereira

SIMULADOR DE CONTROLE DE TENSÃO DA ÁREA GOIÁS/BRASÍLIA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – Câmpus Itumbiara, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado, em 13 de setembro de 2024, pela banca examinadora constituída pelos seguintes membros:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Marcelo Escobar de Oliveira - orientador
Instituto Federal de Goiás, Câmpus Itumbiara.
(Assinado Eletronicamente).

Prof. Dr. Marcos Antônio Arantes de Freitas - membro interno
Instituto Federal de Goiás, Câmpus Itumbiara.
(Assinado Eletronicamente).

Prof. Ms. Antônio César Costa Ferreira Rosa - membro interno
Instituto Federal de Goiás, Câmpus Itumbiara.
(Assinado Eletronicamente).

Itumbiara – GO
2024

Documento assinado eletronicamente por:

- Antonio Cesar Costa Ferreira Rosa, PROF ENS BAS TEC TECNOLOGICO-SUBSTITUTO , em 20/09/2024 08:39:22.
- Marcos Antonio Arantes de Freitas, DIRETOR(A) GERAL - CD2 - CP-ITUMBIA, em 20/09/2024 08:36:12.
- Marcelo Escobar de Oliveira, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 20/09/2024 08:30:15.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 20/09/2024. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifg.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 566501

Código de Autenticação: f560e98add



Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
Avenida Furnas, nº 55, None, Bairro Village Imperial, ITUMBIARA / GO, CEP 75524-010
(64) 2103-5622 (ramal: 5622)

Dedico este trabalho aos meus filhos, João Victor Rios Pereira, Rubens Batista Pereira Júnior e Joaquim Rios Pereira. Aqui fica registrado o meu exemplo, para mostrar que as adversidades da vida não podem ofuscar um sonho. Devemos vencer obstáculo por obstáculo com resiliência e afinco, para que no final possamos experimentar o doce e inigualável sabor da vitória.

AGRADECIMENTOS

Minha eterna gratidão a Deus, por ter me dado a oportunidade de tornar realidade o sonho de ser graduado em uma Engenharia exatamente como eu sempre sonhei: formado em uma instituição federal. Agradeço aos meus pais, que trabalharam incansavelmente para garantir que eu tivesse um estudo digno. Cada gota de suor derramada valeu a pena! Gostaria de deixar registrado o meu agradecimento ao meu professor e orientador dr. Marcelo Escobar de Oliveira pela mentoria e por acreditar no meu potencial, e ao amigo Wandry Rodrigues pelo apoio, ideias e ajuda na elaboração deste trabalho. Gratidão à minha esposa pela paciência e por me apoiar, possibilitando que eu lutasse por tanto tempo para realizar este sonho. E, por fim, agradeço aos meus filhos por entenderem meus momentos de ausência durante este trajeto, justificado pela minha vontade em dar-lhes uma vida digna.

*“Quanto mais nos elevamos, menores parecemos aos olhos
daqueles que não sabem voar”. Friedrich Nietzsche.*

RESUMO

O constante processo de expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN), originado pelo desenvolvimento socioeconômico do Brasil, provê dinamismo ao modo de operação do sistema de transmissão de energia elétrica, de forma que soluções implementadas no passado podem ter sua eficácia diminuída no decorrer do tempo devido às mudanças ocorridas no cenário energético. Das consequências ocasionadas por estas mudanças, destaca-se o afundamento do perfil de tensão em barramentos que fazem fronteira com o sistema de distribuição de energia elétrica. O controle de tensão executado pelos centros de operação do SIN tem por objetivo manter a tensão em níveis aceitáveis em tempo integral no sistema. A eficácia do controle de tensão durante perturbações no sistema elétrico ou em condições severas de carga, é fortemente associada à capacidade de suporte de reativos setorial. O simulador de controle de tensão da área Goiás/Brasília, desenvolvido na plataforma do Matlab® utilizando o Matpower®, permite uma análise com ênfase nos efeitos gerados pelos equipamentos shunt manobráveis de controle de tensão – reatores e capacitores – no sistema. Através do algoritmo genético de Chu-Beasley, o simulador é capaz de sugerir a configuração otimizada dos elementos de forma que as barras operem com tensão igual ou muito próxima de 1 pu. A realização de simulações permite a constatação prévia da eficácia das manobras para controle de tensão desejadas na operação integrada com os demais equipamentos do SIN.

PALAVRAS-CHAVE: Sistema Interligado Nacional; Área Goiás/Brasília; Controle de tensão; Algoritmo genético; Chu-Beasley.

ABSTRACT

The constant expansion process of the National Interconnected System (SIN), originated by the socioeconomic development of Brazil, provides dynamism to the mode of operation of the electric power transmission system, so that solutions implemented in the past may have their effectiveness diminished over time due to changes in the energy scenario. Of the consequences caused by these changes, the dip in the voltage profile in buses bordering the electricity distribution system stands out. The voltage control carried out by the SIN operation centers aims to maintain the voltage at acceptable levels at all times in the system. The effectiveness of voltage control during disturbances in the electrical system or in severe load conditions is strongly associated with the sectorial reactive support capacity. The voltage control simulator for the Goiás/Brasília area, developed on the Matlab® platform using Matpower®, allows an analysis with emphasis on the effects generated by the maneuverable voltage control shunt equipment – reactors and capacitors – in the system. Through the Chu-Beasley genetic algorithm, the simulator is able to suggest the optimized configuration of the elements so that the bars operate with tension equal to or very close to 1 pu. The performance of simulations allows the previous verification of the effectiveness of the maneuvers to control the desired voltage in the integrated operation with the other equipment of the SIN.

KEYWORDS: National Interconnected System; Goiás/Brasilia Area; Voltage control; Genetic Algorithm; Chu-Beasley.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 - PRIMEIRA USINA DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE NA CIDADE DE NOVA IORQUE, EUA	17
FIGURA 2 - USINA HIDROELÉTRICA MARMELOS ZERO.....	18
FIGURA 3 - INTERIOR DA USINA HIDROELÉTRICA MARMELOS ZERO.....	19
FIGURA 4 - CONSTRUÇÃO DA UHE FURNAS, NO MUNICÍPIO DE SÃO JOSÉ DA BARRA-MG.....	20
FIGURA 5 - UHE FURNAS.	20
FIGURA 6 - MAPA DO SIN - HORIZONTE 2028.....	23
FIGURA 7 - ESTRUTURA DO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO.....	24
FIGURA 8 - MAPA DO SIN HORIZONTE 2027.....	25
FIGURA 9 - CURVA DE CAPABILIDADE DE UMA MÁQUINA SÍNCRONA.....	29
FIGURA 10 - UNIDADE GERADORA COM SISTEMA DE REBAIXAMENTO.....	30
FIGURA 11 - COMPENSADOR ESTÁTICO.....	31
FIGURA 12 - REATOR MANOBRÁVEL.....	32
FIGURA 13 - BANCO DE CAPACITORES SHUNT MANOBRÁVEL.	33
FIGURA 14 - ESQUEMA ELEMENTAR DE UM AUTOTRANSFORMADOR COM TERCIÁRIO E LTC	34
FIGURA 15 - CENTRO DE OPERAÇÃO REGIONAL GOIÁS (CTRG.O).....	35
FIGURA 16 - CENTRO DE OPERAÇÃO REGIONAL GOIÁS (CTRG.O) EM 2023.....	36
FIGURA 17 - MAPA DO SISTEMA OPERADO POR FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	37
FIGURA 18 - DIAGRAMA DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE FURNAS NA ÁREA GOIÁS-BRASÍLIA....	40
FIGURA 19 - RT01 E RT02 DA SE BANDEIRANTES LIGADOS.....	42
FIGURA 20 - BC01 DA SE BANDEIRANTES LIGADOS	42
FIGURA 21 - BC01, BC02, BC03 E BC04 DA SE BRASÍLIA SUL LIGADOS	43
FIGURA 22 - BC04 E BC05 DA SE SAMAMBAIA LIGADOS	44
FIGURA 23 - MODELAGEM DE UM SISTEMA ELÉTRICO COM DIAGRAMA DE IMPEDÂNCIAS.....	46
FIGURA 24 - RECOMBINAÇÃO OU CROSSOVER EM AG.	47
FIGURA 25 - MUTAÇÃO EM AG	48
FIGURA 26 - FLUXOGRAMA DE UM AG CONVENCIONAL.....	48
FIGURA 27 - EXEMPLO DE CROMOSSOMO COM INFORMAÇÕES ARMAZENADAS NOS GENES.....	49
FIGURA 28 - ALGORITMO GENÉTICO DE CHU-BEASLEY.	49
FIGURA 29 - FLUXOGRAMA DO ALGORITMO DO SCTAGB.....	53
FIGURA 30 - VARIAÇÃO DE TENSÃO PELA INSERÇÃO DO RT01 OU RT02 DA SE BANDEIRANTES.....	57
FIGURA 31 - EFEITO DA INSERÇÃO SIMULTÂNEA DOS RT01 E RT02 DA SE BANDEIRANTES	58
FIGURA 32 - CURVA DE CARGA E INSERÇÃO DE REATORES.....	59

FIGURA 33 - VARIAÇÃO DE TENSÃO OCASIONADA PELA INSERÇÃO DO BC01 DA SE BANDEIRANTES	60
FIGURA 34 - EFEITO DA INSERÇÃO DO BC01 DA SE BANDEIRANTES	60
FIGURA 35 - CURVA DE CARGA E INSERÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES.	61
FIGURA 36 - VARIAÇÃO DE TENSÃO PELA INSERÇÃO DOS BANCOS DE CAPACITORES DA SE BRASÍLIA SUL.....	62
FIGURA 37 - EFEITO DA INSERÇÃO DOS BANCOS DE CAPACITORES DA SE BRASÍLIA SUL	63
FIGURA 38 - VARIAÇÃO DE TENSÃO OCASIONADA PELA INSERÇÃO DO BC04 OU BC05 DA SE SAMAMBAIA.....	64
FIGURA 39 - EFEITO DA INSERÇÃO DOS BC04 E BC05 DA SE SAMAMBAIA	65
FIGURA 40 - GRÁFICO COMPARATIVO DAS TENSÕES ANTES E DESPOIS DA APLICAÇÃO DA CONFIGURAÇÃO RECOMENDADA PELO SCTAGB	67
FIGURA 41 – DIAGRAMA COM CONFIGURAÇÃO RECOMENDADA PELO SCTAGB E VARIAÇÃO DE TENSÃO NOS BARRAMENTOS	67

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - FAIXA OPERATIVA DE TENSÃO DA ÁREA GOIÁS BRASÍLIA	28
TABELA 2 - INSERÇÃO DOS REATORES RT01 E RT02 DA SE BANDEIRANTES.....	57
TABELA 3 - INSERÇÃO DO BANCO DE CAPACITORES BC01 DA SE BANDEIRANTES.....	59
TABELA 4 - INSERÇÃO DO BANCO DE CAPACITORES DA SE BRASÍLIA SUL SIMULTANEAMENTE	61
TABELA 5 - INSERÇÃO DO BANCO DE CAPACITORES BC04 E BC05 DA SE SAMAMBAIA.....	63
TABELA 6 - ALTERAÇÃO DE TENSÃO OCASIONADA PELA APLICAÇÃO DA CONFIGURAÇÃO DOS ELEMENTOS SHUNT SUGERIDA PELO SCTAGB	66

LISTA DE SIGLAS

SCTAGB – Simulador de Controle de Tensão da Área Goiás/Brasília
AGCB – Algoritmo de Chu-Beasley
SIN – Sistema Interligado Nacional
ONS – Operador Nacional do Sistema
MME – Ministério de Minas e Energia
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
COSR-NCO – Centro de Operação Regional Norte Centro Oeste
COSR-SE – Centro de Operação Regional Sudeste
COSR-NE – Centro de Operação Regional Nordeste
COSR-S – Centro de Operação Regional Sul
CNOS – Centro Nacional de Operação do Sistema
CTRG.O – Centro de Operação Regional Goiás
CEB – Companhia Energética de Brasília
CELG – Centrais Elétricas de Goiás
IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
MAE – Mercado Atacadista de Energia
MPO – Manual de Procedimentos de Operação
PV – Parcada variável
TSC – *Thyristor Switched Capacitor*
TCR – *Thyristor Controlled Reactor*
SVC - *Static Var Compensator*,
UAC – Unidade de Aquisição e Controle
LTC – *Load Tap Changer*
CC – Corrente contínua
CA – Corrente alternada
DECA – Despacho de Carga
SDEC.O.CL – Sistema de Despacho de Carga de Porto Colômbia
SDRC.O – Sistema de Despacho Regional Colômbia
SDRI.O – Sistema de Despacho Regional Itumbiara
UHE – Usina Hidroelétrica
SSC – Sistema de Supervisão de Controle
GAP – Problema Generalizado de Atribuição

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	15
2.	BREVE HISTÓRIA SOBRE O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	17
3.	ORGANOGRAMA DO SETOR ELÉTRICO	24
4.	OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	26
4.1	COMPENSADORES SÍNCRONOS.....	28
4.2	COMPENSADORES ESTÁTICOS	31
4.3	BANCO DE REATORES SHUNT MANOBRÁVEL.....	32
4.4	BANCO DE CAPACITORES SHUNT MANOBRÁVEL.....	33
4.5	LTC DE AUTOTRANSFORMADORES	34
5.	CENTRO DE OPERAÇÃO REGIONAL GOIÁS (CTRG.O).....	35
6.	SISTEMA FURNAS NA ÁREA GOIÁS/BRASÍLIA	39
6.1	ELEMENTOS SHUNT DA SE BANDEIRANTES	41
6.2	ELEMENTOS SHUNT DA SE BRASÍLIA SUL	43
6.3	ELEMENTOS SHUNT DA SE SAMAMBAIA	44
7.	FLUXO DE POTÊNCIA.....	45
8.	ALGORITMO GENÉTICO E ALGORITMO DE CHU-BEASLEY	47
9.	SIMULADOR DE CONTROLE DE TENSÃO DA ÁREA GOIÁS/BRASÍLIA	51
10.	SIMULAÇÕES	55
10.1	SIMULAÇÃO COM CONFIGURAÇÃO DEFINIDA PELO USUÁRIO	
	55	
10.1.1	MANOBRAS NOS ELEMENTOS SHUNT DA SE BANDEIRANTES.....	56
10.1.2	MANOBRAS NOS ELEMENTOS SHUNT DA SE BRASÍLIA SUL	61
10.1.3	MANOBRAS NOS ELEMENTOS SHUNT DA SE SAMAMBAIA	
	63	

10.2 SIMULAÇÃO COM SUGESTÃO DE CONFIGURAÇÃO PELO SCTAGB	65
11. CONCLUSÕES	68
11.1 TRABALHOS FUTUROS	69
11.2 ARTIGOS PUBLICADOS	69
12. REFERÊNCIAS	70
13. ANEXOS	74

1. INTRODUÇÃO

A eletricidade é hoje considerada essencial à vida humana, já que esta é a era da tecnologia, dos smartphones, das smart TVs, dos robôs e demais aparelhos eletroeletrônicos que promovem o conforto e o bem estar humano. Mas nem sempre foi assim. Para chegar nesta etapa vivenciada atualmente, a energia elétrica passou por diversas etapas, e foi um longo e árduo caminho fazer com que toda a humanidade tenha acesso à energia.

Os processos de produção, transmissão e distribuição de energia passaram por diversas etapas e foram evoluindo com o passar do tempo, progredindo graças à disponibilidade e acessibilidade à tecnologia.

O sistema elétrico de transmissão objetiva o despacho da geração, bem como a transmissão desta energia para os agentes de distribuição, que por sua vez realizam a entrega ao consumidor final. O efeito da corrente elétrica que trafega pelos equipamentos do sistema, somado ao efeito que a carga provoca no sistema, fazem com que o controle de tensão seja uma necessidade operativa.

O controle de tensão tem por objetivo manter a tensão em níveis aceitáveis enquanto ocorre o fluxo de potência no sistema, tanto nas diferentes condições de carga – leve, média e pesada – como em perturbações, sendo determinante na qualidade da energia elétrica entregue ao consumidor final.

De forma geral os equipamentos do sistema elétrico operam com menor rendimento ou têm a sua vida útil diminuída quando submetido a tensões fora dos limites operacionais. Neste contexto, o controle de tensão se faz necessário para preservar a integridade dos equipamentos, e com isso, evitar gastos com manutenções corretivas, além de maximizar o seu tempo de disponibilidade.

No âmbito da operação de sistemas elétricos, a utilização de software de simulação de manobras de controle de tensão é escassa, devido ao enfoque dos estudos no fluxo de potência. Ocorre que o controle de tensão é um recurso que possibilita que o fluxo de potência seja realizado em condições corretas e eletricamente seguras.

Neste contexto é apresentado o Simulador de Controle de Tensão da Área Goiás/Brasília (SCTAGB), que consiste em uma ferramenta que possibilita a simulação de manobras de controle de tensão na área supracitada, de tal forma que

os efeitos possam ser vistos em um ambiente de simulação, antes da execução da manobra.

O algoritmo, que utiliza os conceitos do algoritmo genético de Chu-Beasley, possibilita que o simulador opere com eficácia, robustez e exatidão, provendo confiabilidade a um bom custo-benefício, sendo muito bem visto e desejado pelos agentes de geração, transmissão e distribuição de energia.

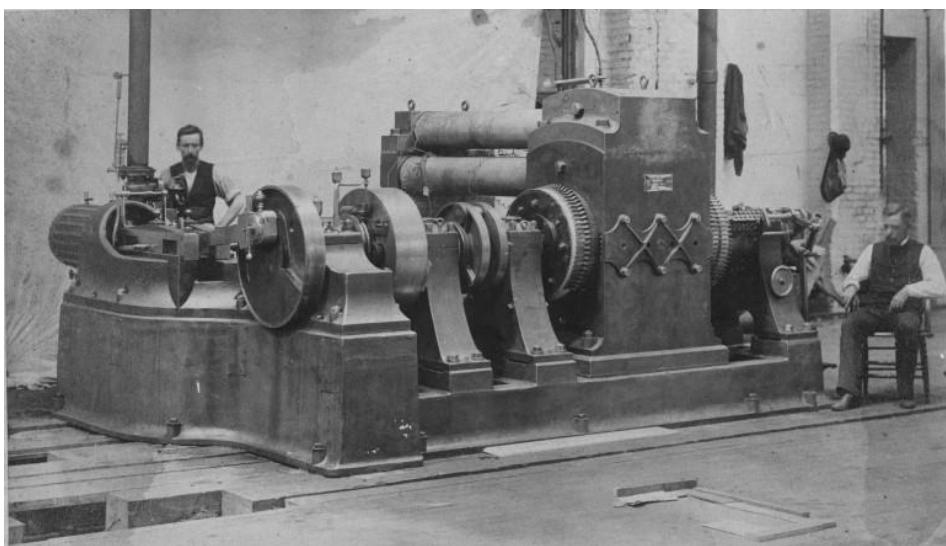
2. BREVE HISTÓRIA SOBRE O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Desde que descoberto seu processo de produção, a energia elétrica faz parte da vida dos seres humanos. A evolução tecnológica experimentada nos tempos atuais está fazendo com que a sociedade esteja cada vez mais dependente de dispositivos elétricos e eletrônicos, que por sua vez, a faz ser dependente da eletricidade para trabalhar e para prover conforto e lazer nos momentos de descanso.

No aspecto social a eletricidade faz a diferença na vida de toda a humanidade por poder ser transformada em trabalho por máquinas destinadas a este fim. A capacidade de trabalho de 1 kWh de energia elétrica é equivalente ao trabalho manual de aproximadamente 20 homens durante uma hora. Além de facilitar a vida das pessoas a eletricidade contribui no desenvolvimento socioeconômico (CRUZ, 2010).

O marco inicial da produção de eletricidade em escala industrial ocorreu com a construção da primeira central elétrica por Thomas Alva Edison, em 1879 na cidade de *New York*, conforme ilustra a Figura 1.

Figura 1 - Primeira usina de geração de eletricidade na cidade de Nova Iorque, EUA.



Fonte: (Matteo, s.d.)

Já no Brasil, o primeiro sistema de iluminação por lâmpadas foi instalado na Estação Central da Estrada de Ferro D. Pedro II, atual Central do Brasil, onde 46 bicos a gás foram substituídos por seis lâmpadas a arco elétrico, alimentadas por dois dínamos.

O primeiro serviço de iluminação pública foi inaugurado por Dom Pedro II no ano de 1883, com uma termoelétrica construída na cidade de Campos (RJ), composta por uma unidade geradora de 52 kW, constituída de três dinamos e caldeira que utilizava a lenha como combustível e com capacidade de alimentar 39 lâmpadas de arco voltaico (CRUZ, 2010).

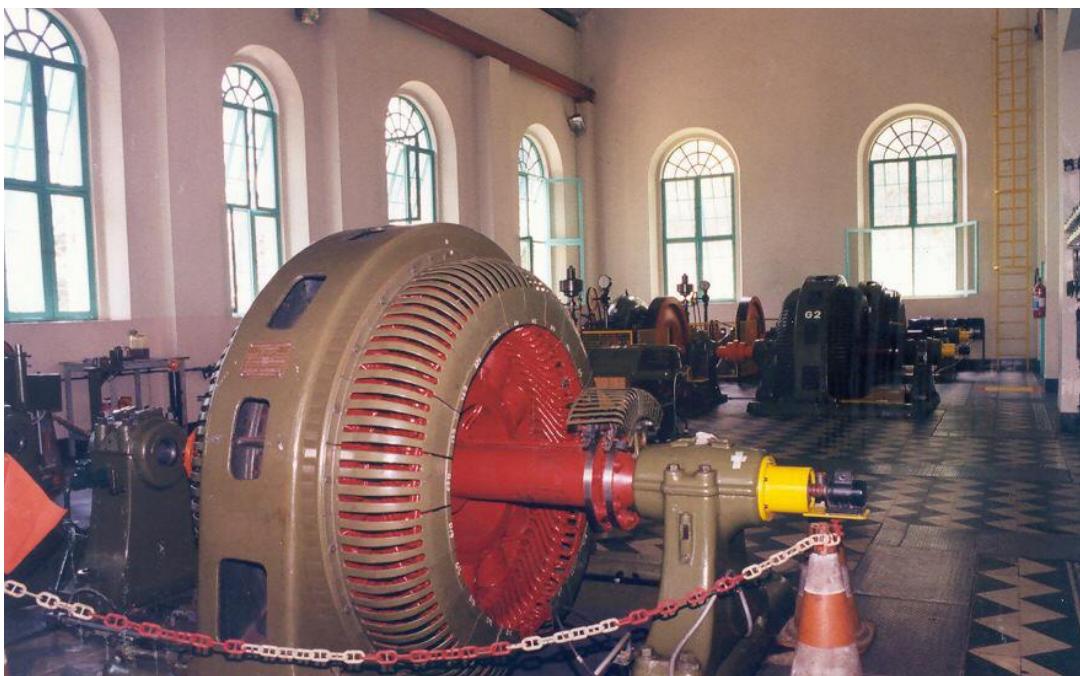
Em 1889 foi inaugurada a primeira usina hidroelétrica do Brasil, com capacidade instalada de 250 kW – e em 1892 expandida para 375 kW – chamada Marmelos Zero, apresentada na Figura 2 e na Figura 3, construída no Rio Paraibuna em Juiz de Fora (MG), por iniciativa do empresário Bernardo Mascarenhas para alimentar sua fábrica têxtil e o sistema de iluminação pública da cidade, criando uma concessionária de serviço público denominada Companhia Mineira de Eletricidade.

Figura 2 - Usina Hidroelétrica Marmelos Zero.



Fonte: (IEPHA/MG, s.d.)

Figura 3 - Interior da Usina Hidroelétrica Marmelos Zero.



Fonte: (IEPHA/MG, s.d.)

A partir daí o país contou com o investimento de companhias privadas na construção de centrais elétricas para fomentar a indústria, fazendo com que a capacidade instalada crescesse exponencialmente, passando de 61 kW, em 1883, para 10.850 kW, em 1900, das quais 53% eram geradas em usinas hidroelétricas (GOMES, 2002). Naquela ocasião existiam doze usinas hidroelétricas com capacidade superior a 1000 HP (0,7457 MW).

A partir de 1930, durante o governo Getúlio Vargas, o Brasil migrou do modelo econômico agrário-exportador para industrial (RAMOS, 2020). Entre 1957 e 1961 o país teve o auge de crescimento industrial e a partir desta época, com o constante processo de expansão e com o êxodo rural ocorrido no país, o suprimento de energia elétrica, que era fragmentado e regional, passou a ser insuficiente, ocasionando frequentes interrupções no fornecimento nos principais centros socioeconômicos brasileiros: Rio de Janeiro (RJ), São Paulo (SP) e Belo Horizonte (MG). Para solucionar este cenário, o governo federal passou a intervir diretamente no setor elétrico do país elaborando o primeiro Plano Nacional de Eletrificação, a partir do qual foi criada a Eletrobras, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), para coordenar a expansão do setor elétrico e com a construção da UHE Furnas, no Rio Grande, no município de São José da Barra (MG), conforme mostra a Figura 4, inaugurada em 1963 inicialmente com 152 MW (posteriormente chegando a 1216

MW) foi solucionado o colapso da época no fornecimento de energia da região sudeste, permitindo que o setor industrial retomasse seu processo de expansão (CRUZ, 2010).

Figura 4 - Construção da UHE Furnas, no município de São José da Barra-MG.



Fonte: Eletrobras Furnas (s.d.)

A entrada em operação desta usina, apresentada na Figura 5, marcou o início da interligação do sistema elétrico brasileiro, uma vez que interligou os sistemas de suprimento das três maiores cidades da região sudeste: São Paulo, Belo Horizonte e Rio de Janeiro (GOMES, 2002).

Figura 5 - UHE Furnas.



Fonte: Eletrobras Furnas (s.d.)

Na década de 80 o Estado passou por uma crise financeira, atingindo o setor elétrico que não teve os investimentos necessários para a continuação das obras em andamento, ocasionando a insuficiência nos eixos de geração, transmissão e distribuição.

Para acompanhar o aumento da capacidade de geração de energia elétrica no Brasil, foi necessária a expansão do setor de transmissão. Inicialmente as centrais elétricas tinham operação local, isto é, alimentava o sistema elétrico da região na qual estava instalada, de forma radial. À medida que as linhas de transmissão iam sendo construídas, foi possível conectar eletricamente as regiões, que antes operavam isoladas. O processo de interligação do sistema elétrico nacional era complexo levaria muitos anos para interligar todas as regiões, dada a dimensão do território nacional.

Com a implantação, em 1992, do Plano Nacional de Desestatização (PND) pelo presidente Fernando Collor de Mello onde as empresas estatais passaram a ser vendidas à iniciativa privada, a começar pelo setor elétrico, com a venda das distribuidoras de energia elétrica. Geração e transmissão permaneceram sob a posse do Estado.

Até então a Eletrobras desempenhava o papel de controladora, por meio da coordenação do planejamento da expansão e da operação, da gestão dos fundos financeiros setoriais, sendo responsável por 90% da geração no país (CASTRO E LEITE, 2014).

Com o avanço das privatizações, em 1996 o governo de Fernando Henrique Cardoso colocou em prática a primeira reforma do setor elétrico, pautada nos mecanismos de competição e eficiência produtiva. Este modelo bloqueava a participação de estatais nos investimentos do ramo energético, e por isso era intitulado modelo de privatização pura. Assim foram feitas alterações no modo de comercialização de energia através da criação do MAE (Mercado Atacadista de Energia), além da criação de um órgão regulamentador denominado ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), objetivando a análise das novas concessões, licitações e fiscalização dos serviços prestados à população pelas empresas do setor elétrico, assegurando um suprimento de energia elétrica confiável e adequado. Em 1998 foi criado o ONS (Operador Nacional do Sistema), destinado a atuar nos ramos de geração e transmissão de energia.

Este modelo de estruturação neoliberal posto em prática tinha diversas falhas, tanto nas fases de projeto quanto na fase de execução e, somado à escassez hídrica que assolou o Brasil no início de 2001, devido ao fato de regime de chuvas ter registrado uma marca muito abaixo da média histórica, foi deflagrada uma crise no setor elétrico, obrigando a aplicação de uma política de racionamento de energia elétrica.

O presidente Luiz Inácio Lula da Silva, no início de seu governo, promulgou a Lei 10.848/2004, implementando o modelo de parceria estratégia público-privado no setor elétrico, onde as estatais foram reabilitadas para participar dos investimentos na geração e transmissão de energia, viabilizando o desenvolvimento autossustentado com enfoque na modicidade tarifária, isto é, com o intuito de garantir que a energia elétrica fosse acessível a toda a população. Na geração, o modelo anterior incumbia o governo de determinar o preço mínimo do MWh, e os ágios chegavam a níveis irreais de até 2000% (CASTRO E FERNANDEZ, 2007). No novo modelo o governo passou a determinar o valor máximo do MWh, com contratos de venda de energia futura pelos 30 anos de concessão com indexação ao índice IPCA, garantindo que os ágios alcançados contribuissem para a manutenção da modicidade tarifária. Na transmissão foi alterado o índice de indexação de IGP-M para IPCA. Esta medida visava tornar as tarifas de geração e transmissão independentes da cotação do dólar. Assim foi criado um marco regulatório mais estável e com grande índice de sustentabilidade, onde foram reformuladas as atribuições do ONS, que passou a deter a coordenação e controle do Sistema Interligado Nacional (SIN) englobando a geração e transmissão, e administração dos contratos das instalações do sistema de transmissão; e da ANEEL, que passou a ficar responsável pelos leilões das concessões de geração e transmissão, pelas licitações para a aquisição de energia pelas distribuidoras e pela regulação e fiscalização do setor energético.

Então o setor elétrico passou a usufruir de uma política energética que permitiu a expansão do sistema, com intensa condensação da malha de transmissão, interligando o sistema elétrico de todos os estados brasileiros. O último estado a ser integrado ao sistema elétrico foi o Amapá, em 2015 (ONS, 2023).

Hoje o Brasil possui um sistema elétrico muito bem gerido e regulamentado, com uma sólida malha de linhas de transmissão totalizando 179.311 km de extensão e usinas que totalizam uma potência instalada de 183.082 MW (ONS, 2023), dos

quais 77,3% são gerados por usinas que utilizam fontes renováveis de energia. Vide Figura 6.

A atual malha de transmissão que interconecta os subsistemas possibilita o trânsito do fluxo de potência entre todas as regiões do país, otimizando a utilização dos recursos hídricos das bacias hidrográficas. Desta forma é possível maximizar a exploração máxima dos reservatórios que estão em regime de cheia, mantendo minimizada a vazão de usinas cujo reservatório está em regime de seca.

Figura 6 - Mapa do SIN - horizonte 2028.

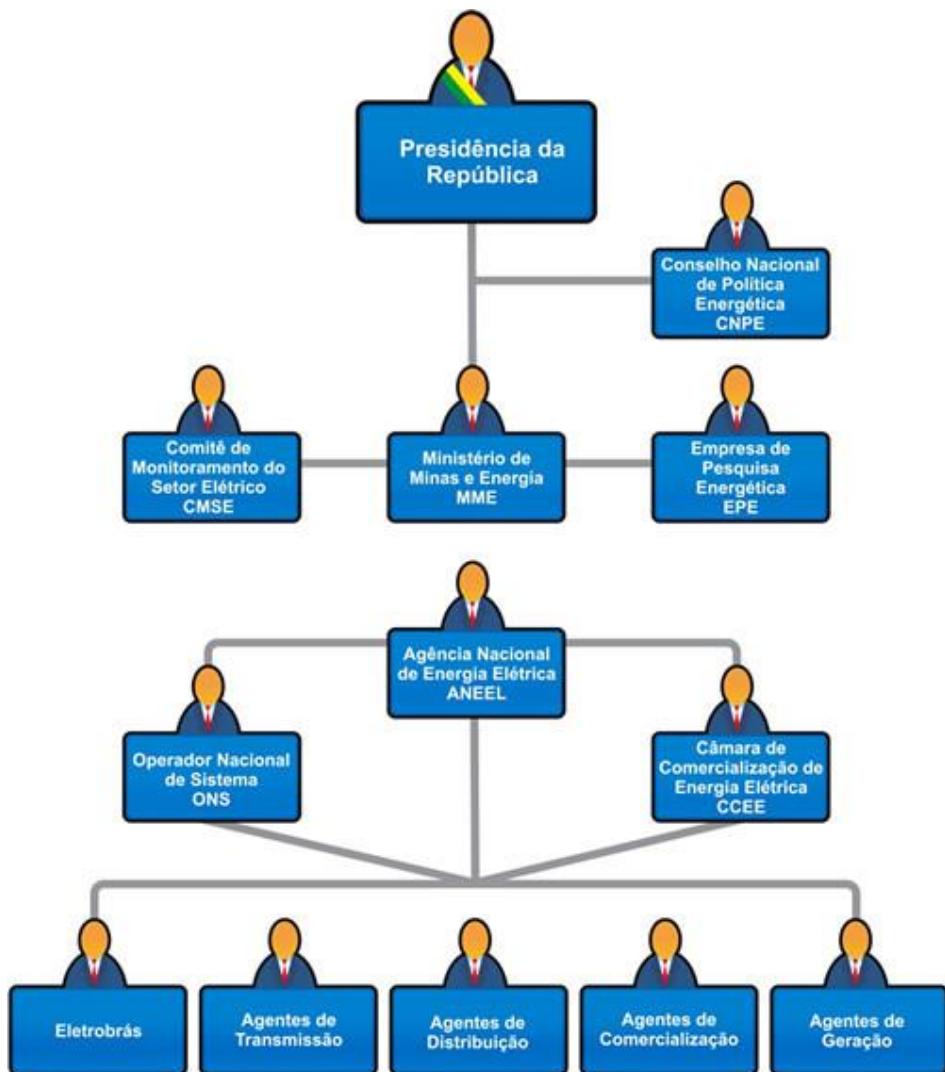


Fonte: ONS, 2024

3. ORGANOGRAMA DO SETOR ELÉTRICO

O setor elétrico brasileiro é gerido pelo governo federal, conforme Figura 7, através do MME, que designou a ANEEL para controlar e normatizar o SIN.

Figura 7 - Estrutura do setor energético brasileiro.



Fonte: ABRADEE (2017)

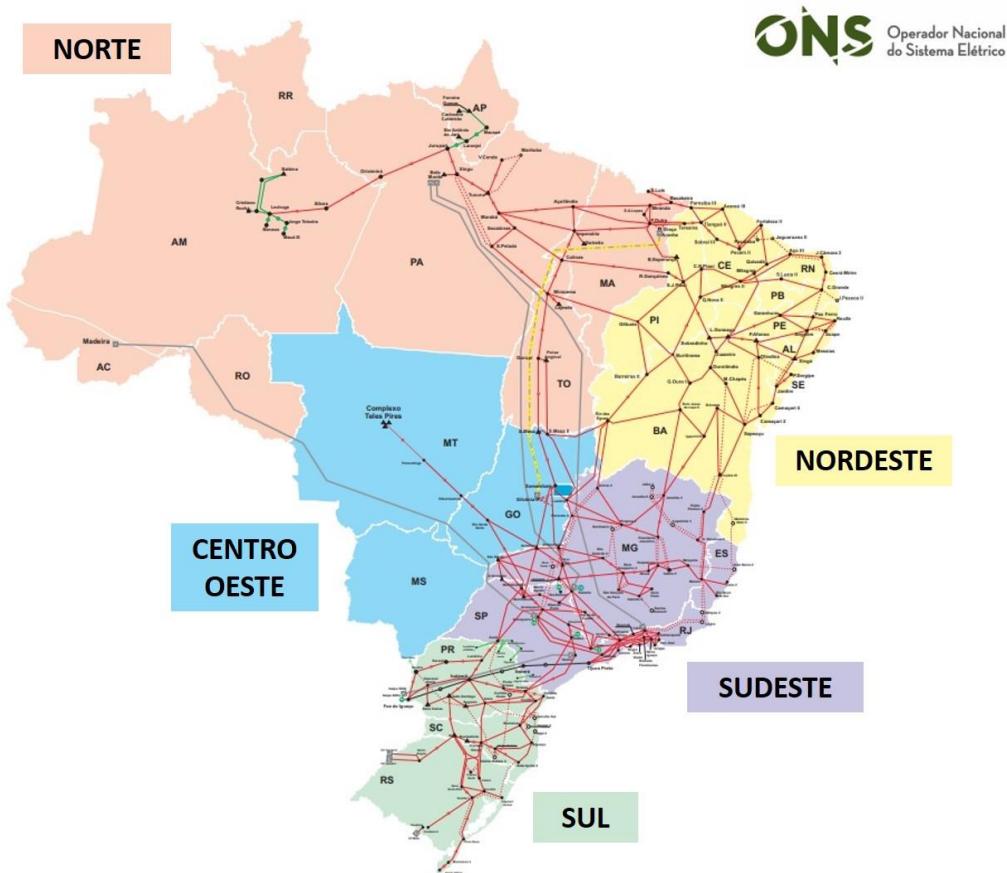
O ONS coordena e controla a operação das instalações de geração e transmissão do país, interligadas ao SIN, sob a fiscalização e regulação da ANEEL. Subordinados ao ONS estão os agentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, constituídos de empresas privadas; e as estatais federais – Furnas, Eletronorte, Eletrosul e Chesf – representadas por empresas de economia mista cujo Estado possui um significativo percentual de ações, controladas pela holding Eletrobras.

A operação do SIN é setorizada, conforme ilustra a Figura 8, constituída por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste, Norte, sendo operados por quatro centros de operação do sistema regionais do ONS, conforme submódulo 5.1 do ONS:

- Centro de Operação Regional Sul (COSR-S)
- Centro de Operação Regional Sudeste (COSR-SE)
- Centro de Operação Regional Nordeste (COSR-NE)
- Centro de Operação Regional Norte Centro Oeste (COSR-NCO)

Todos os centros supracitados são subordinados ao Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS). Estes centros do ONS operam toda a malha de transmissão do SIN, apresentado na Figura 6, bem como o despacho de geração centralizado das usinas de grande porte.

Figura 8 - Mapa do SIN horizonte 2027.



Fonte: ONS, 2024.

4. OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

O SIN é o sistema de transmissão pelo qual a energia gerada pelos agentes de geração é despachada até as distribuidoras, para que seja entregue a todos os consumidores. O sistema elétrico brasileiro é interligado, de forma que as localidades que possuem sistema isolado representam menos de 1% da carga total do país.

Conforme a página de sistemas isolados no site do ONS:

Atualmente, existem 212 localidades isoladas no Brasil. A maior parte está na região Norte, nos estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Amapá e Pará. A ilha de Fernando de Noronha, em Pernambuco, e algumas localidades de Mato Grosso completam a lista. Entre as capitais, Boa Vista (RR) é a única que ainda é atendida por um sistema isolado. O consumo nessas localidades é baixo e representa menos de 1% da carga total do país. A demanda por energia dessas regiões é suprida, principalmente, por térmicas a óleo diesel. (ONS, 2024).

A operação consiste no controle de tensão e frequência, coordenação de intervenções para manutenção dos ativos de geração e transmissão e coordenação da recomposição do sistema em casos de perturbações sistêmicas. O ONS coordena e controla o sistema, e a execução fica sob responsabilidade dos agentes de geração, transmissão e distribuição, que mantém contato direto com os centros regionais do ONS.

Além da operação em tempo real do SIN, o ONS possui a atribuição de efetuar o planejamento energético. O fato de a carga se comportar de maneira previsível com relação aos anos anteriores, permite que diariamente sejam efetuados estudos e elaborada a curva de tendência da carga para o dia posterior. Então, ao final de cada dia são divulgados os seguintes programas relativos ao dia posterior: o programa diário de intervenções, que lista todas as intervenções que iniciarão e estão sendo executadas no SIN, e o programa diário de geração, que estima a geração a ser requerida em cada usina do SIN.

Na esfera da geração, os agentes executam o programa de geração, planejado no dia anterior, de forma pontual. Os ajustes necessários para que a frequência esteja constantemente em 60 Hz são realizados em tempo real pelo centro do ONS responsável por cada área. O controle da potência ativa gerada nas unidades geradoras é realizado através do controle de torque na turbina. Em hidroelétricas o controle de torque é feito através de abertura ou fechamento do distribuidor. Em turbinas eólicas, o controle é feito através de frenagem do conjunto girante. Em

turbinas de usinas termoelétricas o controle de torque é feito através da redução da temperatura do vapor ou controle de injeção de combustível.

Com a reformulação experimentada pelo setor elétrico em 1998 e posteriormente em 2004, a transmissão de energia elétrica passou a ser coordenada de forma independente da geração, com receita assegurada por tarifa própria, desta forma os agentes passaram a ser remunerados pela operação do sistema de transmissão através do contrato de prestação de serviços que garante ao agente a RAP (receita anual permitida) descontada dos períodos de indisponibilidade das funções transmissão, a chamada PV (parcela variável), que consiste em uma penalização aplicada aos agentes de transmissão pelo tempo de indisponibilidade das funções transmissão, consistindo do valor por minuto multiplicado por um fator de 150 para intervenções em emergência, 50 para intervenções em urgência e 10% para intervenções programadas. Assim, o objetivo dos agentes é de manter os ativos de transmissão disponíveis pelo maior tempo possível.

Para nortear a operação sistêmica, o ONS dispõe do Manual de Procedimentos de Operação – MPO – que consistem em regras operacionais para a realização das atividades de coordenação e controle da operação da transmissão e geração. Tais procedimentos estabelecem as condições necessárias para as manobras em equipamentos (operação normal), limites de operação, procedimentos para a operação em contingência (mediante a indisponibilidade de algum ativo de transmissão e geração) e recomposição fluente (recomposição realizada com autonomia pelos agentes de operação em casos de perturbações gerais de forma que o SIN seja restabelecido com o mínimo contato possível entre os agentes e o ONS).

A transmissão de potência através do SIN requer uma operação em tempo real a fim manter as grandezas elétricas (tensão, corrente e frequência) dentro dos limites operacionais, que são regulamentados pelas normas do ONS dispostas no MPO.

No âmbito do controle de tensão, o ONS atua coordenando junto aos agentes de transmissão ações através do controle de excitação de unidades geradoras, controle da tensão de referência em compensadores estáticos, manobras em elementos shunt (paralelo) e movimentação de tapes em autotransformadores (sob carga).

A norma que regulamenta o controle de tensão da área Goiás/Brasília é a CD-CT.CO.5GB.03 (Cadastro de Informações Operacionais de Faixas para Controle de

Tensão da Área 500/345 kV Goiás/ Brasília), que estabelece os limites de tensão dos barramentos de toda a área em função do carregamento do SIN, conforme Tabela 1.

Tabela 1 - Faixa operativa de tensão da área Goiás Brasília

Subestação / Usina		Faixas de Tensão (kV) em função do(a) Carga 5GB			
Nome	Tensão (kV)	Carga 5GB sMMGD >= 2800 (Pesada)	Carga 5GB sMMGD >= 2800 (Média)	Carga 5GB sMMGD < 2800 (Leve)	Carga 5GB sMMGD < 2800 (Mínima)
Luziânia	500	500 - 548	500 - 548	500 - 548	500 - 548
Bandeirantes	230	230 - 242	230 - 242	230 - 242	230 - 242
Itumbiara	230	228 - 242	228 - 242	218 - 242	218 - 242
Serra da Mesa	230	230 - 242	230 - 242	218 - 242	218 - 242
Trindade	230	230 - 242	230 - 242	218 - 242	218 - 242
Anhanguera *	138	138 - 145	138 - 145	131 - 145	131 - 145
Brasília Sul	138	139 - 145	139 - 145	137 - 143	137 - 143
Carajás *	138	137 - 145	137 - 145	131 - 145	131 - 145
Firminópolis *	138	138 - 145	138 - 145	131 - 145	131 - 145
Pirineus *	138	140 - 145	140 - 145	131 - 145	131 - 145
Samambaia	138	138 - 145	138 - 145	138 - 144	138 - 144
Serra da Mesa *	138	139 - 142	139 - 142	131 - 145	131 - 145
Xavantes *	138	138 - 145	138 - 145	131 - 145	131 - 145
Águas Lindas *	69	70 - 73	70 - 73	65 - 73	65 - 73
Barro Alto *	69	71 - 72	71 - 72	65 - 73	65 - 73
Itapaci *	69	70 - 73	70 - 73	65 - 73	65 - 73
Palmeiras *	69	70 - 73	70 - 73	65 - 73	65 - 73
Paranaíba *	69	68 - 73	68 - 73	65 - 73	65 - 73
Planalto *	69	70 - 73	70 - 73	65 - 73	65 - 73
Brasília Geral *	34,5	33,2 - 34,8	33,2 - 34,8	33,1 - 34,4	33,1 - 34,4

* - Faixas de tensão do secundário do transformador

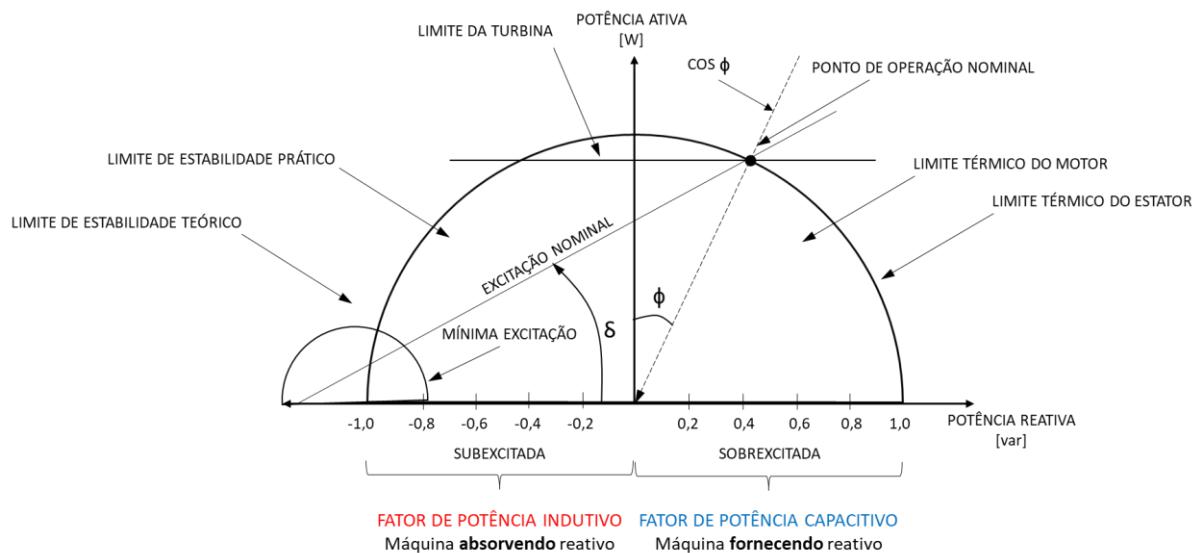
Fonte: ONS, 2024.

Para realizar o controle de tensão os agentes de transmissão dispõem dos seguintes recursos:

4.1 COMPENSADORES SÍNCRONOS

As usinas que geram energia dispõem de máquinas síncronas para a geração de energia elétrica. A fonte de energia motriz mais comuns destas máquinas são água (hidroelétricas), vento (eólicas) e vapor ou motor à combustão (termoelétricas). As máquinas síncronas podem operar como gerador ou como motor. Como gerador, a unidade geradora produz potência ativa, cujo sentido é unidirecional (sempre da usina para a carga). No modo compensador síncrono a unidade geradora atua com produção de potência ativa nula e enfoque na produção de potência reativa. Em ambos os modos de operação, as máquinas síncronas permitem o ajuste da excitação de acordo com a necessidade sistêmica, podendo operar fornecendo reativo, quando seu fator de potência está capacitivo, ou absorvendo reativo, quando seu fator de potência está indutivo. O controle do fator de potência da máquina síncrona é feito através da tensão da excitatriz (tensão de excitação da máquina). Abaixo, na Figura 9, está um exemplo de curva de capacidade.

Figura 9 - Curva de capacidade de uma máquina síncrona.

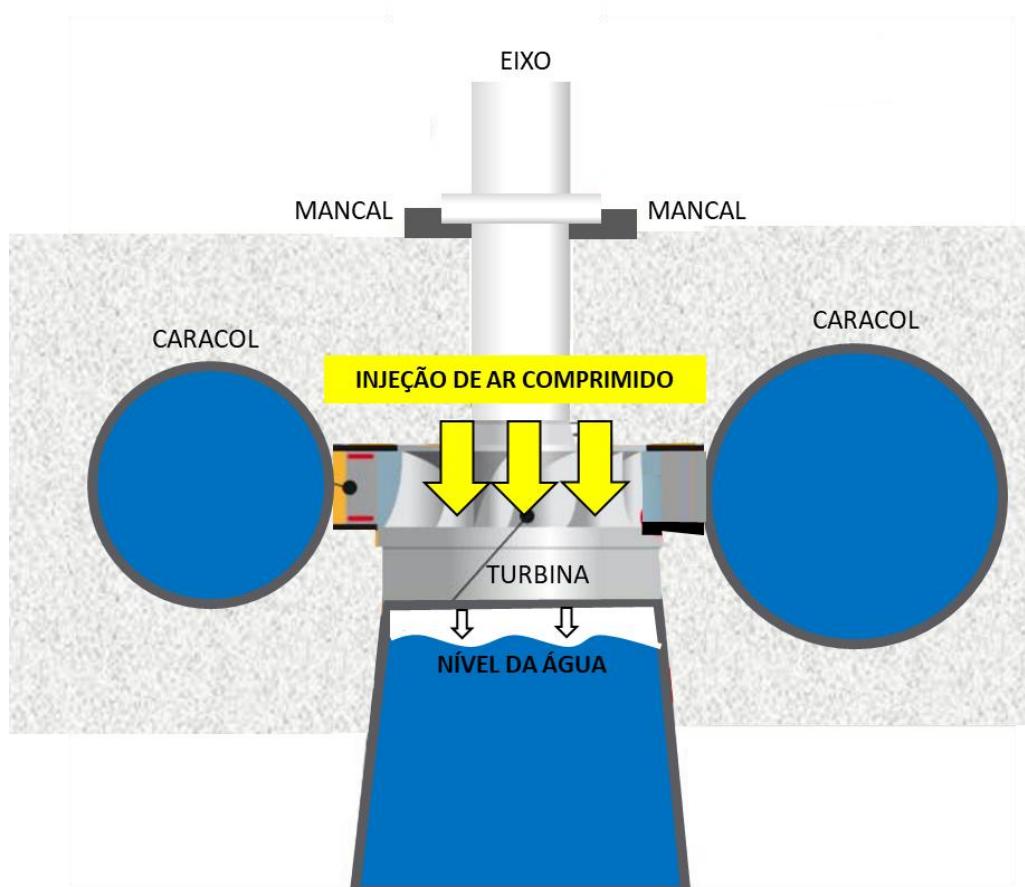


Fonte: Adaptado de GUIMARÃES, 2019.

Quando a potência ativa requerida em uma usina está em valores menores de forma que unidades geradoras estejam operando em vazio, utiliza-se estas unidades para o suporte de reativo do sistema, direcionando a atuação da unidade geradora exclusivamente para o controle de tensão, sendo o agente de geração remunerado também pela produção de potência reativa, denominado serviço ancilar. Neste caso, coloca-se as unidades geradoras para operar motorizadas, ou seja, trabalhando como compensadores síncronos. Para que as máquinas possam operar neste modo,

devem dispor de sistema de rebaixamento, que consiste na injeção de ar comprimido no caracol da máquina, empurrando a água e assim desafogando a turbina, para que ela possa girar livremente, minimizando o consumo de potência ativa, já que neste caso a máquina funciona como um grande motor. A operação neste modo requer o fechamento do distribuidor. O esquema está apresentado na Figura 10.

Figura 10 - Unidade geradora com sistema de rebaixamento.



Fonte: Adaptado de CLEMENTINO, 2015.

4.2 COMPENSADORES ESTÁTICOS

Também chamados de SVC (*Static Var Compensator*), apresentado na Figura 11, são equipamentos shunt destinados à compensação de reativos, de forma que o fator de potência seja controlado conforme a necessidade do sistema. Os SVCs são constituídos, de forma genérica, pelos elementos:

- ❖ TSC (*thyristor switched capacitor*): consiste em uma associação de unidades capacitivas que fornecem energia reativa à saída do SVC. O TSC possui um reator em série para reduzir efeito dos transitórios inerentes ao chaveamento.
- ❖ TCR (*thyristor controlled reactor*): bobina indutora que consome energia reativa presente na saída do SVC.
- ❖ Filtros de harmônicos: filtros sintonizados para captação de ondas de diversas ordens de acordo com o projeto ou necessidade sistêmica. Eles retiram ondas de frequências indesejadas no sistema.
- ❖ Tiristores: destinados ao chaveamento do TSC e do TCR. O fator de potência é controlado através do ângulo de disparo dos tiristores, que está relacionado com a tensão de referência indicada na UAC (unidade de aquisição e controle) pelo operador.

Desta forma o compensador estático trabalha chaveando seus elementos internos de forma a manter a tensão no barramento ao qual ele se conecta igual ou a mais próxima possível da tensão de referência indicada na UAC. Assim ele confere ao sistema uma certa estabilidade, sendo muito eficiente na atuação espontânea durante perturbações sistêmicas, já que pode absorver oscilações de tensão tanto em perdas de blocos de geração (tendência de subtensão) quanto em perdas bloco de carga (tendência de sobretensão).

Figura 11 - Compensador estático.



Compensador Estático de Reativo, Siemens Energy

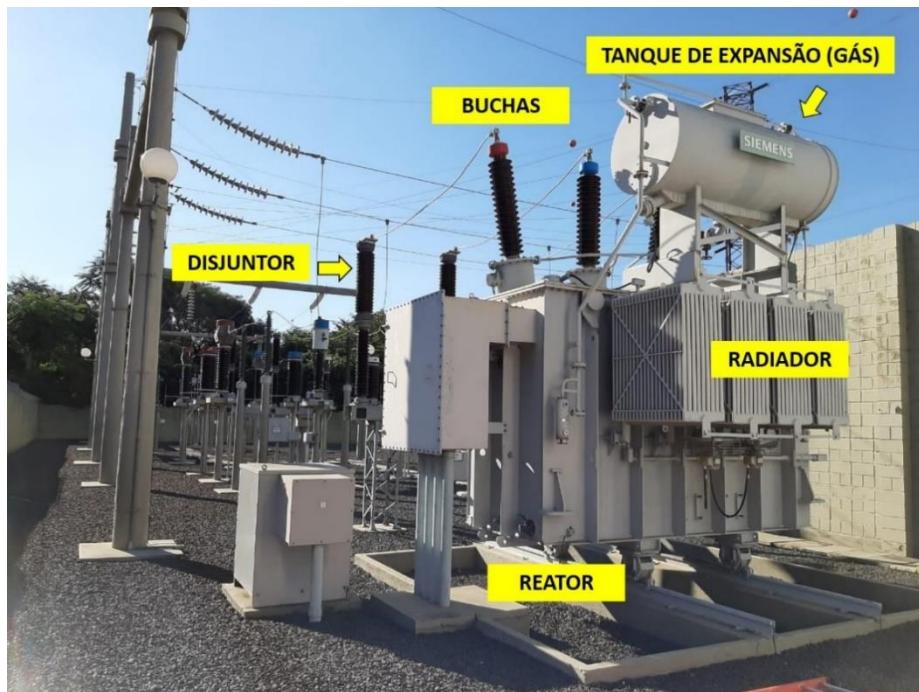
Fonte: CEPEL, 2024

4.3 BANCO DE REATORES SHUNT MANOBRÁVEL

Consistem em bancos de reatores conectados em paralelo com barramentos ou em linhas de transmissão. Entre o reator e o barramento ou linha de transmissão é instalado um disjuntor, de forma que o reator possa ser ligado ou desligado conforme a necessidade do sistema (saí o nome manobrável). Por ser um elemento capaz de armazenar energia através do campo magnético, quando conectado em paralelo, os reatores armazenam energia através do campo magnético a cada semi ciclo, liberando no semi ciclo subsequente a energia armazenada, provendo ao circuito elétrico um efeito de amortecimento e um atraso fasorial da corrente elétrica, ocasionando uma redução do valor eficaz da tensão.

Os reatores, Figura 12, são constituídos de bobina indutiva que permite que o equipamento, quando ligado, atue no sentido de reduzir a tensão setorial no nó ao qual esteja conectado.

Figura 12 - Reator manobrável.



Fonte: CONPROVE, 2024.

4.4 BANCO DE CAPACITORES SHUNT MANOBRÁVEL

Bancos de capacitores consistem em uma associação mista (série/paralelo) de capacitores. Os elementos capacitivos são conectados em série, formando a string, sendo nesta ligação definida, na fase de projeto, a tensão do banco de capacitores. As strings são associadas em paralelo formando as unidades capacitivas, sendo definida, então, a capacidade de corrente do equipamento. Com tensão e corrente definidas, é possível obter a potência do banco de capacitores. Os bancos de capacitores shunt manobráveis, Figura 13, são normalmente conectados ao barramento, contendo um disjuntor para que o equipamento possa ser ligado ou desligado, conforme a necessidade sistêmica.

Os capacitores, quando ligados em paralelo à barra, descarregam, a cada semi ciclo da tensão alternada, a energia armazenada no semi ciclo anterior, ocasionando uma elevação do valor de tensão eficaz (RMS). Isto ocorre porque os capacitores são elementos que armazenam energia sob a forma de campo elétrico. Desta forma, os bancos de capacitores shunt são utilizados para elevar a tensão do barramento ao qual estão conectados.

Figura 13 - Banco de capacitores shunt manobrável.



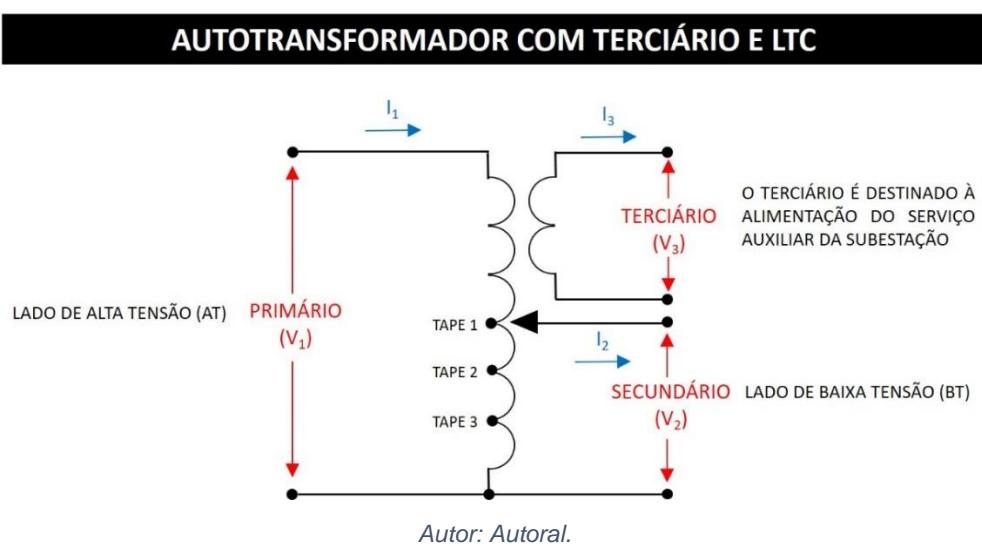
Fonte: GRID ENERGY, (s.d.)

4.5 LTC DE AUTOTRANSFORMADORES

Devido às suas características, no sistema de transmissão, é mais comum o uso de autotransformadores para a elevação ou rebaixamento do nível de tensão. Autotransformadores possuem menor custo, por possuírem apenas um enrolamento, diferentemente dos transformadores que possuem enrolamentos primário e secundário. Esta característica também possibilita ao autotransformador apresentar menores impedâncias, se comparado aos transformadores, ou seja, as perdas por efeito joule são menores, contudo, pelo mesmo motivo requerem um sistema de proteção mais preciso devido às altas correntes de curto circuito. Estes equipamentos podem dispor de um enrolamento terciário, geralmente de tensão nominal de 13,8 kV, destinado à alimentação do serviço auxiliar da subestação (retificadores do sistema CC – corrente contínua – e painéis CA – corrente alternada – com cargas essenciais e não essenciais).

Alguns modelos de autotransformadores, e transformadores também, dispõem de LTC (*load tap changer*), que é um comutador que permite que sejam efetuadas alterações de tape sob carga (sem a necessidade de desligar o equipamento, como ocorre em transformadores e autotransformadores de tape fixo). Assim, altera-se a reatância do equipamento, promovendo, desta forma, uma variação na tensão do secundário (e terciário para os equipamentos que dispõem deste enrolamento). Abaixo, na Figura 14, estão representadas as ligações do autotransformador.

Figura 14 - Esquema elementar de um autotransformador com terciário e LTC



5. CENTRO DE OPERAÇÃO REGIONAL GOIÁS (CTRGO.O)

À medida que foram sendo construídas as usinas hidroelétricas de Furnas Centrais Elétricas S.A. foi necessária a criação de um centro de operação para controlar o despacho da energia gerada pelas usinas, denominado DECA (Despacho de Carga).

Em outubro de 1972 o DECA foi desmembrado em quatro centros de operação: um situado no escritório central de Furnas (Rio de Janeiro-RJ), um na SE Jacarepaguá (Rio de Janeiro-RJ) e outros dois na UHE Furnas (São José da Barra-MG), sendo um para o controle do despacho da geração desta usina e outro, chamado SDEC.O.CL (Sistema de Despacho de Carga de Porto Colômbia), montado provisoriamente em uma sala anexa na UHE Furnas. Em 1973 o SDEC.O.CL teve seu nome alterado para DESB (Despacho de Suprimento à Brasília), sendo transferido para a sala de controle da SE Bandeirantes (Goiânia-GO). Passado um ano, em 1974, com a entrada em operação da UHE Porto Colômbia, o DESB foi transferido para a nova usina, situada na cidade de Fronteira-MG, sendo renomeado para SDRC.O (Sistema de Despacho Regional Colômbia) e posteriormente, com a entrada em operação da UHE Itumbiara, para SDRI.O (Sistema de Despacho Regional Itumbiara).

Com a interligação do sistema da área Goiás/Brasília com a área Mato Grosso, através da construção da SE Rio Verde (Furnas), e entrada em operação da UHE Serra da Mesa e SE Barro Alto, em janeiro de 1983 o SDRI.O foi transferido em definitivo para uma sala de controle construída no edifício da UHE Itumbiara, recebendo o nome de CTRG.O (Centro de Operação Regional Goiás), com a configuração disposta na Figura 15.

Figura 15 - Centro de Operação Regional Goiás (CTRGO.O).



Fonte: Eletrobras Furnas, 2024.

Com a globalização e avanços tecnológicos vivenciados no final do século XX e início do século XXI, o sistema de supervisão e controle (SSC) do CTRG.O foi sofrendo modernizações, sendo implementados computadores e painéis de tecnologia de ponta, conforme se pode constatar na Figura 16.

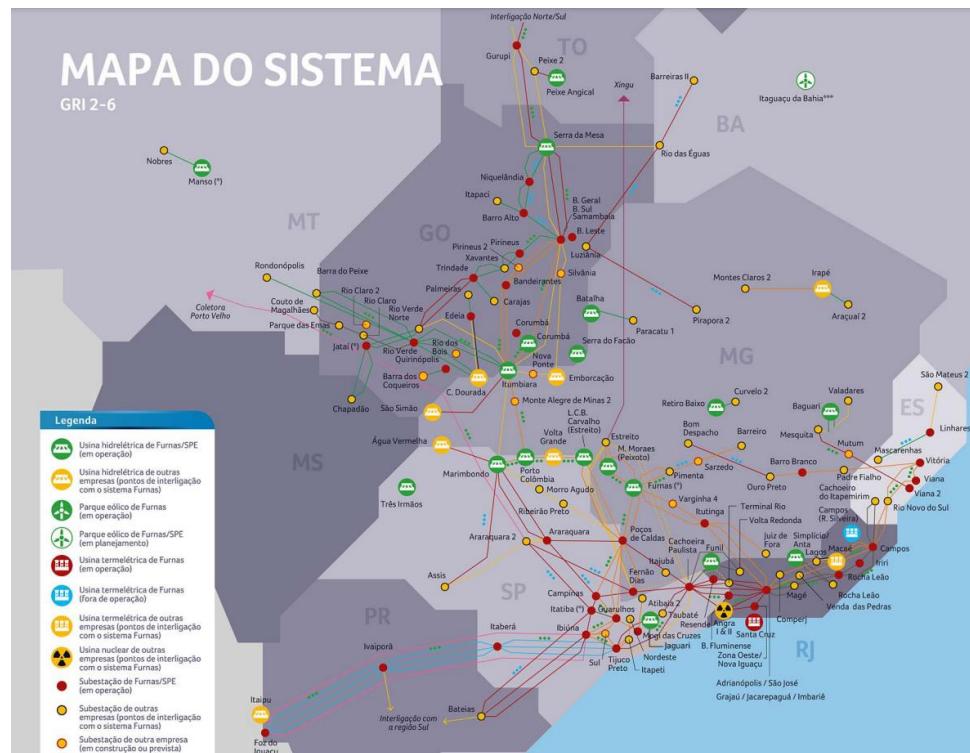
Atualmente o CTRG.O é o responsável pela operação do sistema de Furnas nas regiões Norte e Centro Oeste (nos estados de Goiás, Distrito Federal e Tocantins), conforme Figura 17; além da fronteira de interligação com os sistemas das áreas Sudeste (estados de Minas Gerais e São Paulo) e Mato Grosso. O CTRG opera duas relevantes estações integrantes da interligação Norte/Sudeste: UHE Serra da Mesa e SE Gurupi, e também grande parte do sistema pelo qual flui a potência que trafega nesta interligação, conectando eletricamente as regiões Norte/Nordeste à região Sudeste através da região Centro Oeste.

Figura 16 - Centro de Operação Regional Goiás (CTRG.O) em 2023.



Fonte: Eletrobras Furnas, 2024

Figura 17 - Mapa do Sistema operado por Furnas Centrais Elétricas S.A.



Fonte: Furnas, (s.d.)

O sistema operado pelo CTRG.O é composto por:

- ❖ 86 linhas de transmissão
 - 6 linhas de 500 kV
 - 10 linhas de 345 kV
 - 32 linhas de 230 kV
 - 25 linhas de 138 kV
 - 3 linhas de 69 kV
 - 10 linhas de 34,5 kV
- ❖ 19 subestações
 - 16 subestações telecomandadas
 - 3 subestações com operação local
- ❖ 38 bancos de autotransformadores
- ❖ 8 bancos de transformadores
- ❖ 11 bancos de capacitores série
 - 5 bancos de capacitores série em linhas de 230 kV
 - 6 bancos de capacitores série em linhas de 500 kV
- ❖ 11 bancos de capacitores shunt manobráveis

- 7 bancos de capacitores shunt conectados em barras
- 4 bancos de capacitores shunt conectados em terciários de autotransformadores
- ❖ 9 bancos de reatores shunt
 - 3 bancos de reatores shunt conectados em barras
 - 3 bancos de reatores shunt conectados em terciário de autotransformadores
 - 3 bancos de reatores shunt conectados em linhas de transmissão
- ❖ 18 unidades geradoras (pertencentes a 5 usinas hidroelétricas), perfazendo uma potência instalada de 3995 MW

O CTRG.O dispõe de turno ininterrupto (24 horas por dia), realizando a operação do sistema com as seguintes atribuições elementares:

- ❖ Supervisão do sistema elétrico;
- ❖ Manobras em equipamentos de controle de tensão;
- ❖ Manobras de normalização de equipamentos em caso de perturbações;
- ❖ Manobras de equipamentos para a realização de intervenções.

6. SISTEMA FURNAS NA ÁREA GOIÁS/BRASÍLIA

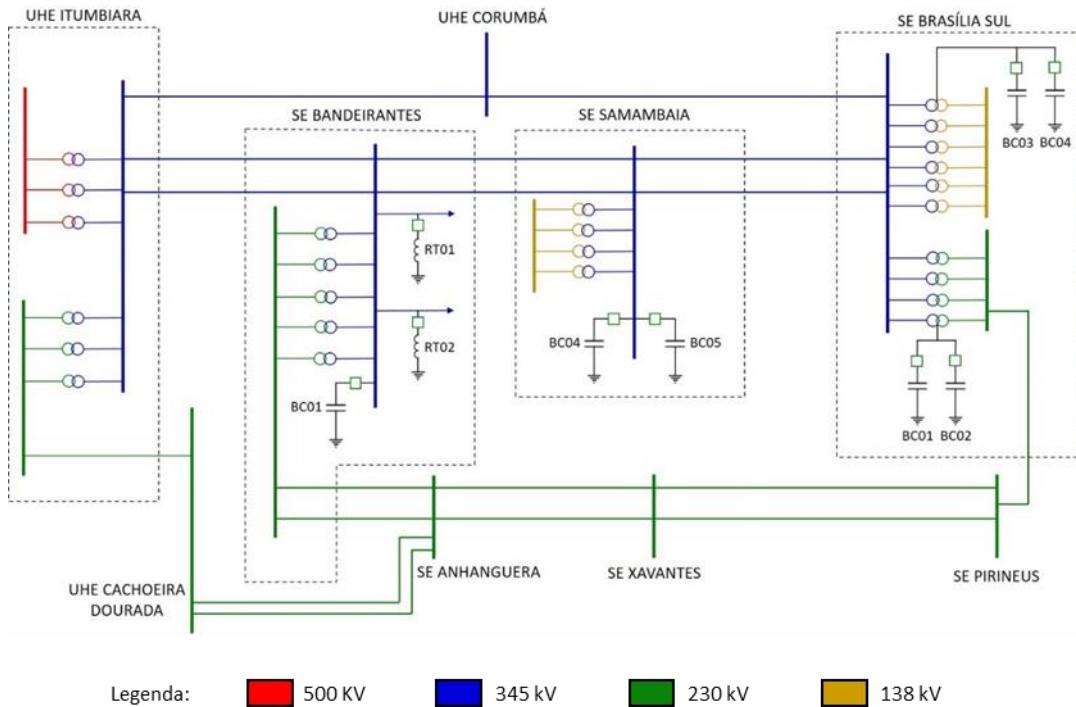
Os ativos de transmissão de Furnas na área Goiás/Brasília constituem um subsistema de transmissão, classificado pelo ONS, que, dentre as diversas cidades para as quais fornece energia elétrica, são destacadas as capitais Brasília-DF e Goiânia-GO. Geograficamente, o sistema de transmissão da área Goiás/Brasília pertence à região Centro Oeste do Brasil, porém não abrange os estados de Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, os quais pertencem ao subsistema denominado área Mato Grosso.

O CTRG opera diversos ativos de transmissão da área Goiás/Brasília em conjunto com outros agentes de transmissão. O sistema elétrico desta área é interligado com o sistema de distribuição da Enel Distribuição Goiás (antiga CELG D – Divisão de distribuição da Centrais Elétricas de Goiás) e da Neoenergia (antiga CEB – Companhia Energética de Brasília), que distribuem energia para os estados de Goiás e Distrito Federal, respectivamente. Juntos, estes agentes de distribuição fornecem energia para uma população que perfaz um total de aproximadamente 10 milhões de pessoas, conforme estimativa populacional de 2020 feita pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE (IBGE, 2023).

Uma vez que o sistema é interligado, os estudos de fluxo de potência para o cenário real consideram o conceito de barramento infinito, isto é, o sistema dita as condições sistêmicas, de forma que os ajustes de tensão efetuados localmente produzem efeitos na subestação controlada e em subestações adjacentes a depender da distância a que se situam.

O trecho da área Goiás/Brasília na qual este trabalho dá enfoque é composto por um anel entre a UHE Itumbiara, Goiás, e as subestações situadas em Brasília, Distrito Federal – SE Samambaia e SE Brasília Sul – com dois níveis de tensão: 345 kV e 230 kV, conforme Figura 18. O sistema da área Goiás/Brasília que transmite potência para o norte do estado do Goiás não está sendo considerado nos estudos.

Figura 18 - Diagrama do sistema de transmissão de Furnas na área Goiás-Brasília.



Fonte: autoral.

Todas as barras representadas na Figura 18 possuem mais funções transmissão conectadas (linhas de transmissão, autotransformadores, etc.), porém, com o objetivo de facilitar a visualização foi dado enfoque nas subestações que são relevantes no estudo de controle de tensão da área, ou seja, subestações de usinas, subestações de fronteira com as distribuidoras e subestações que possuem elementos shunt de controle de tensão.

Na área Goiás/Brasília o controle de tensão no sistema de transmissão é realizado também para atender a demanda das distribuidoras, que solicitam manobras de controle de tensão no sistema de transmissão para suprir as necessidades de controle de reativos em seus sistemas de distribuição. Isto ocorre quando as distribuidoras necessitam fazer grandes ajustes na tensão (grandes blocos de energia reativa) e também devido à falta de recursos para controle de tensão locais.

O controle de tensão nesta área é realizado utilizando os recursos disponíveis, na ordem que se segue:

1. Alteração da tensão de excitação das unidades geradoras das usinas
2. Manobras de elementos shunt (reatores e banco de capacitores)
3. Alteração de tapes (LTC) em autotransformadores
4. Manobras em linha de transmissão (desligamento na carga leve)

A seguir serão apresentados os elementos shunt da área.

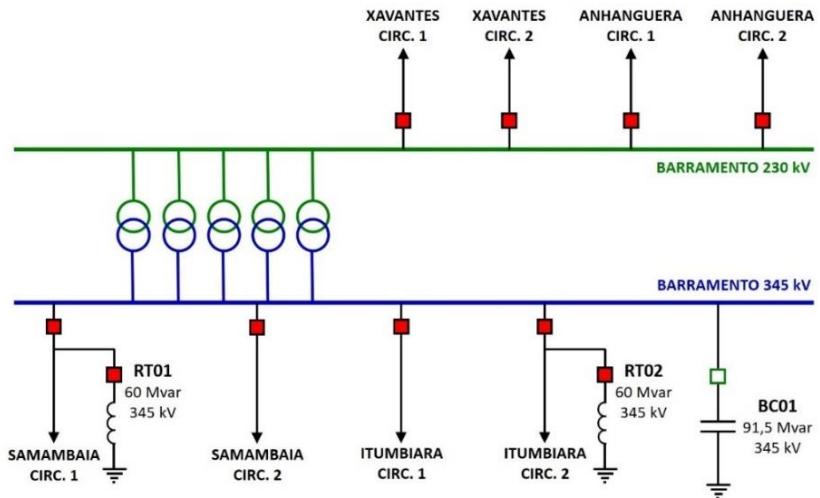
6.1 ELEMENTOS SHUNT DA SE BANDEIRANTES

Banco de reatores shunt manobrável RT01: Reator de 60 Mvar ligado em paralelo no vão da LT 345 kV Bandeirantes/Samambaia circ. 1. Por possuir disjuntor, o reator pode ser ligado ou desligado conforme a necessidade do SIN. Embora esteja instalado na linha de transmissão, os efeitos de sua inserção impactam diretamente a tensão dos barramentos da SE Bandeirantes, e por consequência, na tensão do corredor de 345 kV da área Goiás/Brasília. Para a utilização deste elemento shunt é necessário que a LT 345 kV Bandeirantes/Samambaia circ. 1 esteja ligada, conforme se pode constatar na Figura 19.

Banco de reatores shunt manobrável RT02: Reator de 60 Mvar ligado em paralelo no vão da LT 345 kV Itumbiara/Bandeirantes circ. 2. Assim como o RT01, este reator pode ser ligado ou desligado conforme a necessidade do SIN e o efeito da sua inserção também impactam diretamente a tensão dos barramentos da SE Bandeirantes e do tronco de 345 kV da área Goiás/Brasília. Para a utilização deste elemento shunt é necessário que a LT 345 kV Itumbiara/Bandeirantes circ. 2 esteja ligada.

Figura 19 - RT01 e RT02 da SE Bandeirantes ligados

SE BANDEIRANTES

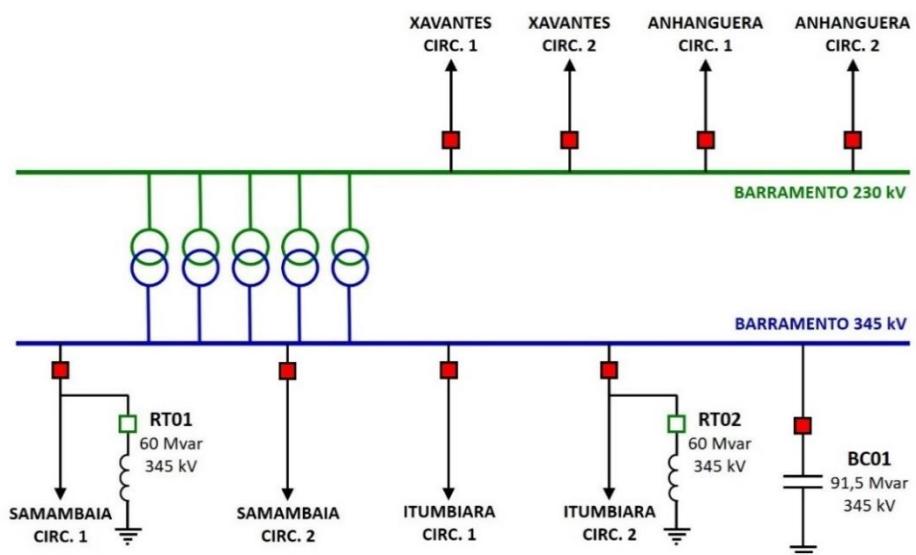


Fonte: autoral.

Banco de capacitores shunt manobrável BC01: Banco de capacitores de 91,5 Mvar, conectado em paralelo ao barramento de 345 kV da SE Bandeirantes, ao qual ele provê uma considerável elevação de tensão quando ligado, conforme ilustra a Figura 20, sendo seus efeitos extensivos a todo o tronco de 345 kV da área Goiás/Brasília.

Figura 20 - BC01 da SE Bandeirantes ligados

SE BANDEIRANTES



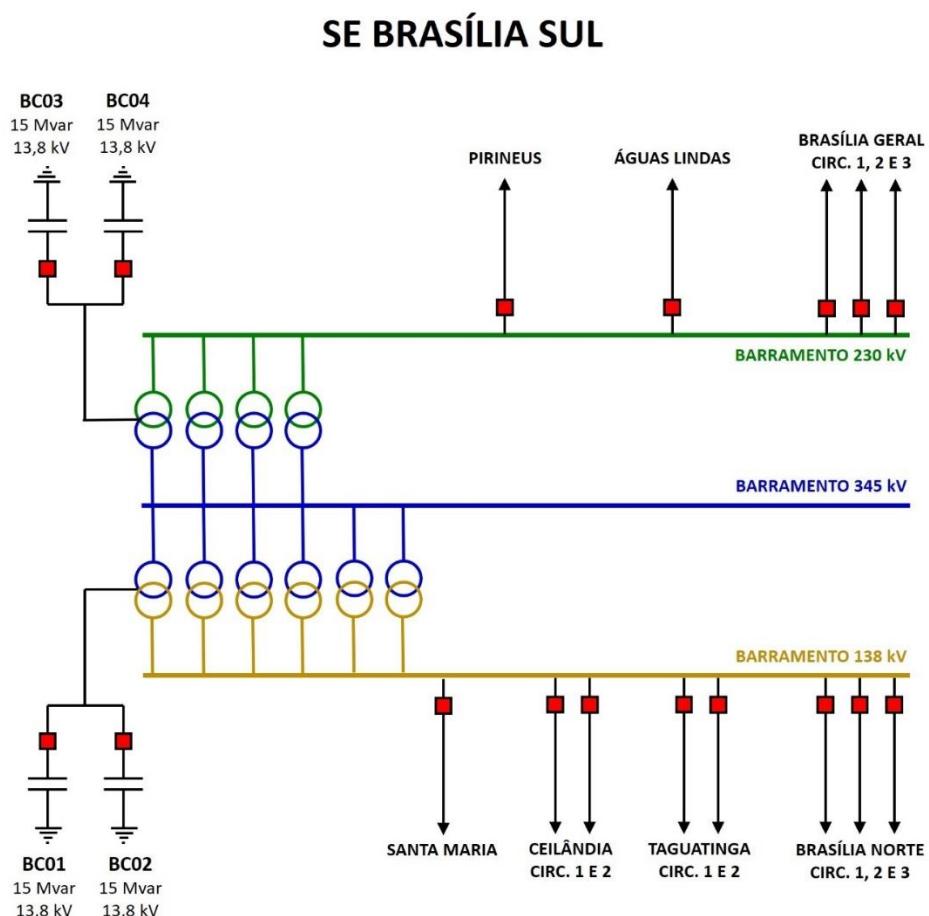
Fonte: autoral.

6.2 ELEMENTOS SHUNT DA SE BRASÍLIA SUL

Bancos de capacitores shunt manobráveis BC01 e BC02: Banco de capacitores de 15 Mvar cada, conectados em paralelo no terciário (13,8 kV) de um autotransformador 345/138 kV. Quando ligados estes bancos de capacitores elevam o perfil de tensão principalmente do barramento de 138 kV da SE Brasília Sul. A Figura 21 apresenta a configuração dos elementos shunt da subestação supracitada.

Bancos de capacitores shunt manobráveis BC03 e BC04: Banco de capacitores de 15 Mvar cada, conectados em paralelo no terciário (13,8 kV) de um autotransformador 345/230 kV. Quando ligados estes bancos de capacitores elevam o perfil de tensão principalmente do barramento de 230 kV da SE Brasília Sul.

Figura 21 - BC01, BC02, BC03 e BC04 da SE Brasília Sul ligados

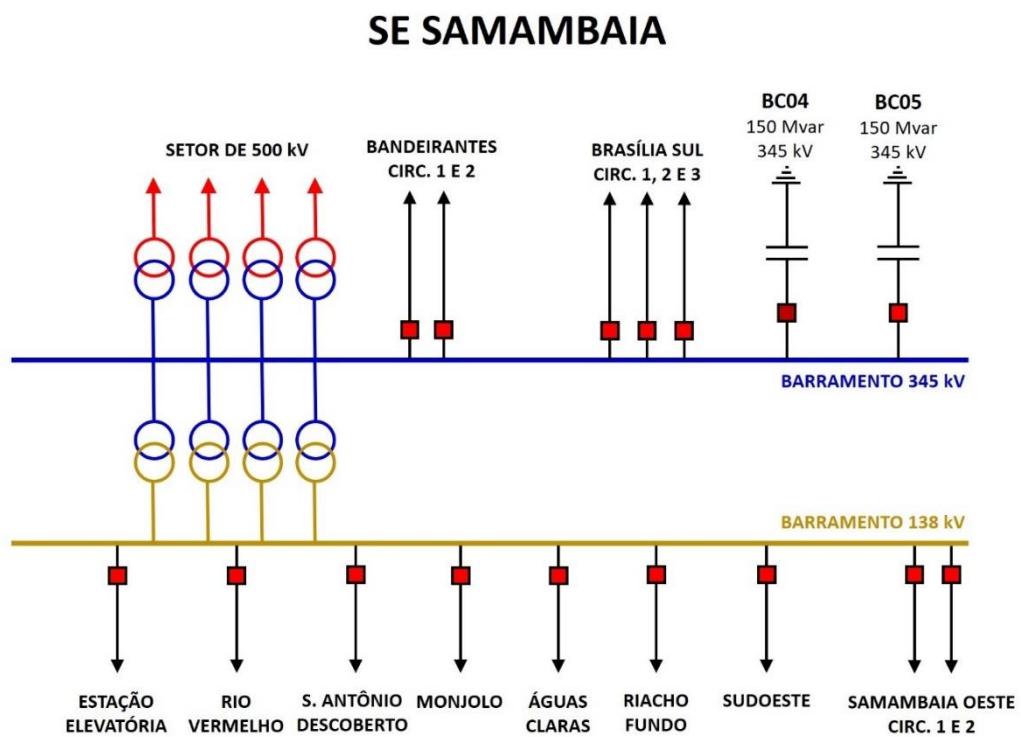


Fonte: autoral.

6.3 ELEMENTOS SHUNT DA SE SAMAMBAIA

Bancos de capacitores shunt manobráveis BC04 e BC05: Bancos de capacitores de 150 Mvar cada, conectados em paralelo no barramento de 345 kV da SE Samambaia, conforme mostra a Figura 22. Quando ligados estes bancos de capacitores elevam o perfil de tensão de todo o tronco de 345 kV da área Goiás/Brasília, sobretudo dos barramentos da SE Samambaia.

Figura 22 - BC04 e BC05 da SE Samambaia ligados



Fonte: autoral.

7. FLUXO DE POTÊNCIA

Um sistema elétrico de potência é composto por usinas geradoras, linhas de transmissão, linhas de distribuição e cargas, dentre outros elementos. Principalmente as usinas de grande e médio porte, devido à fatores construtivos, logísticos, de segurança etc., não são construídas dentro das cidades. Desta forma, é necessário transportar a potência gerada até as cargas, e esta tarefa é desempenhada por meio das linhas de transmissão, que na fase de projeto tem a sua tensão nominal definida, alta ou extra alta tensão, objetivando a diminuição da corrente para o transporte da potência, e, com isto, a minimização das perdas ocasionadas pelo efeito Joule.

A tensão de geração das máquinas síncronas mais usadas no Brasil variam entre 13,8 kV e 15 kV, as quais são elevadas aos níveis da transmissão, e nas subestações das distribuidoras são rebaixadas para 13,8 kV, possibilitando que nos circuitos terminais os transformadores afixados nos postes obtenham 220 V ou 127 V (tensão fase-neutro) no seu secundário, ao qual estão conectados os consumidores residenciais e comerciais.

No Brasil, os níveis de tensão mais comuns encontrados são:

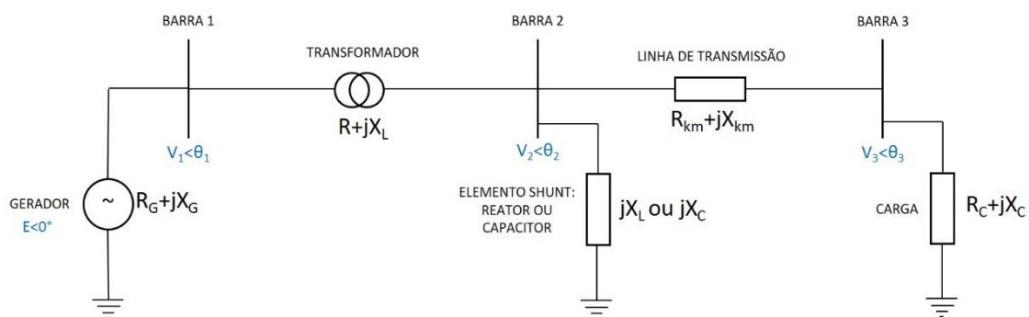
- Na transmissão em corrente alternada, níveis de tensão entre 69 kV e 138 kV são classificados como alta tensão, e de 230 kV a 750 kV, como extra alta tensão, cujos níveis usuais no Brasil são 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV e 750 kV.
- Na subtransmissão, que interliga os sistemas de transmissão com os sistemas de distribuição, as tensões usuais são 34,5 kV, 69 kV, 88 kV e 138 kV.
- Na distribuição a tensão nominal é 13,8 kV.

O fluxo de potência consiste em se obter, através de cálculos, as grandezas elétricas dos nós, geralmente as barras, quando a potência flui das unidades geradoras para as cargas, ou seja, o objetivo é a obtenção do estado operativo de um sistema elétrico, sendo possível verificar as tensões em todas as barras do sistema e consequentemente a distribuição do fluxo de potência. Os cálculos podem ser realizados manualmente (possível para sistemas com poucas ou limitadas barras) ou através da utilização de sistemas computacionais, possibilitando o cálculo

de sistemas maiores, possibilitando a realização de simulações, testes e afins de sistemas elétricos existentes ou em fase de projeto.

Sucintamente, os componentes do sistema elétrico – linhas de transmissão, linhas de distribuição, elementos shunt de controle de tensão, elementos de controle de potência, geradores e transformadores – são modelados, através da impedância elétrica (Z), conforme Figura 23, que consiste em um número complexo cuja parte real é representada pela resistência elétrica (em ohms) e a parte imaginária, também expressa em ohms, representada pela soma das reatâncias indutiva e capacitativa. Assim: $Z = R + j(X_R + X_C)$.

Figura 23 - Modelagem de um sistema elétrico com diagrama de impedâncias.



Fonte: autoral.

As grandezas elétricas medidas nas barras são tensão, corrente, potência ativa (P) e potência reativa (Q). Por utilizar como base os números complexos, tensão e corrente são mensurados de forma fasorial, onde se trabalha com módulo e ângulo. Assim, nas barras a potência complexa é expressa por: $\mathbf{S} = \mathbf{P} \pm j\mathbf{Q}$, onde a potência reativa (Q) pode ser indutiva ou capacitativa, a depender do ângulo entre a tensão e a corrente, conhecido por *phi*, cujo símbolo é φ e o seu cosseno representa o fator de potência.

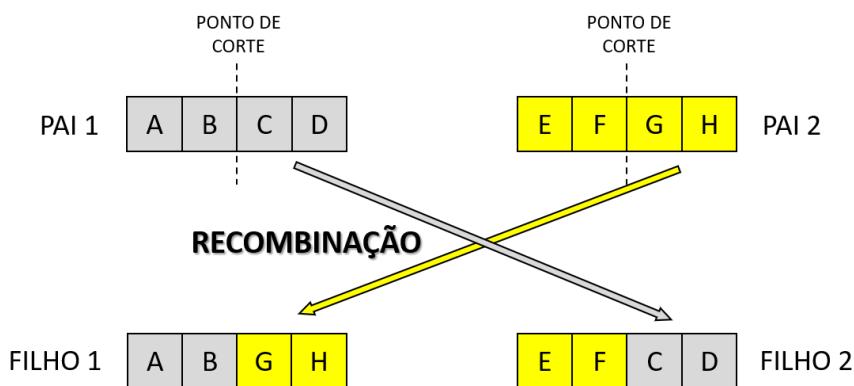
Os dados das grandezas elétricas do sistema elétrico da área Goiás/Brasília são armazenados no algoritmo através de uma matriz, que é utilizada pelo MatLab ao calcular o fluxo de potência através do comando *runpf*.

8. ALGORITMO GENÉTICO E ALGORITMO DE CHU-BEASLEY

Denomina-se algoritmo genético (AG) o método de otimização que se fundamenta na teoria da evolução natural proposta por Charles Darwin, na qual apenas indivíduos mais aptos compõem as gerações futuras. O AG começou a ser desenvolvido na década de 1950 e sua consolidação e difusão ocorreu na década de 1970 através do livro *“Adaptation in Natural and Artificial Systems: An Introductory Analysis with Applications to Biology, Control, and Artificial Intelligence”* (HOLLAND, 1992), no qual John Holland propõe um modelo heurístico simplificado e eficiente, pautado na genética e evolução, que poderia fornecer soluções eficazes para problemas de otimização.

O AG começa com uma população inicial, onde cada indivíduo representa uma possível solução para o problema, e é composto por uma estrutura de dados, vetor, que chamamos de cromossomo. Cada informação contida no cromossomo é denominada como gene. Então, o AG aplica operadores genéticos nos indivíduos de uma população para a obtenção de novos indivíduos. Há o operador genético denominado “recombinação” ou “crossover”, que conforme ilustra a Figura 24, consiste no cruzamento entre dois cromossomos, gerando um novo cromossomo com características (genes) herdadas dos pais, tal como ocorre na reprodução sexuada de seres vivos estudada na biologia.

Figura 24 - Recombinação ou Crossover em AG.



Fonte: autoral.

Já o operador genético chamado como mutação altera os genes de um cromossomo, conforme se pode constar na Figura 25.

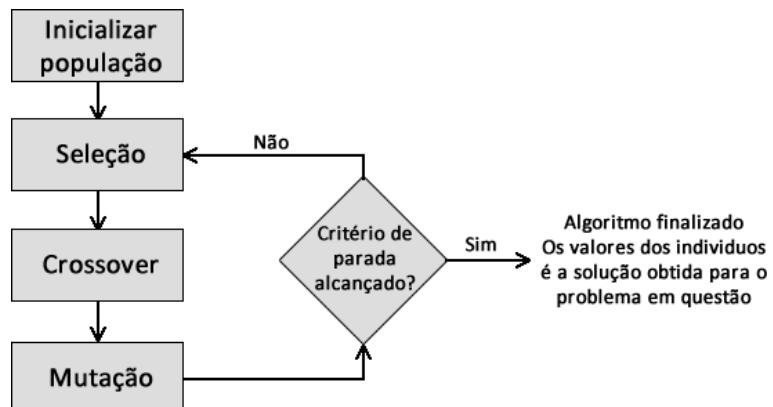
Figura 25 - Mutação em AG



Fonte: autoral

Neste processo ocorre a evolução através de avaliações dos indivíduos gerados, também chamada de fitness, sendo descartados os indivíduos mais mal avaliados e selecionados os indivíduos melhor avaliados, substituindo-os na população. Desta forma o processo é repetido até que seja encontrada uma solução satisfatória. A seguir está apresentado o fluxograma de um AG elementar, conforme Figura 26.

Figura 26 - Fluxograma de um AG convencional



Fonte: autoral.

Este AG tradicional vai substituindo os elementos da população existente pelos novos indivíduos. Neste processo pode acarretar a eliminação das melhores soluções já encontradas ou até mesmo originar soluções repetidas. O processo se repete até que seja encontrada uma solução razoável ou uma condição que satisfaça o critério de parada.

A codificação padrão utilizadas nos AGs é a binária, onde as informações contidas em cada gene são representadas por 0 (zero) ou 1 (um), conforme Figura 27.

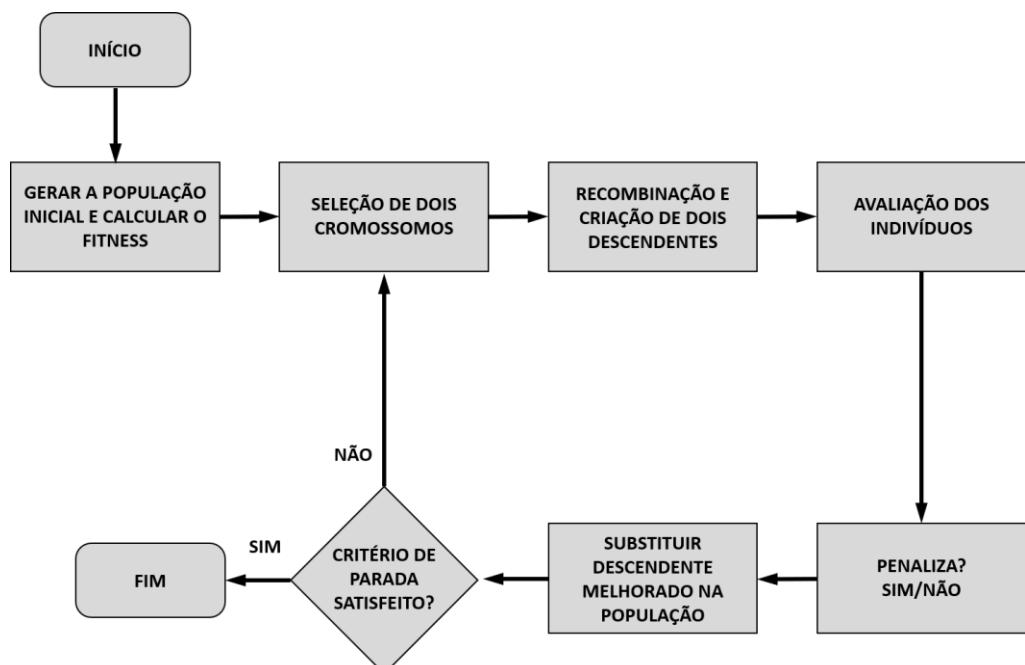
Figura 27 - Exemplo de cromossomo com informações armazenadas nos genes.

0	1	1	1	0	1	0	1
---	---	---	---	---	---	---	---

Fonte: autoral.

O algoritmo genético proposto por Chu e Beasley, em 1997, possui estrutura similar à estrutura dos AGs tradicionais, porém consiste de um AG modificado para tornar o algoritmo mais eficaz, com rápida convergência. O Algoritmo Genético de Chu-Beasley (AGCB), se comparado ao AG tradicional, tem o número de iterações menor, haja vista que só são substituídos na população atual os indivíduos melhorados, desta forma as melhores soluções vão sendo armazenadas até que se encontre soluções ainda melhores, dando eficácia ao processo de encontrar uma solução que satisfaça os critérios estabelecidos. Além disto, a recombinação é feita sempre entre os melhores indivíduos (que são escolhidos por meio do torneio), fazendo com que os novos indivíduos gerados sejam potencialmente melhores que os pais. Por este motivo, o AGCB dispensa a utilização do operador genético “mutação”, conforme pode notar na Figura 28, que é utilizado para conferir à população características não presentes na população inicial objetivando encontrar uma solução.

Figura 28 - Algoritmo Genético de Chu-Beasley.



Fonte: autoral.'

O AGCB é um método computacional para a solução do Problema Generalizado de Atribuição (GAP, do inglês *Generalised Assignment Problem*) que consiste em encontrar o custo mínimo para a atribuição de n tarefas para m agentes (ALENCAR, 2004), onde cada tarefa é realizada por um agente em um determinado tempo e a um custo conhecido. A característica de cada indivíduo está relacionada com o seu tempo para executar a tarefa, que por sua vez se relaciona com o custo.

9. SIMULADOR DE CONTROLE DE TENSÃO DA ÁREA GOIÁS/BRASÍLIA

Baseado no *IEEE 14-Bus System*, o SCTAGB consiste em uma adaptação com representação em 14 barras do sistema elétrico em anel envolvendo os troncos de 345 kV e 230 kV entre as cidades de Itumbiara-GO, Caldas Novas-GO, Goiânia-GO e Brasília-DF.

O algoritmo do SCTAGB, apresentado no item 13, utiliza a modelagem do algoritmo genético de Chu-Beasley, consistindo na definição de uma população inicial aleatória, e através da aplicação do operador genético de recombinação, geram novos indivíduos com avaliações frequentes (fitness) que elegem os melhores e dão a eles a chance de reprodução, sendo o indivíduo melhorado inserido na população, no lugar de um indivíduo com menor aptidão. Desta forma, indivíduos gerados que não se adaptam à condição estabelecida são penalizados e descartados. O algoritmo efetua os cálculos até que uma solução satisfatória seja encontrada, conforme estabelece a Figura 29.

O algoritmo foi elaborado em plataforma do Matlab® utilizando o Matpower®.

A matriz contendo as impedâncias do sistema de transmissão foi alimentada com dados reais do sistema de transmissão da área Goiás/Brasília, disponíveis no mapa dinâmico do SIN (ONS, 2024). Assim foi possível acessar dados de todas as linhas de transmissão do país, como resistência elétrica, reatância, susceptância e limites de operação. De posse dos dados, foi feita a modelagem do sistema apresentado na Figura 23.

O Matpower®, através do comando *runpf*, efetua os cálculos do fluxo de potência, obtendo os valores de tensão e ângulo nas barras nas quais se conectam as cargas. Estas grandezas são impressas na tela pelo simulador.

Para efeitos de cálculos, o barramento de 500 kV da UHE Itumbiara foi considerado a barra de referência, ou barra slack, por ocorrer nele o despacho da geração da usina, e também devido ao fato de esta ser a usina com maior capacidade de compensação de reativos na área estudada.

Como o controle de tensão é efetuado de forma pontual para cada nível de carga do sistema, o algoritmo foi elaborado de forma a permitir ao usuário escolher entre as seguintes condições de carga: preestabelecidas (estimada através de dados reais de carga), aleatórias ou definidas manualmente pelo usuário, para as cidades: Brasília-DF, Goiânia-GO, Itumbiara-GO e Caldas Novas-GO.

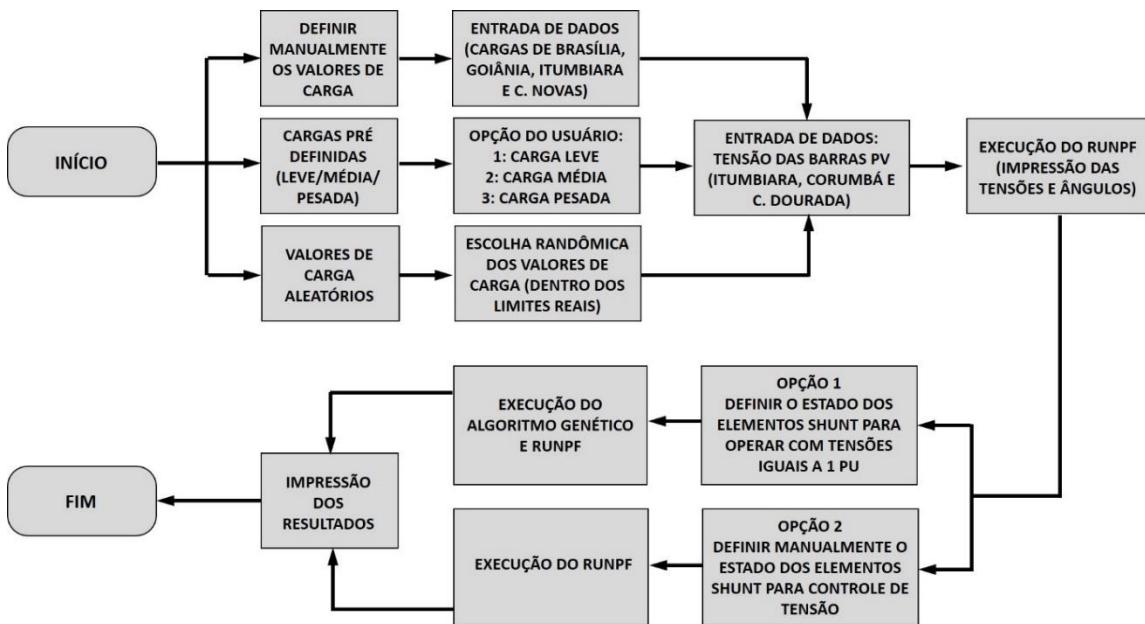
Os elementos shunt para controle de tensão da área supracitada, apresentados na Figura 18, disponíveis para simulação são:

- ❖ Reator RT01 – 60 Mvar – da SE Bandeirantes
- ❖ Reator RT02 – 60 Mvar – da SE Bandeirantes
- ❖ Banco de capacitores BC01 – 91,5 Mvar – da SE Bandeirantes
- ❖ Banco de capacitores BC01 – 15 Mvar – da SE Brasília Sul
- ❖ Banco de capacitores BC02 – 15 Mvar – da SE Brasília Sul
- ❖ Banco de capacitores BC03 – 15 Mvar – da SE Brasília Sul
- ❖ Banco de capacitores BC04 – 15 Mvar – da SE Brasília Sul
- ❖ Banco de capacitores BC04 – 150 Mvar – da SE Samambaia
- ❖ Banco de capacitores BC05 – 150 Mvar – da SE Samambaia

O programa computacional desenvolvido oferece duas modalidades de simulação: cálculo da melhor configuração dos elementos shunt de controle de tensão de forma que a tensão nas barras de carga operem com tensão igual ou o mais próximo possível de 1 pu, para a qual o algoritmo genético de Chu-Beasley é executado para encontrar a melhor solução; e simulação de manobras (para ligar ou desligar) elementos shunt, para constatação dos efeitos sistêmicos no controle de tensão.

Inicialmente o usuário define a condição de carga na qual será executada a simulação. O segundo passo é definir a tensão das barras de geração, e então o algoritmo executa o cálculo do fluxo de potência, imprimindo na tela o resultado. A partir daí o usuário opta pelo cálculo que irá definir a configuração recomendada dos elementos shunt para que as barras de carga operem com tensão igual ou próxima de 1 pu ou define manualmente a configuração dos elementos shunt que ele deseja simular. O fluxograma é apresentado na Figura 29.

Figura 29 - Fluxograma do algoritmo do SCTAGB.



Fonte: autoral.

No início da simulação o usuário deve optar pelo tipo de carga à qual o fluxo de potência será simulado, podendo ser realizada a entrada manual de dados de carga, escolha aleatória ou cargas predefinidas, que foram dimensionadas de forma empírica, por método de observação, onde foram estabelecidos os limites superiores e inferiores de cada cidade envolvida. A próxima etapa consiste na entrada de dados de tensão das barras que contém geração. Então o algoritmo executa o *rumpf* e imprime os resultados.

Ao escolher a opção 1, o algoritmo começa criando uma população de 20 indivíduos de forma aleatória, onde os nove elementos shunt são as variáveis (*qtdVar*). Então o algoritmo calcula o fluxo de potência, avalia os resultados e salva o melhor valor. A partir daí o algoritmo vai escolhendo os melhores cromossomos para ser os pais e, a partir de operadores genéticos, faz a recombinação de cromossomos para gerar novos indivíduos progressivamente melhorados, com a repetição do processo até que o critério de parada seja satisfeito.

O algoritmo do SCTAGB dispõe de quatro operadores genéticos que são aleatoriamente escolhidos à medida que o algoritmo vai sendo executado, sendo:

- Corte aleatório com recombinação
- Corte aleatório com metade invertida e metade normal
- Corte aleatório com metade normal e metade invertida
- Corte aleatório com inversão do resultado final

À medida que cada filho é gerado o sistema faz a avaliação e substitui os elementos menos aptos por novos indivíduos melhorados na população. Os critérios de comparação dispõem de recurso que valia e atua de forma a não ter indivíduos duplicados. Ao ter o critério de parada satisfeito, o algoritmo executa o fluxo de potência e imprime os valores de tensão e ângulo das barras.

O algoritmo dispõe de mecanismos que impedem que reatores e capacitores estejam ligados simultaneamente, para não ocorrer troca de potência reativa.

Ao escolher a opção 2, o usuário realiza a entrada de dados, atribuindo o valor zero para elemento shunt desligado e um para elemento ligado. Então o sistema calcula o fluxo de potência e imprime os resultados.

10. SIMULAÇÕES

Por serem elementos capazes de armazenar energia e, com isto, ocasionar alterações na tensão do circuito, os reatores e banco de capacitores são utilizados no sistema elétrico de potência dotados de disjuntores, possibilitando o seu chaveamento conforme a necessidade do SIN, no processo chamado controle de tensão, o qual é executado 24 horas por dia pelos agentes de geração, transmissão e distribuição.

As simulações foram realizadas em duas etapas:

- A primeira utilizando a opção 2 do SCTAGB, onde o usuário define manualmente a configuração dos elementos shunt (ligados ou desligados), objetivando evidenciar o impacto da inserção dos elementos shunt de cada subestação com os elementos shunt das demais subestações desligados.
- A segunda etapa consiste na utilização da opção 1 do SCTAGB, na qual, através do algoritmo genético de Chu-Beasley, o simulador sugere a configuração indicada para que as barras de carga do sistema de transmissão da área Goiás/Brasília operem com tensão igual ou o mais próxima possível de 1,00 pu.

O cenário do SIN considerado nas simulações foi o modo “em regime permanente”, sem contingências e com tensão e frequência estáveis.

10.1 SIMULAÇÃO COM CONFIGURAÇÃO DEFINIDA PELO USUÁRIO

A simulação foi realizada conforme se segue:

- **SE Bandeirantes:** Realizadas duas simulações, sendo a primeira representada pela inserção dos reatores RT01 e RT02, de 60 Mvar cada; e a segunda constituída da inserção do banco de capacitores BC01, de 91,5 Mvar.
- **SE Brasília Sul:** Realizada a simulação de inserção dos bancos de capacitores BC01, BC02, BC03 e BC04 (15 Mvar cada) da SE Brasília

Sul, simultaneamente, devido ao fato de que a inserção de um elemento apenas não produz efeitos notáveis na área haja vista que são relativamente pequenos, se comparados com os demais elementos da área Goiás/Brasília.

- **SE Samambaia:** Realizada a simulação de inserção dos bancos de capacitores BC04 e BC05, de 150 Mvar cada.

Para que os resultados possam ser comparados, todas as simulações foram realizadas considerando o mesmo cenário: tensão das barras que contém geração (UHE Itumbiara, UHE Corumbá e UHE Cachoeira Dourada) igual a 1,00 pu; SIN submetido à carga média.

Para fins de padronização, em todas as simulações para estudo dos efeitos individuais dos elementos shunt foram considerados os seguintes parâmetros:

- ❖ Carga: média
- ❖ Tensão barra de 500 kV da UHE Itumbiara (slack): 1,00 pu
- ❖ Tensão barra de 345 kV da UHE Corumbá (PV): 1,00 pu
- ❖ Tensão barra de 345 kV da UHE C. Dourada (PV): 1,00 pu
- ❖ Somente o(s) elemento(s) shunt ligado(s)

A carga média foi escolhida para permitir simulações tanto de inserções de capacitores shunt quanto de reatores shunt sem que a manobra ocasionasse violação de tensão no sistema. Nesta carga, os valores de potência ativa saindo das barras de carga são: Fluxo Goiânia = 300 MW, Fluxo Brasília = 550 MW, Fluxo Itumbiara = 35 MW e Fluxo Caldas Novas = 20 MW. O fluxo de potência reativa escolhida de forma randômica, para simular o real dinamismo de carga do SIN.

10.1.1 MANOBRAS NOS ELEMENTOS SHUNT DA SE BANDEIRANTES

A. Inserção dos bancos de reatores RT01 e RT02

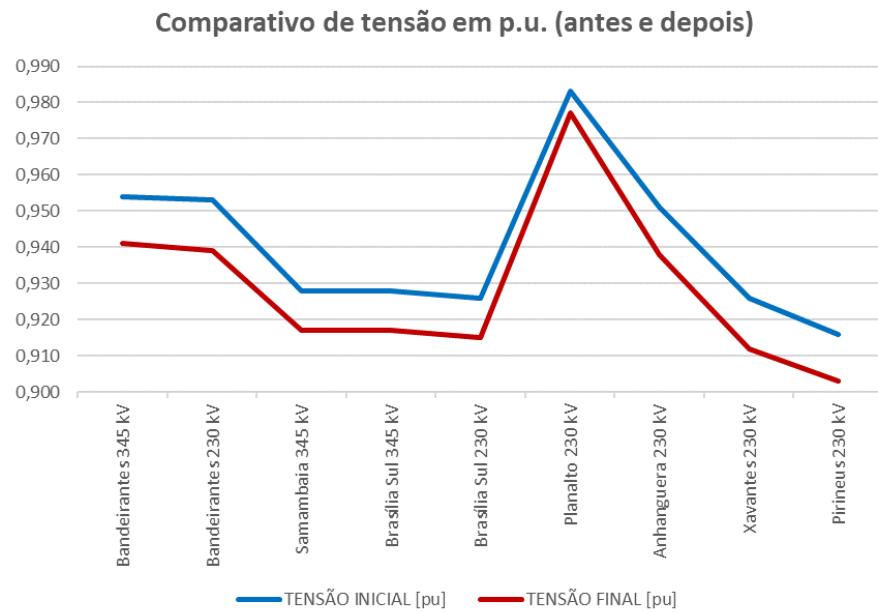
A Tabela 2 exibe a variação de tensão ocasionada pela inserção dos reatores RT01 e RT02, ambos de 60 MVar da SE Bandeirantes. Por serem de igual potência, provocam o mesmo impacto no sistema, ou seja, a redução do perfil de tensão da área.

Tabela 2 - Inserção dos reatores RT01 e RT02 da SE Bandeirantes

INSERÇÃO DOS RT01 E RT02 DA SE BANDEIRANTES				
SUBESTAÇÃO	TENSÃO INICIAL [pu]	TENSÃO FINAL [pu]	VARIAÇÃO TENSÃO [kV]	PERCENTUAL DE VARIAÇÃO DE TENSÃO
Bandeirantes 345 kV	0,954	0,941	-4,49	-1,30%
Bandeirantes 230 kV	0,953	0,939	-3,22	-1,40%
Samambaia 345 kV	0,928	0,917	-3,80	-1,10%
Brasília Sul 345 kV	0,928	0,917	-3,80	-1,10%
Brasília Sul 230 kV	0,926	0,915	-2,53	-1,10%
Planalto 230 kV	0,983	0,977	-2,07	-0,60%
Anhanguera 230 kV	0,951	0,938	-2,99	-1,30%
Xavantes 230 kV	0,926	0,912	-3,22	-1,40%
Pirineus 230 kV	0,916	0,903	-2,99	-1,30%

Através da Figura 30 é possível notar que a inserção do RT01 ou RT02 ocasiona a redução de tensão principalmente no barramento ao qual se conectam e nas subestações adjacentes diretamente conectadas à SE Bandeirantes.

Figura 30 - Variação de tensão pela inserção do RT01 ou RT02 da SE Bandeirantes



Fonte: autoral.

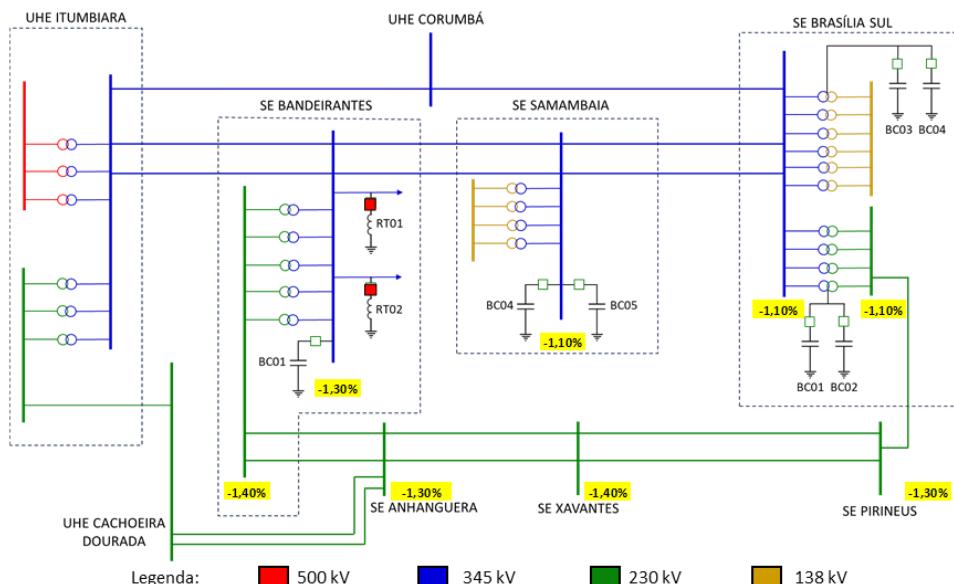
O gráfico da Figura 30 mostra um nível de tensão elevado nas SE Planalto e SE Anhanguera em comparação às demais. Isto ocorre devido ao ajuste da tensão

de excitação das unidades geradoras da UHE Cachoeira Dourada, que promove uma variação de tensão com efeito localizado diretamente no sistema de distribuição da região de Goiânia.

Conforme se pode notar na Figura 31, o efeito da inserção simultânea dos reatores RT01 e RT02 é mais efetivo nos barramentos da SE Bandeirantes e no tronco de 230 kV da EDP Goiás (SE Xavantes, SE Anhanguera e SE Pirineus), ocasionando uma redução do perfil de tensão da carga da cidade de Goiânia-GO e seu entorno.

Figura 31 - Efeito da inserção simultânea dos RT01 e RT02 da SE Bandeirantes

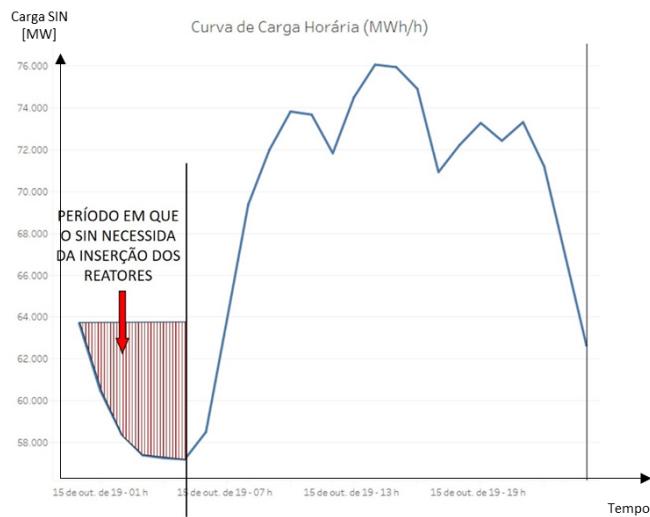
SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE FURNAS NA ÁREA GOIÁS BRASÍLIA



Fonte: autoral.

Na prática, conforme gráfico da Figura 32, os reatores RT01 e RT02 da SE Bandeirantes são inseridos quando há a necessidade de redução de tensão no barramento, oriunda de tensão elevada no sistema de distribuição da cidade de Goiânia-GO (sistema de distribuição da Equatorial Goiás que se conecta ao sistema de transmissão da EDP Goiás), representado, neste caso, no fluxo de potência que vai para as subestações SE Anhanguera, SE Xavantes e SE Pirineus. Assim, é comum que sejam inseridos os reatores nos períodos de carga leve, ou seja, entre 00h00 e 07h00, quando a tensão do sistema tende a se elevar mediante a redução da carga.

Figura 32 - Curva de carga e inserção de reatores.



Fonte: ONS, 2024.

B. Inserção do banco de capacitores BC01

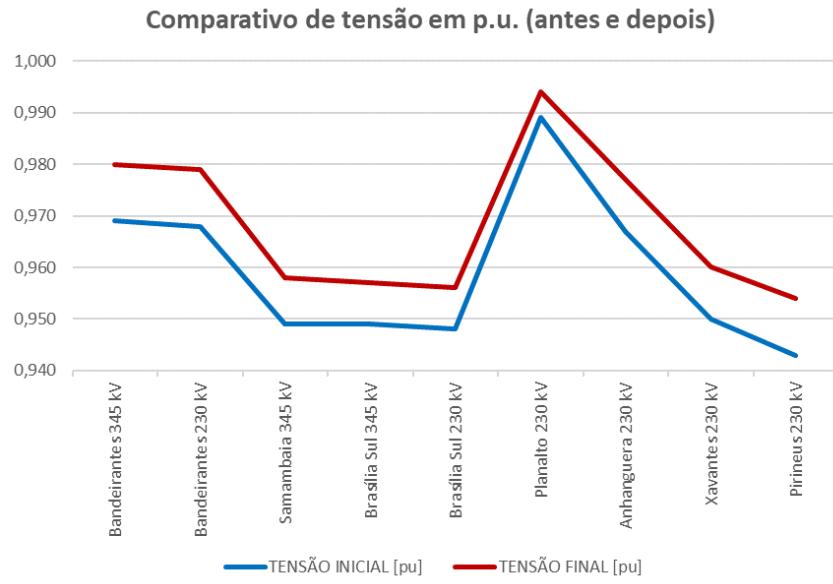
A Tabela 3 mostra a variação de tensão ocasionada pela inserção do banco de capacitores BC01 de 91,5 Mvar da SE Bandeirantes.

Tabela 3 - Inserção do banco de capacitores BC01 da SE Bandeirantes

INSERÇÃO DO BC01 DA SE BANDEIRANTES				
SUBESTAÇÃO	TENSÃO INICIAL [pu]	TENSÃO FINAL [pu]	VARIAÇÃO TENSÃO [kV]	PERCENTUAL DE VARIAÇÃO DE TENSÃO
Bandeirantes 345 kV	0,969	0,980	3,80	1,10%
Bandeirantes 230 kV	0,968	0,979	2,53	1,10%
Samambaia 345 kV	0,949	0,958	3,11	0,90%
Brasília Sul 345 kV	0,949	0,957	2,76	0,80%
Brasília Sul 230 kV	0,948	0,956	1,84	0,80%
Planalto 230 kV	0,989	0,994	1,73	0,50%
Anhanguera 230 kV	0,967	0,977	2,30	1,00%
Xavantes 230 kV	0,950	0,960	2,30	1,00%
Pirineus 230 kV	0,943	0,954	2,53	1,10%

A análise do gráfico contido na Figura 33 leva à conclusão de que a inserção do BC01 elevou o perfil de tensão de toda a área, porém de forma mais intensa no barramento na SE Bandeirantes e das subestações diretamente conectadas a ela.

Figura 33 - Variação de tensão ocasionada pela inserção do BC01 da SE Bandeirantes

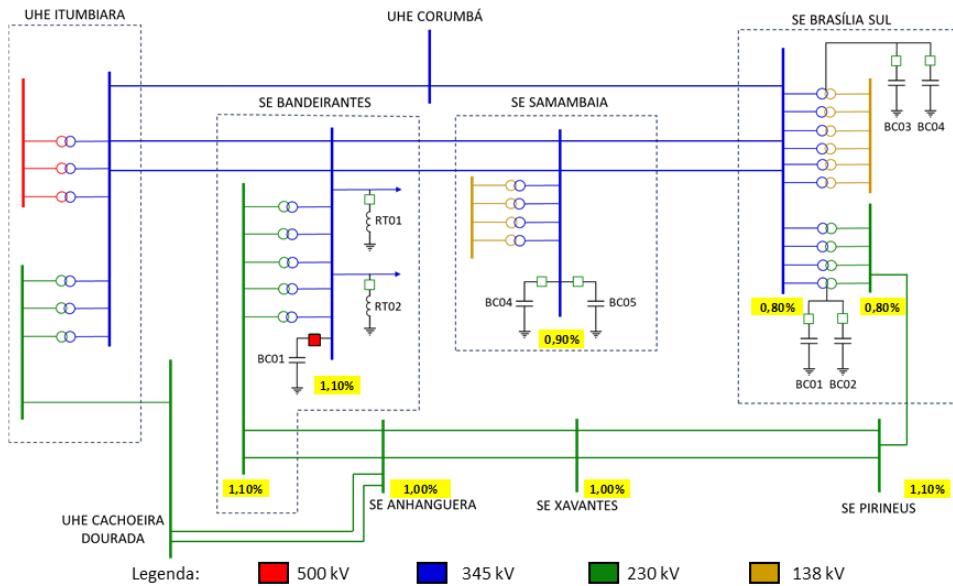


Fonte: autoral

Conforme se pode notar na Figura 34, o efeito da inserção do banco de capacitores BC01 é mais efetivo nos barramentos da SE Bandeirantes e no tronco de 230 kV da EDP Goiás (SE Xavantes, SE Anhanguera e SE Pirineus), ocasionando uma elevação do perfil de tensão da carga da cidade de Goiânia-GO e seu entorno.

Figura 34 - Efeito da inserção do BC01 da SE Bandeirantes

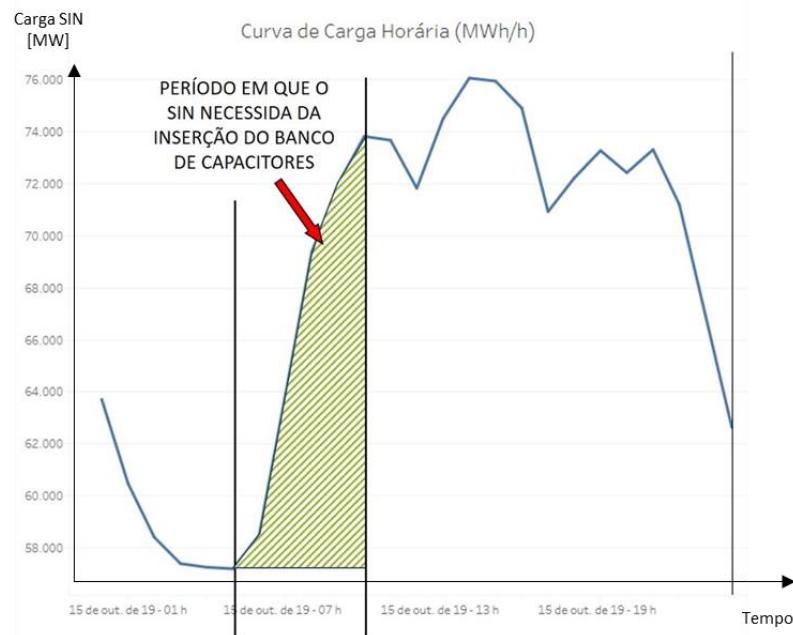
SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE FURNAS NA ÁREA GOIÁS BRASÍLIA



Fonte: autoral.

No tocante ao controle de tensão, conforme ilustra a Figura 35, o BC01 normalmente é ligado quando a carga do SIN começa a subir, no período da manhã, após já terem sido desligados os reatores RT01 e RT02 da SE Bandeirantes. Com o aumento gradual da carga, sobretudo na região de Goiânia-GO, o nível de tensão tende a ser reduzido, e neste contexto o BC01 auxilia na elevação do perfil de tensão do sistema de distribuição da Equatorial Goiás, e seus efeitos também alcançam o sistema de distribuição de Brasília-DF.

Figura 35 - Curva de carga e inserção de bancos de capacitores.



Fonte: ONS, 2024.

10.1.2 MANOBRAS NOS ELEMENTOS SHUNT DA SE BRASÍLIA SUL

Na Tabela 4 consta a variação de tensão ocasionada pela inserção simultânea dos bancos de capacitores BC01, BC02, BC03 e BC04, de 15 Mvar cada, perfazendo um total de 60 Mvar, da SE Brasília Sul.

Tabela 4 - Inserção do banco de capacitores da SE Brasília Sul simultaneamente

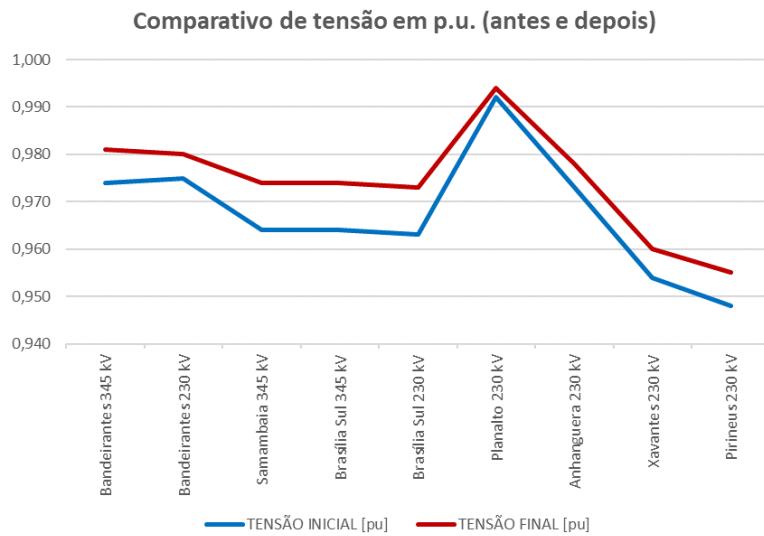
INERÇÃO DOS BANCOS DE CAPACITORES DA SE BRASÍLIA SUL

SUBESTAÇÃO	TENSÃO INICIAL [pu]	TENSÃO FINAL [pu]	VARIAÇÃO TENSÃO [kV]	PERCENTUAL DE VARIAÇÃO DE TENSÃO
Bandeirantes 345 kV	0,974	0,981	2,42	0,70%
Bandeirantes 230 kV	0,975	0,980	1,15	0,50%
Samambaia 345 kV	0,964	0,974	3,45	1,00%
Brasília Sul 345 kV	0,964	0,974	3,45	1,00%
Brasília Sul 230 kV	0,963	0,973	2,30	1,00%
Planalto 230 kV	0,992	0,994	0,69	0,20%
Anhanguera 230 kV	0,973	0,978	1,15	0,50%
Xavantes 230 kV	0,954	0,960	1,38	0,60%
Pirineus 230 kV	0,948	0,955	1,61	0,70%

A Figura 36 evidencia que a inserção simultânea dos bancos de capacitores elevou o perfil de tensão de toda a área, tendo mais enfoque no barramento da SE Brasília Sul e subestações a ela diretamente conectada.

Desta forma, assim, como demonstra a Figura 35, os bancos de capacitores são normalmente ligados quando a carga no sistema de distribuição da Neoenergia Brasília apresenta a tendência de elevar-se. Assim, os bancos de capacitores da SE Brasília Sul têm papel efetivo no controle de tensão da cidade de Brasília-DF.

Figura 36 - Variação de tensão pela inserção dos bancos de capacitores da SE Brasília Sul



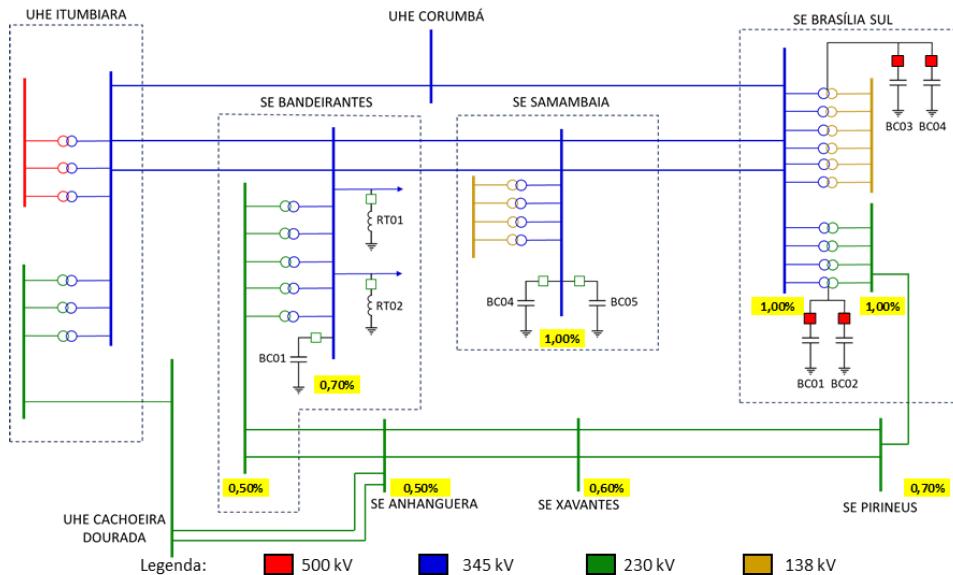
Fonte: autoral.

Conforme se pode notar na Figura 37 o efeito da inserção simultânea dos bancos de capacitores BC01, BC02, BC03 e BC04 é mais efetivo nos barramentos da SE Brasília Sul e da SE Samambaia, elevando, desta forma o perfil de tensão no

sistema de distribuição da Neoenergia Brasília, cujas subestações se conectam às SE Brasília Sul e Samambaia através dos barramentos de 138 kV destas subestações. Assim, os bancos de capacitores da SE Brasília Sul são utilizados no controle de tensão da cidade de Brasília-DF e seu entorno.

Figura 37 - Efeito da inserção dos bancos de capacitores da SE Brasília Sul

SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE FURNAS NA ÁREA GOIÁS BRASÍLIA



Fonte: autoral.

10.1.3 MANOBRAS NOS ELEMENTOS SHUNT DA SE SAMAMBAIA

A. Inserção do banco de capacitores BC04 e BC05

A Tabela 5 apresenta a variação de tensão ocasionada pela inserção do banco de capacitores BC04 e BC05, de 150 Mvar cada, da SE Samambaia.

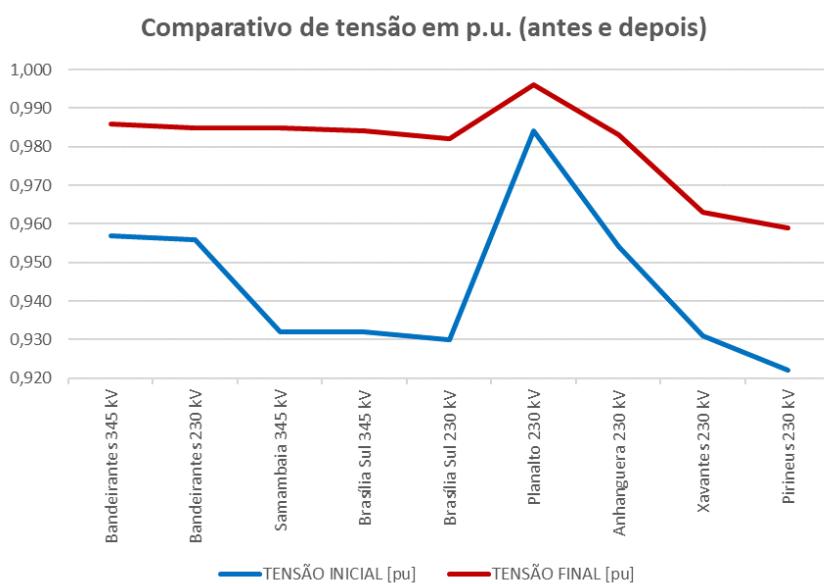
Tabela 5 - Inserção do banco de capacitores BC04 e BC05 da SE Samambaia

INSERÇÃO DOS BANCOS DE CAPACITORES BC04 E BC05 DA SE SAMAMBAIA				
SUBESTAÇÃO	TENSÃO INICIAL	TENSÃO FINAL	VARIAÇÃO TENSÃO	PERCENTUAL DE VARIAÇÃO

	[pu]	[pu]	[kV]	DE TENSÃO
Bandeirantes 345 kV	0,957	0,986	10,01	2,90%
Bandeirantes 230 kV	0,956	0,985	6,67	2,90%
Samambaia 345 kV	0,932	0,985	18,29	5,30%
Brasília Sul 345 kV	0,932	0,984	17,94	5,20%
Brasília Sul 230 kV	0,930	0,982	11,96	5,20%
Planalto 230 kV	0,984	0,996	4,14	1,20%
Anhanguera 230 kV	0,954	0,983	6,67	2,90%
Xavantes 230 kV	0,931	0,963	7,36	3,20%
Pirineus 230 kV	0,922	0,959	8,51	3,70%

Por serem de maior potência, se comparado aos demais elementos shunt da área, os bancos de capacitores da SE Samambaia ocasionam uma maior elevação do perfil de tensão na área Goiás/Brasília, principalmente no barramento ao qual estão conectados os elementos, conforme se pode notar na Figura 38.

Figura 38 - Variação de tensão ocasionada pela inserção do BC04 ou BC05 da SE Samambaia

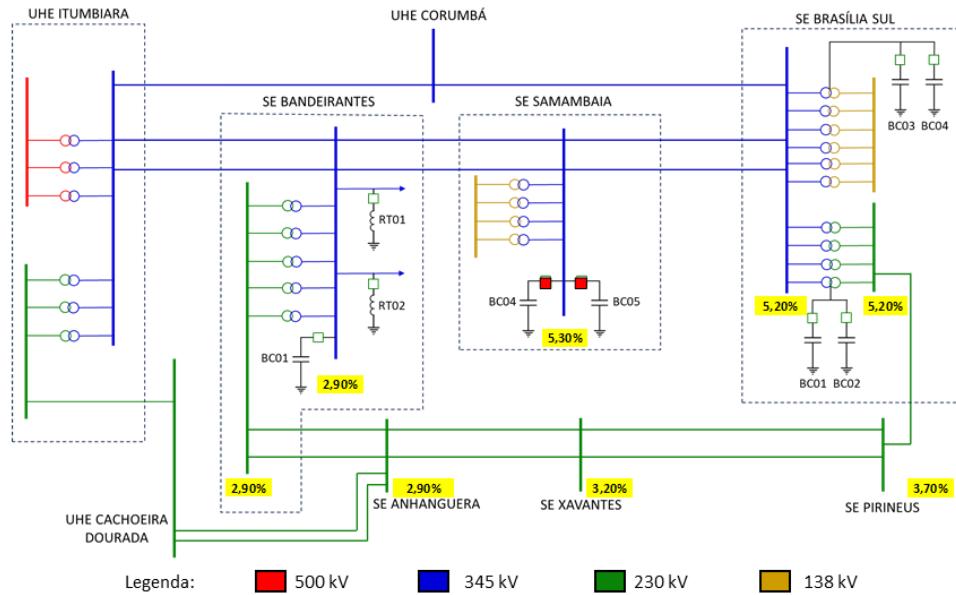


Fonte: autoral.

É possível constatar através da Figura 39 que os bancos de capacitores BC04 e BC05 da SE Samambaia são utilizados para controle de tensão dos sistemas de distribuição da Neoenergia Brasília e da EDP Goiás/Equatorial Goiás, pois seus efeitos são consideráveis e se expandem em todo o anel de 345 kV / 230 kV que interliga as cidades de Goiânia-GO e Brasília-DF.

Figura 39 - Efeito da inserção dos BC04 e BC05 da SE Samambaia

SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE FURNAS NA ÁREA GOIÁS BRASÍLIA



Fonte: autoral.

10.2 SIMULAÇÃO COM SUGESTÃO DE CONFIGURAÇÃO PELO SCTAGB

A simulação foi realizada considerando o cenário de carga média. Na configuração inicial o simulador considera todos os elementos shunt desligados. O resultado de tensões pode ser verificado na Tabela 6.

Ao executar o AGCB o simulador sugeriu a seguinte configuração dos elementos shunt:

- RT01 (SE Bandeirantes): desligado
- RT02 (SE Bandeirantes): ligado
- BC01 (SE Bandeirantes): desligado
- BC01 (SE Brasília Sul): ligado
- BC02 (SE Brasília Sul): desligado
- BC03 (SE Brasília Sul): desligado
- BC04 (SE Brasília Sul): desligado
- BC04 (SE Samambaia): desligado
- BC05 (SE Samambaia): desligado

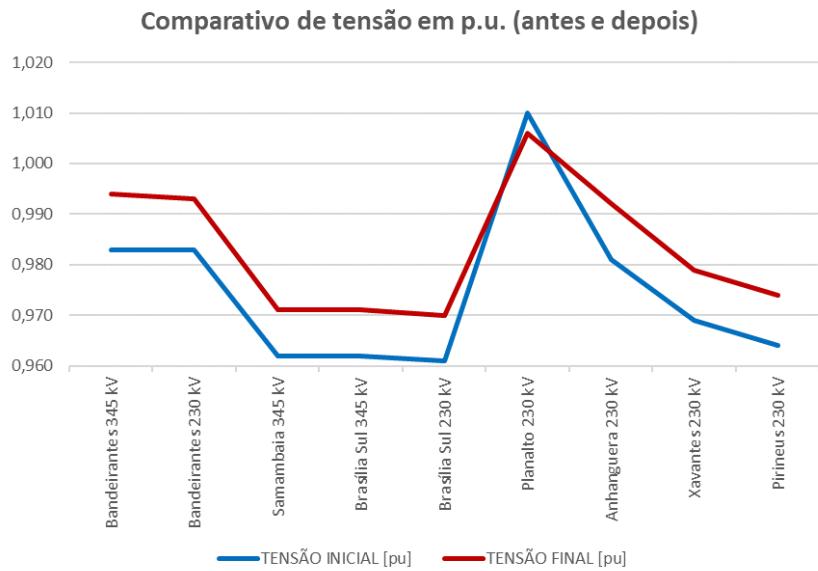
Tabela 6 - Alteração de tensão ocasionada pela aplicação da configuração dos elementos shunt sugerida pelo SCTAGB

ALTERAÇÃO DE TENSÃO DA CONFIGURAÇÃO SUGERIDA PELO SCTAGB				
SUBESTAÇÃO	TENSÃO INICIAL [pu]	TENSÃO FINAL [pu]	VARIAÇÃO TENSÃO [kV]	PERCENTUAL DE VARIAÇÃO DE TENSÃO
Bandeirantes 345 kV	0,983	0,994	3,80	1,10%
Bandeirantes 230 kV	0,983	0,993	2,30	1,00%
Samambaia 345 kV	0,962	0,971	3,11	0,90%
Brasília Sul 345 kV	0,962	0,971	3,11	0,90%
Brasília Sul 230 kV	0,961	0,970	2,07	0,90%
Planalto 230 kV	1,010	1,006	-1,38	-0,40%
Anhanguera 230 kV	0,981	0,992	2,53	1,10%
Xavantes 230 kV	0,969	0,979	2,30	1,00%
Pirineus 230 kV	0,964	0,974	2,30	1,00%

Fonte: autoral.

A Figura 40 apresenta o gráfico da tensão dos barramentos da área Goiás/Brasília antes e depois da inserção dos elementos shunt RT02 da SE Bandeirantes e BC01 da SE Brasília Sul. Ficou evidente que o simulador atuou na regulação de tensão de todo o anel, consistindo na redução de tensão em alguns barramentos das subestações da região de Goiânia e na elevação de tensão dos barramentos das subestações de Brasília.

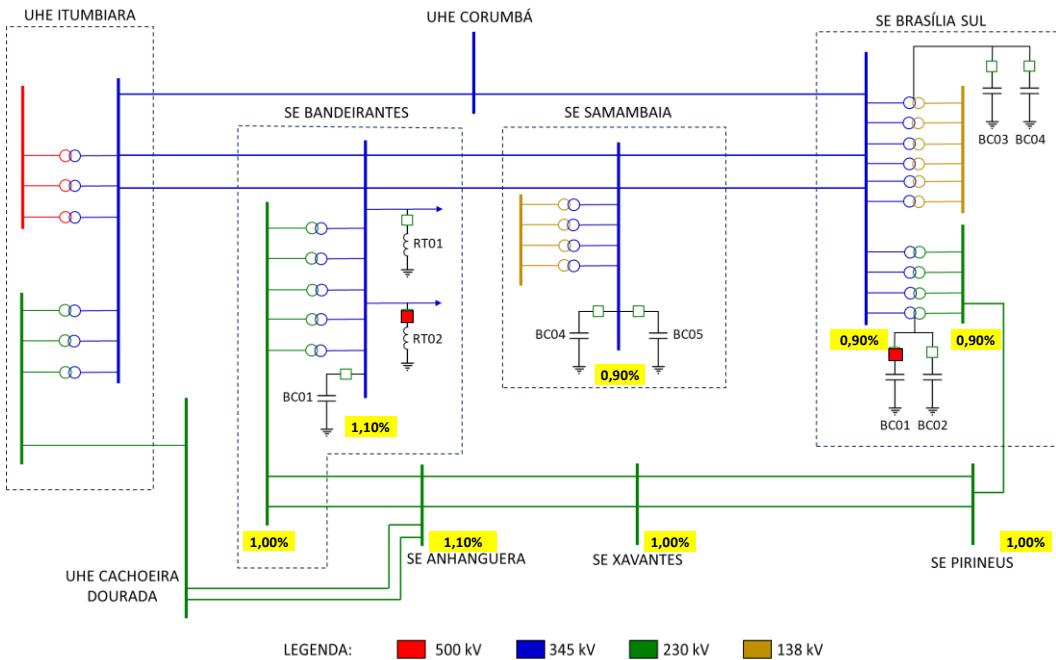
Figura 40 - Gráfico comparativo das tensões antes e depois da aplicação da configuração recomendada pelo SCTAGB



Fonte: autoral.

A Figura 41 apresenta diagrama da área Goiás/Brasília com a configuração recomendada pelo SCTAGB, mostrando o percentual de variação de tensão em cada barramento.

Figura 41 – Diagrama com configuração recomendada pelo SCTAGB e variação de tensão nos barramentos



Fonte: autoral.

11.CONCLUSÕES

Nas simulações de efeitos de elementos shunt no sistema, a tensão nas barras PV (UHE Corumbá e UHE Cachoeira Dourada) não se alteram devido a compensação de reativos das unidades geradoras. Portanto, os efeitos das manobras em elementos de controle de tensão da área Goiás/Brasília nas barras das usinas citadas são reais, porém não é possível detectá-los através da alteração de tensão, e sim pela alteração da potência reativa das máquinas síncronas que operam no controle conjunto de tensão.

Através das simulações, levando-se em consideração o local onde se situam as subestações aqui citadas, é possível constatar que o controle de tensão das subestações que fornecem energia para a cidade de Brasília pode ser feito principalmente através de manobras em elementos shunt nas subestações de Samambaia e Brasília Sul, assim como o controle de tensão das subestações que alimentam as cargas de Goiânia pode ser efetuado principalmente através de manobras de elementos shunt na SE Bandeirantes. Contudo, devido ao fato destas subestações estarem ligadas em anel, o controle de tensão efetuado localmente nos barramentos provoca variações nas demais subestações, com dimensão inversamente proporcional às distâncias físicas entre as subestações. Sendo assim, tanto o controle de tensão das cidades do estado de Goiás e quanto do Distrito Federal podem ser efetuados em conjunto com manobras nos troncos de 345 kV e 230 kV que interligam a UHE Itumbiara até as subestações de Brasília.

Em todos os casos os elementos shunt apresentam, na prática, os resultados esperados oriundos de seus respectivos estudos teóricos, ou seja, reatores reduzindo e bancos de capacitores elevando a tensão do barramento aos quais se conectam.

A limitação apresentada pelo simulador é devido ao fato de o programa ser restrito aos dados dos troncos de 345 kV e 230 kV da área Goiás/Brasília. Na prática, como o SIN é um sistema de barramento infinito, equipamentos de controle de tensão que fazem fronteira com esta área, mas não a integram, também provocam efeitos nas suas tensões quando manobrados.

Apesar da limitação supracitada, o simulador possibilita ao usuário antever os efeitos das manobras almejadas, ou a obtenção de uma solução para ajustar a

tensão das barras de carga o mais próximo possível de 1 pu (limitado aos recursos existentes).

O SCTAGB reproduz as condições sistêmicas bem aproximadas das situações reais (constatado empiricamente durante comportamento de manobras de controle de tensão no SIN), apresentando-se como uma eficaz ferramenta para simulações a ser utilizada por equipes de operação em tempo real.

11.1 TRABALHOS FUTUROS

Uma próxima etapa para o SCTAGB seria a implementação de um campo para a tensão desejada nos sistemas de distribuição da Neoenergia Brasília e da Equatorial Goiás, de forma a dar abertura para que o simulador possa ser mais efetivo nas necessidades sistêmicas das distribuidoras, inclusive com a opção de implementação de saídas de sinais para telecomando dos disjuntores dos elementos shunt da área, desta forma o simulador realizará a análise e telecomandará a inserção e/ou desligamento dos elementos de acordo com a necessidade do sistema. Assim, o processo de controle de tensão terá a possibilidade de operar 100% automatizado.

O SCTAGB também pode ser utilizados em outros centros de operação, bastando a alteração da matriz de barras (*bus*) e de linhas de transmissão (*brunch*) com os parâmetros elétricos do sistema de transmissão a ser simulado. Para isto deve ser implementada uma interface visual para facilitar a operação do simulador de forma mais intuitiva.

11.2 ARTIGOS PUBLICADOS

O SCTAGB teve um artigo aprovado e publicado no SBSE - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos de 2022, – organizado pela SBA – Sociedade Brasileira de Automática, com título “**Simulador de Controle de Tensão Área Goiás/Brasília Utilizando Algoritmo Genético de Chu-Beasley**” (PEREIRA e OLIVEIRA, 2022) disponível em <https://doi.org/10.20906/sbse.v2i1.3011>. Data da publicação: 30 de novembro de 2022 (Vol 2 No 1).

12. REFERÊNCIAS

ALENCAR, Maira Pauline de Lima e ROMERO, Rubén. Análise Crítica do Algoritmo Genético de Chu-Beasley para o problema generalizado de atribuição. XXXVI SBPO, São João Del Rei-MG, novembro de 2004.

CASTRO, Nivalde Júnior; FERNANDEZ, Paulo Cesar. Grupo IV de estudo de comercialização, economia e regulação do setor de energia elétrica. A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Passado Recente, Presente e Tendências Futuras. XIX SNPTEE, Rio de Janeiro-RJ, outubro de 2007.

CASTRO, Nivalde Júnior; LEITE, André Luis da Silva. Crescimento e Estruturação das Firmas: a Formação dos Conglomerados do Setor Elétrico Brasileiro. Artigo – Economia das Organizações, 2014, p. 351.

CEPEL. Compensadores Estáticos de Reativos. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. 15 de julho de 2024. Disponível em: <https://see.cepel.br/manual/anatem/equipamentos/estaticos.html>. Acesso em: 10/09/2024.

CLEMENTINO, Jackeline; JEFFERSON, Walter. Dimensionamento de Turbinas Hidráulicas. Instituto Federal do Rio Grande do Norte – IFRN. Março, 2015.

CONPROVE. Transformadores e Reatores de Potência – Fundamentos para Estudos, Operação, Proteção, Manutenção e Comissionamento, 2024.

Electro Industria. Transworld destaca compensador estático de VAR de Diram, 21/03/2016. Disponível em: <https://www.emb.cl/electroindustria/noticia.mvc?nid=20160321w18&ni=1>. Acesso em: 14/05/2024.

Eletrobras Furnas. Construção da UHE de Furnas (s.d.). Acervo. Disponível em: www.acervofurnas.com.br/acervo63255/construcao-da-uhe-de-furnas. Acesso em 15/08/2024.

Furnas. Mapa, (s.d.). Disponível em: <https://furnas.com.br/mapa/?culture=pt>. Acesso em: 12/08/2024.

GOMES, Antônio Claret S. (et al). O setor elétrico, 2002. Disponível em https://web.bnDES.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/13975/3/BNDES%2050%20anos%20-%20O%20setor%20el%C3%A9trico_P_BD.pdf. Acesso em 29/04/2023.

GRID ENERGY. Banco de Capacitores, (s.d.). Disponível em: www.gridse.com.br/areas-de-negocios/banco-de-capacitores/. Acesso em: 25/06/2024.

GUIMARÃES, C. H. C; RANGEL, R. D. Diagramas Operacionais de Unidades Geradoras. Universidade Estácio de Sá. 2019.

HOLLAND, J. H. Adaptation in Natural and Artificial Systems: an Introductory Analysis With Applications to Biology, Control, and Artificial Intelligence. Cambridge: MIT, 1992. 211 p. (Bradford book).

IBGE Cidades, 2023. Disponível em <https://cidades.ibge.gov.br/>. Acesso em 28/05/2023.

IEPHA/MG. Conjunto Arquitetônico, Paisagístico e o Espaço Cultural da Usina de Marmelos Zero - Museu da Usina de Marmelos (s.d.). Disponível em: www.iepha.mg.gov.br/index.php/programas-e-acoes/patrimonio-cultural-protulado/bens-tombados/details/1/112/bens-tombados-conjunto-arquitet%C3%B4nico,-paisag%C3%ADstico-e-o-esp%C3%A7o%C3%A7o-cultural-da-usina-. Acesso em: 01/08/2024.

MATTEDE, Henrique. Primeira usina de geração de eletricidade (s.d.). Belo Horizonte. Cursos de elétrica e eletrônica. Disponível em: www.mundodaeletrica.com/primeira-usina-de-geracao-de-eletricidade/. Acesso em: 26/06/2024.

ONS. Curva de Carga Horária, 2024. Disponível em:
https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx. Acesso em: 18/08/2024.

ONS. O Sistema em Números, 2023. Disponível em
<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em 27/02/2023.

ONS. MPO – Manual de Procedimentos de Operação, 2024. Disponível em:
<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>. Acesso em: 14/06/2024.

ONS. SINMAPS - Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN, 2024. Disponível em: www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas. Acesso em: 18/08/2024.

ONS. Sistemas Isolados, 2024. Disponível em:
<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>. Acesso em: 26/08/2024.

PEREIRA, Rubens Batista; OLIVEIRA, Marcelo Escobar de. Simulador de Controle de Tensão Área Goiás/Brasília Utilizando Algoritmo Genético de Chu-Beasley. SBSE 2022, Santa Maria (RS), volume 2, número 1, novembro, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.20906/sbse.v2i1.3011>. Acesso em: 28/05/2023.

PREFEITURA DE JUIZ DE FORA. Patrimônio Cultural. Bens Tombados – Usina de Marmelos. Disponível em: www.pjf.mg.gov.br/administracao_indireta/funalfa/patrimonio/historico/usina_marmelos.php. Acesso em: 27/02/2023.

RAMOS, Jefferson Evandro Machado. Revolução Industrial no Brasil. Sua Pesquisa, 2020. Disponível em:
https://www.suapesquisa.com/historiadobrasil/revolucao_industrial_brasil.htm. Acesso em: 27/02/2023.

13. ANEXOS

Algoritmo do SCTAGB:

```
close all
clear all

% Zerando variáveis
PGYN = 0;
PBSB = 0;
PIUB = 0;
PCNV = 0;
media = 0;
Best = 0;
AvaliacaoFilho1 = 0;
AvaliacaoFilho2 = 0;
EliminaFilho1 = 0;
EliminaFilho2 = 0;

TesteFixo = case14; %Atribuindo o case 14 do Matpower

% Apresentação
fprintf('===== SIMULADOR DE CONTROLE DE TENSÃO DA ÁREA
GOIÁS/BRASÍLIA =====\n\n');
fprintf('----- Selecione a opção desejada: -----
----- \n\nOpção 1: Definir manualmente os valores de carga.\nOpção
2: Selecionar cargas predefinidas (leve, média ou pesada).\nOpção 3: Valores
de carga aleatórios.\n\n');
opcaousuario = input('Digite a opção desejada: ');
fprintf('\n\n');

% Definição dos valores de carga das cidades pelo usuário
if opcaousuario == 1
    fprintf('----- Informativo -----
-----\n\nValores médios limitrofes verificados em datas
anteriores:\n');
    fprintf('Brasília-DF: 600 MW < Carga < 1100 MW.\nGoiânia-GO: 200
MW < Carga < 600 MW.\nItumbiara-GO: 30 MW < Carga < 70 MW.\nCaldas Novas-
GO: 20 MW < Carga < 50 MW.\n\n');
    PBSB = input('Digite o valor da carga da cidade de Brasília-DF
[MW]: ');
    PGYN = input('Digite o valor da carga da cidade de Goiânia-GO
[MW]: ');
    PIUB = input('Digite o valor da carga da cidade de Itumbiara-GO
[MW]: ');
    PCNV = input('Digite o valor da carga da cidade de Caldas Novas-
GO [MW]: ');
    fprintf('\n\n');
end

if opcaousuario == 2
    fprintf('\nDefinição do trecho da curva de carga\n\nOpções:\nOpção
1: Carga leve\nOpção 2: Carga média\nOpção 3: Carga pesada\n\n');
    carga = input('Digite a opção desejada: ');
    fprintf('\n\n');
    if carga == 1
        PGYN = 200;
```

```

        PBSB = 600;
        PIUB = 30;
        PCNV = 20;
    end
    if carga == 2
        PGYN = 300;
        PBSB = 550;
        PIUB = 35;
        PCNV = 25;
    end
    if carga == 3
        PGYN = 600;
        PBSB = 1100;
        PIUB = 70;
        PCNV = 50;
    end
end

if opcaousuario == 3
    BSBmin = 600; %Estabelecendo os limites
    BSBmax = 1100; %Estabelecendo os limites
    GYNmin = 200; %Estabelecendo os limites
    GYNmax = 600; %Estabelecendo os limites
    IUBmin = 30; %Estabelecendo os limites
    IUBmax = 70; %Estabelecendo os limites
    CNVmin = 20; %Estabelecendo os limites
    CNVmax = 50; %Estabelecendo os limites
    PGYN = GYNmin+rand()*(GYNmax-GYNmin); %Escolha aleatória do valor
de carga
    PBSB = BSBmin+rand()*(BSBmax-BSBmin); %Escolha aleatória do valor
de carga
    PIUB = IUBmin+rand()*(IUBmax-IUBmin); %Escolha aleatória do valor
de carga
    PCNV = CNVmin+rand()*(CNVmax-CNVmin); %Escolha aleatória do valor
de carga
    fprintf('\n\n');
end

% Definição da potência reativa das cargas aleatoriamente

QBSBmin = 100; %Estabelecendo os limites
QBSBmax = 300; %Estabelecendo os limites
QGYNmin = 40; %Estabelecendo os limites
QGYNmax = 150; %Estabelecendo os limites
QIUBmin = 2; %Estabelecendo os limites
QIUBmax = 10; %Estabelecendo os limites
QCNVmin = 2; %Estabelecendo os limites
QCNVmax = 6; %Estabelecendo os limites
    QGYN = QGYNmin+rand()*(QGYNmax-QGYNmin); %Escolha aleatória do valor
de carga
    QBSB = QBSBmin+rand()*(QBSBmax-QBSBmin); %Escolha aleatória do valor
de carga
    QIUB = QIUBmin+rand()*(QIUBmax-QIUBmin); %Escolha aleatória do valor
de carga
    QCNV = QCNVmin+rand()*(QCNVmax-QCNVmin); %Escolha aleatória do valor
de carga

% Tensão das barras que contém geração
fprintf('----- Tensão das barras que contém geração
(valor em pu): ----- \n\n');

```

```

VUHITB500 = input('Tensão da barra de 500 kV da UHE Itumbiara (barra de referência): ');
VUHCBA345 = input('Tensão da barra de 345 kV da UHE Corumbá: ');
VUHCDD230 = input('Tensão da barra de 230 kV da UHE Cachoeira Dourada:');
');
fprintf('\n\n');

% Distribuição das cargas nas barras

% Itumbiara
PUHITB230 = PIUB;
QUHITB230 = QIUB;

% Brasília
PSTSBA345= 0.50*PBSB;
QSTSBA345 = 0.50*QBSB;
PSTBSL345 = 0.25*PBSB;
QSTBSL345 = 0.25*QBSB;
PSTBSL230 = 0.25*PBSB;
QSTBSL230 = 0.25*QBSB;

% Caldas Novas
PUHCBA345 = PCNV;
QUHCBA345 = QCNV;

% Goiânia
PSTXAV230 = 0.4*PGYN;
QSTXAV230 = 0.4*QGYN;
PSTAHH230 = 0.2*PGYN;
QSTAHH230 = 0.2*QGYN;
PSTPRS230 = 0.2*PGYN;
QSTPRS230 = 0.2*QGYN;
PUHCDD230 = 0.2*PGYN;
QUHCDD230 = 0.2*QGYN;

% Dados das barras para o cálculo do fluxo de potência no Matpower
(power
% flow)

% Nomenclatura das barras:
sistGOBSB.bus_name = {
    'Barra 1 UHE Itumbiara 500 kV';
    'Barra 2 UHE Itumbiara 345 kV';
    'Barra 3 SE Bandeirantes 345 kV';
    'Barra 4 SE Samambaia 345 kV';
    'Barra 5 SE Brasília Sul 345 kV';
    'Barra 6 SE Brasília Sul 230 kV';
    'Barra 7 UHE Corumbá 345 kV';
    'Barra 8 SE Planalto 230 kV';
    'Barra 9 SE Bandeirantes 230 kV';
    'Barra 10 SE Anhanguera 230 kV';
    'Barra 11 SE Xavantes 230 kV';
    'Barra 12 SE Pirineus 230 kV';
    'Barra 13 UHE Cachoeira Dourada 230 kV';
    'Barra 14 UHE Itumbiara 230 kV';
};

% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
sistGOBSB.bus = [
    1 3 0 0 0 0 1 VUHITB500 0.0 500 1 1.05 0.95;

```

```

2 1 0 0 0 0 2 1.0 0.0 345 1 1.05 0.95;
3 1 0 0 0 0 2 1.0 0.0 345 1 1.05 0.95;
4 1 PSTSBA345 QSTSBA345 0 0 2 1.0 0.0 345 1 1.05 0.95;
5 1 PSTBSL345 QSTBSL345 0 0 2 1.0 0.0 345 1 1.05 0.95;
6 1 PSTBSL230 QSTBSL230 0 0 3 1.0 0.0 230 1 1.05 0.95;
7 2 PUHCBA345 0 0 0 2 VUHCBA345 0.0 345 1 1.05 0.95;
8 1 0 0 0 0 3 1.0 0.0 230 1 1.05 0.95;
9 1 0 0 0 0 3 1.0 0.0 230 1 1.05 0.95;
10 1 PSTAH230 QSTAH230 0 0 3 1.0 0.0 230 1 1.05 0.95;
11 1 PSTXAV230 QSTXAV230 0 0 3 1.0 0.0 230 1 1.05 0.95;
12 1 PSTPRS230 QSTPRS230 0 0 3 1.0 0.0 230 1 1.05 0.95;
13 2 PUHCDD230 0 0 0 3 VUHCDD230 0.0 230 1 1.05 0.95;
14 1 PUHITB230 QUHITB230 0 0 3 1.0 0.0 230 1 1.05 0.95
];

% Dados das linhas de transmissão

% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status angmin angmax
sistGOBSB.branch = [
    2 7 0.000567 0.00603 0.0363 766 766 766 0 0 1 -360 360;% LT 345
kV Corumbá/Itumbiara
    7 5 0.001827 0.01941 0.1159 766 766 766 0 0 1 -360 360;% LT 345
kV Corumbá/Brasília Sul
    2 3 0.001278 0.01413 0.0803 766 766 766 0 0 1 -360 360;% LT 345
kV Itumbiara/Bandeirantes 1
    2 3 0.001278 0.01413 0.0803 766 766 766 0 0 1 -360 360;% LT 345
kV Itumbiara/Bandeirantes 2
    3 4 0.001083 0.01209 0.0690 639 639 639 0 0 1 -360 360;% LT 345
kV Bandeirantes/Samambaia 1
    3 4 0.001083 0.01209 0.0690 639 639 639 0 0 1 -360 360;% LT 345
kV Bandeirantes/Samambaia 2
    4 5 0.000087 0.00108 0.0065 639 639 639 0 0 1 -360 360;% LT 345
kV Brasília Sul/Samambaia 1
    4 5 0.000087 0.00108 0.0065 639 639 639 0 0 1 -360 360;% LT 345
kV Brasília Sul/Samambaia 2
    6 12 0.01224 0.06066 0.0328 699 699 699 0 0 1 -360 360;% LT 230
kV Brasília Sul/Pirineus
    11 12 0.00600 0.03003 0.0183 699 699 699 0 0 1 -360 360;% LT 230
kV Pirineus/Xavantes 1
    11 12 0.00531 0.02703 0.0171 945 945 945 0 0 1 -360 360;% LT 230
kV Pirineus/Xavantes 2
    10 11 0.00435 0.01872 0.0119 863 863 863 0 0 1 -360 360;% LT 230
kV Anhanguera/Xavantes 1
    10 11 0.00435 0.01836 0.0122 699 699 699 0 0 1 -360 360;% LT 230
kV Anhanguera/Xavantes 2
    9 10 0.000567 0.00057 0.0000 1100 1100 1100 0 0 1 -360 360;% LT
230 kV Anhanguera/Bandeirantes 1
    9 10 0.000567 0.00057 0.0000 1100 1100 1100 0 0 1 -360 360;% LT
230 kV Anhanguera/Bandeirantes 2
    13 10 0.02358 0.11016 0.0607 550 550 550 0 0 1 -360 360;% LT 230
kV Anhanguera/Cachoeira Dourada
    13 8 0.010335 0.04803 0.0264 550 550 550 0 0 1 -360 360;% LT 230
kV Cachoeira Dourada/Planalto
    8 10 0.013665 0.06384 0.0351 550 550 550 0 0 1 -360 360;% LT 230
kV Planalto/Anhanguera
    13 14 0.00375 0.02415 0.0143 800 800 800 0 0 1 -360 360;% LT 230
kV Itumbiara/Cachoeira Dourada
    1 2 0.000 0.00216 0.0000 560 560 560 0 0 1 -360 360%AT49 - UHE
Itumbiara
    1 2 0.000 0.00216 0.0000 560 560 560 0 0 1 -360 360%AT50 - UHE
Itumbiara

```

```

        1 2 0.000 0.00216 0.0000 560 560 560 0 0 1 -360 360%AT53 - UHE
Itumbiara
        2 14 0.000 0.00768 0.0000 225 225 225 0 0 1 -360 360%AT01 - UHE
Itumbiara
        2 14 0.000 0.00768 0.0000 225 225 225 0 0 1 -360 360%AT02 - UHE
Itumbiara
        2 14 0.000 0.00768 0.0000 225 225 225 0 0 1 -360 360%AT03 - UHE
Itumbiara
        3 9 0.000 0.01018 0.0000 225 225 225 0 0 1 -360 360%AT01 - SE
Bandeirantes
        3 9 0.000 0.01018 0.0000 225 225 225 0 0 1 -360 360%AT02 - SE
Bandeirantes
        3 9 0.000 0.01018 0.0000 225 225 225 0 0 1 -360 360%AT03 - SE
Bandeirantes
        3 9 0.000 0.01018 0.0000 225 225 225 0 0 1 -360 360%AT04 - SE
Bandeirantes
        3 9 0.000 0.01018 0.0000 225 225 225 0 0 1 -360 360%AT05 - SE
Bandeirantes
        5 6 0.000 0.01018 0.0000 225 225 225 0 0 1 -360 360%AT03 - SE
Brasília Sul
        5 6 0.000 0.01018 0.0000 225 225 225 0 0 1 -360 360%AT05 - SE
Brasília Sul
        5 6 0.000 0.01018 0.0000 225 225 225 0 0 1 -360 360%AT06 - SE
Brasília Sul
        5 6 0.000 0.01018 0.0000 225 225 225 0 0 1 -360 360%AT010 - SE
Brasília Sul
    ];

% Dados dos geradores

% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min Qc1max
% Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
sistGOBSB.gen = [
    1 0.0 0.0 2040 -2040 VUHITB500 100 1 2082 0 2040 2280 -2040 2040
-2520 960 0 0 0 0;% UHE Itumbiara
    7 PUHCBA345 0.0 417 -417 VUHCBA345 100 1 375 15 15 375 -15 45 -
139 417 0 0 0 0;% UHE Corumbá
    13 PUHCDD230 0.0 0 0 VUHCDD230 100 1 658 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0%
UHE Cachoeira Dourada
];

sistGOBSB.baseMVA = 100;%Sbase do sistema
fprintf('\n\n-----\n-----\nResultado da análise do fluxo
de potência:\n\n');
inicial = runpf(sistGOBSB);%Cálculo de fluxo de potência
TesteFixo = sistGOBSB;
n_barras = size(TesteFixo.bus,1);%definindo a quantidade de barras
Barras_Shunt = [3 3 3 4 4 4 4 5 5];% SE Bandeirantes 345 kV, SE
Samambaia 345 kV, SE Brasília Sul 345 kV e SE Brasília Sul 230 kV
iniciobarras = inicial.bus;

%Impressão das tensões iniciais
fprintf('\n\nCondição atual do sistema:\n\n');
fprintf('Tensão UHE Itumbiara 500 kV: %.3f pu ang.\n',
%.3f', iniciobarras(1,8), iniciobarras(1,9));
fprintf('Tensão UHE Itumbiara 345 kV: %.3f pu ang.\n',
%.3f', iniciobarras(2,8), iniciobarras(2,9));
fprintf('Tensão UHE Itumbiara 230 kV: %.3f pu ang.\n',
%.3f', iniciobarras(14,8), iniciobarras(14,9));

```

```

        fprintf('\nTensão   SE   Bandeirantes   345   kV:   %.3f   pu   ang.
%.3f',iniciobarras(3,8),iniciobarras(3,9));
        fprintf('\nTensão   SE   Bandeirantes   230   kV:   %.3f   pu   ang.
%.3f',iniciobarras(9,8),iniciobarras(9,9));
        fprintf('\nTensão   SE   Samambaia    345   kV:   %.3f   pu   ang.
%.3f',iniciobarras(4,8),iniciobarras(4,9));
        fprintf('\nTensão   SE   Brasília Sul   345   kV:   %.3f   pu   ang.
%.3f',iniciobarras(5,8),iniciobarras(5,9));
        fprintf('\nTensão   SE   Brasília Sul   230   kV:   %.3f   pu   ang.
%.3f',iniciobarras(6,8),iniciobarras(6,9));
        fprintf('\nTensão   UHE   Corumbá     345   kV:   %.3f   pu   ang.
%.3f',iniciobarras(7,8),iniciobarras(7,9));
        fprintf('\nTensão   SE   Planalto     230   kV:   %.3f   pu   ang.
%.3f',iniciobarras(8,8),iniciobarras(8,9));
        fprintf('\nTensão   SE   Anhanguera   230   kV:   %.3f   pu   ang.
%.3f',iniciobarras(10,8),iniciobarras(10,9));
        fprintf('\nTensão   SE   Xavantes     230   kV:   %.3f   pu   ang.
%.3f',iniciobarras(11,8),iniciobarras(11,9));
        fprintf('\nTensão   SE   Pirineus     230   kV:   %.3f   pu   ang.
%.3f',iniciobarras(12,8),iniciobarras(12,9));
        fprintf('\nTensão   UHE   Cachoeira Dourada 230   kV:   %.3f   pu   ang.
%.3f',iniciobarras(13,8),iniciobarras(13,9));

%Escolha do usuário para definir o que será feito
fprintf('\n\nO que você deseja fazer? Escolha uma das opções
abaixo.\n\n');
fprintf('Opção 1: Definir a melhor configuração do sistema para que
as tensões nas barras sejam iguais a 1 pu.\nOpção 2: Quero definir a
configuração dos elementos shunt manualmente.\n\n');
opcaousuario2 = input('Digite a opção desejada: ');
fprintf('\n\n');

if opcaousuario2 == 1

    maxIter = 5;
    tamPop = 20;
    qtdVar = 9;% Quantidade de elementos shunt
    Populacao=zeros(tamPop,qtdVar);
    Avaliacoes=zeros(tamPop,1);

    % Criação dos cromossomos de forma aleatória
    % Os cromossomos possuem valores "0" e "1" que indicam
elementos
    % shunt desligados e ligados, respectivamente
    for k=1:tamPop
        for j=1:qtdVar
            Populacao(k,j)=randi(2)-1; %Assume valor 0 ou 1
            if j == 3
                if Populacao(k,1) == 1 || Populacao(k,2) == 1%
Lógica para impedir que reatores e capacitores estejam ligados
simultâneamente, evitando a troca de reativos
                Populacao(k,3) = 0;
            end
        end
    end
end

%Insere as potências dos elementos shunt na população para
entrada do runpf
for k=1:tamPop

```

```

Teste = TesteFixo;

for j=1:qtdVar
    linha = find(Teste.bus(:,1) == Barras_Shunt(j));%
Localizando as barras que contém elementos shunt
    Teste.bus(linha,6) = 0;

    if Populacao(k,j) == 1
        if j == 1
            Teste.bus(linha,6) = -60 +
Teste.bus(linha,6);%Potência RT01 da SE Bandeirantes
        elseif j == 2
            Teste.bus(linha,6) = -60 +
Teste.bus(linha,6);%Potência RT02 da SE Bandeirantes
        elseif j == 3
            Teste.bus(linha,6) = 91.5 +
Teste.bus(linha,6);%Potência BC01 da SE Bandeirantes
        elseif j == 4
            Teste.bus(linha,6) = 15 +
Teste.bus(linha,6);%Potência BC01 da SE Brasília Sul
        elseif j == 5
            Teste.bus(linha,6) = 15 +
Teste.bus(linha,6);%Potência BC02 da SE Brasília Sul
        elseif j == 6
            Teste.bus(linha,6) = 15 +
Teste.bus(linha,6);%Potência BC03 da SE Brasília Sul
        elseif j == 7
            Teste.bus(linha,6) = 15 +
Teste.bus(linha,6);%Potência BC04 da SE Brasília Sul
        elseif j == 8
            Teste.bus(linha,6) = 150 +
Teste.bus(linha,6);%Potência BC04 da SE Samambaia
        elseif j == 9
            Teste.bus(linha,6) = 150 +
Teste.bus(linha,6);%Potência BC05 da SE Samambaia
        end
    else
        Teste.bus(linha,6)=0;
    end
end

temp = runpf(Teste);% Atribui a uma variável temporária o
resultado do runpf

% Avaliação
cont = 0;
for w = 1:n_barras
    cont = abs(temp.bus(w,8) - 1) + cont;% Avaliação do
valor absoluto de tensão nas barras
end
Avaliacoes(k) = cont;% Atribui as avaliações em uma
variável
end
media(1) = mean(Avaliacoes); % Calcula a média
Best(1) = min(Avaliacoes); % Guarda o melhor valor

[AvaliacoesOrdem, Indices_Avaliacao] = sort(Avaliacoes);

Iter = 0;
Populacao_Nao_Alterada = 0;

```

```

while Populacao_Nao_Alterada < 50

    % Sorteio de pais por torneio
    cont = 0;
    PopulacaoFilhos = zeros(tamPop,qtdVar);% Zerando o vetor
de população de filhos
        a = randi(tamPop);
        b = randi(tamPop);
        % Escolha aleatória com análise para eleger o melhor
dos dois cromossomos analisados para ser o Pai 1
        if Avaliacoes(a) <= Avaliacoes(b)
            Pai1 = Populacao(a,:);
            PosicaoPai1 = a;
        else
            Pai1=Populacao(b,:);
            PosicaoPai1=b;
        end
        % Escolha aleatória com análise para eleger o melhor
dos
        % dois cromossomos analisados para ser o Pai 2
        a = randi(tamPop);
        b = randi(tamPop);
        if Avaliacoes(a) <= Avaliacoes(b)
            Pai2 = Populacao(a,:);
            PosicaoPai2 = a;
        else
            Pai2 = Populacao(b,:);
            PosicaoPai2 = b;
        end

        OperadorGenetico = randi(100);% Definição de qual
operador genético irá atuar, de forma aleatória
        PosicaoCorte = randi(qtdVar);% Definição da posição
de corte do cromossomo, de forma aleatória

        if OperadorGenetico < 25 %Operador genético de corte
aleatório
            % Recombinação entre cromossomos para geração dos
filhos
            for k=1:qtdVar
                if k < PosicaoCorte
                    Filho1(k) = Pai1(k);
                    Filho2(k) = Pai2(k);
                else
                    Filho1(k) = Pai2(k);
                    Filho2(k) = Pai1(k);
                end
            end

            elseif OperadorGenetico < 50% Operador genético de
corte aleatório com metade invertida / metade normal
                temp1 = fliplr(Pai1);% Inversão do cromossomo
                temp2 = fliplr(Pai2);% Inversão do cromossomo

                for k=1:qtdVar
                    if k < PosicaoCorte
                        Filho1(k) = temp1(k);% Metade invertida
                        Filho2(k) = temp2(k);
                    else

```

```

        Filho1(k)=Pai2(k);% Metade normal
        Filho2(k)=Pai1(k);
    end
end

elseif OperadorGenetico < 75% Operador genético de
corte aleatório metade normal / metade invertida
temp1 = fliplr(Pai1);
temp2 = fliplr(Pai2);

for k=1:qtdVar
    if k < PosicaoCorte
        Filho1(k) = Pail(k);% Metade normal
        Filho2(k) = Pai2(k);
    else
        Filho1(k) = temp2(k);% Metade invertida
        Filho2(k) = temp1(k);
    end
end

else % Operador genético de corte aleatório, com
inversão do resultado final
    for k=1:qtdVar
        if k < PosicaoCorte
            Filho1(k)=Pai1(k);
            Filho2(k)=Pai2(k);
        else
            Filho1(k)=Pai2(k);
            Filho2(k)=Pai1(k);
        end
    end
    Filho1 = fliplr(Filho1);% Inversão do cromossomo
    Filho2 = fliplr(Filho2);% Inversão do cromossomo
end

cont = cont + 1;
PopulacaoFilhos(cont,:) = Filho1;% Substituição de
descendentes melhorados na população de filhos

if cont < tamPop
    PopulacaoFilhos(cont,:) = Filho2;% Substituição de
descendentes melhorados na população de filhos
    cont = cont+1;
end
% Simulação com os dois filhos
for k = 1:2
    Teste = TesteFixo;

    for j = 1:qtdVar
        linha = find(Teste.bus(:,1) == Barras_Shunt(j));%
Localizando as barras que contém elementos shunt
        %Teste.bus(linha,6) = 0;

        if Populacao(k,j) == 1
            if j == 1
                Teste.bus(linha,6) = -60;
            elseif j == 2
                Teste.bus(linha,6) = -60;
            end
        end
    end
end

```

```

        elseif j == 3
            Teste.bus(linha,6) = 91.5 +
Teste.bus(linha,6);%Potência BC01 da SE Bandeirantes
        elseif j == 4
            Teste.bus(linha,6) = 15 +
Teste.bus(linha,6);%Potência BC01 da SE Brasília Sul
        elseif j == 5
            Teste.bus(linha,6) = 15 +
Teste.bus(linha,6);%Potência BC02 da SE Brasília Sul
        elseif j == 6
            Teste.bus(linha,6) = 15 +
Teste.bus(linha,6);%Potência BC03 da SE Brasília Sul
        elseif j == 7
            Teste.bus(linha,6) = 15 +
Teste.bus(linha,6);%Potência BC04 da SE Brasília Sul
        elseif j == 8
            Teste.bus(linha,6) = 150 +
Teste.bus(linha,6);%Potência BC04 da SE Samambaia
        elseif j == 9
            Teste.bus(linha,6) = 150 +
Teste.bus(linha,6);%Potência BC05 da SE Samambaia
        end
    else
        Teste.bus(linha,6)=0;
    end
end

temp = runpf(Teste);

cont = 0;

% Avaliação
for w = 1:n_barras
    cont = abs(temp.bus(w,8) - 1) + cont;
end

if k==1
    AvaliacaoFilho1 = cont;
else
    AvaliacaoFilho2 = cont;
end

end

EliminaFilho1 = 0;
EliminaFilho2 = 0;
% Eliminação dos filhos com critério de comparação com a
% população
for i = 1:tamPop
    if sum(Filho1 == Populacao(i,:)) > .2 * qtdVar%
Verificação de quantas posições são iguais a outros elementos da população,
% de
forma que se o número de posições iguais for maior que 20% do tamanho do
% vetor
ele será marcado para ser excluído, e só não será caso a solução seja melhor
% que
todas já existentes
    EliminaFilho1 = 1;
end

```

```

        if sum(Filho2 == Populacao(i,:)) > .2 * qtdVar%
Verificação de quantas posições são iguais a outros elementos da população,
                                         % de
forma que se o número de posições iguais for maior que 20% do tamanho do
                                         % vetor
ele será marcado para ser excluído, e só não será caso a solução seja melhor
                                         %que
todas já existentes

                EliminaFilho2 = 1;
            end

            if EliminaFilho1 == 1 && EliminaFilho2 == 1 % Critério
de parada
                break;
            end
        end
        % Avaliação para eleger o vencedor
        if ((AvaliacaoFilho1 < AvaliacaoFilho2 && EliminaFilho1
== 0 && AvaliacaoFilho1 < AvaliacoesOrdem(tamPop)) || AvaliacaoFilho1 <
AvaliacaoFilho2 && AvaliacaoFilho1 < AvaliacoesOrdem(1))
            Avaliacoes(Indices_Avaliacao(tamPop)) =
AvaliacaoFilho1;
            Populacao(Indices_Avaliacao(tamPop),:) = Filho1;

        elseif (EliminaFilho2 == 0 && AvaliacaoFilho2 <
AvaliacoesOrdem(tamPop)) || (AvaliacaoFilho2 < AvaliacoesOrdem(1))
            Avaliacoes(Indices_Avaliacao(tamPop)) =
AvaliacaoFilho2;
            Populacao(Indices_Avaliacao(tamPop),:) = Filho2;
        end

    Ordenação
    [AvaliacoesOrdem, Indices_Avaliacao] = sort(Avaliacoes);%
    if Best > AvaliacoesOrdem(1)
        Populacao_Nao_Alterada = 0;
    else
        Populacao_Nao_Alterada = Populacao_Nao_Alterada + 1;
    end

    Iter = Iter + 1;% Iterações
    media(Iter+1) = mean(Avaliacoes);
    Best(Iter+1) = min(Avaliacoes);
end

% Impressão das tensões e ângulos da simulação
fprintf('\n\nCondição final:\n\n');
fprintf('\nTensão UHE Itumbiara 500 kV: %.3f pu ang.
%.3f°', temp.bus(1,8),temp.bus(1,9));
    fprintf('\nTensão UHE Itumbiara 345 kV: %.3f pu ang.
%.3f°', temp.bus(2,8),temp.bus(2,9));
    fprintf('\nTensão UHE Itumbiara 230 kV: %.3f pu ang.
%.3f°', temp.bus(14,8),temp.bus(14,9));
    fprintf('\nTensão SE Bandeirantes 345 kV: %.3f pu ang.
%.3f°', temp.bus(3,8),temp.bus(3,9));
    fprintf('\nTensão SE Bandeirantes 230 kV: %.3f pu ang.
%.3f°', temp.bus(9,8),temp.bus(9,9));

```

```

        fprintf('\nTensão SE Samambaia 345 kV: %.3f pu ang.
%.3f°',temp.bus(4,8),temp.bus(4,9));
        fprintf('\nTensão SE Brasilia Sul 345 kV: %.3f pu ang.
%.3f°',temp.bus(5,8),temp.bus(5,9));
        fprintf('\nTensão SE Brasilia Sul 230 kV: %.3f pu ang.
%.3f°',temp.bus(6,8),temp.bus(6,9));
        fprintf('\nTensão UHE Corumbá 345 kV: %.3f pu ang.
%.3f°',temp.bus(7,8),temp.bus(7,9));
        fprintf('\nTensão SE Planalto 230 kV: %.3f pu ang.
%.3f°',temp.bus(8,8),temp.bus(8,9));
        fprintf('\nTensão SE Anhanguera 230 kV: %.3f pu ang.
%.3f°',temp.bus(10,8),temp.bus(10,9));
        fprintf('\nTensão SE Xavantes 230 kV: %.3f pu ang.
%.3f°',temp.bus(11,8),temp.bus(11,9));
        fprintf('\nTensão SE Pirineus 230 kV: %.3f pu ang.
%.3f°',temp.bus(12,8),temp.bus(12,9));
        fprintf('\nTensão UHE Cachoeira Dourada 230 kV: %.3f pu ang.
%.3f°',temp.bus(13,8),temp.bus(13,9));

% Impressão da configuração recomendadas para os elementos
shunt
fprintf('\n\nConfiguração recomendada:\n\n');
if Populacao(Indices_Avaliacao(tamPop),1) == 1
    fprintf('RT01 (SE Bandeirantes 345 kV): ligado');
else
    fprintf('RT01 (SE Bandeirantes 345 kV): desligado');
end
fprintf('\n');
if Populacao(Indices_Avaliacao(tamPop),2) == 1
    fprintf('RT02 (SE Bandeirantes 345 kV): ligado');
else
    fprintf('RT02 (SE Bandeirantes 345 kV): desligado');
end
fprintf('\n');
if Populacao(Indices_Avaliacao(tamPop),3) == 1
    fprintf('BC01 (SE Bandeirantes 345 kV): ligado');
else
    fprintf('BC01 (SE Bandeirantes 345 kV): desligado');
end
fprintf('\n');
if Populacao(Indices_Avaliacao(tamPop),4) == 1
    fprintf('BC01 (SE Brasília Sul 345 kV): ligado');
else
    fprintf('BC01 (SE Brasília Sul 345 kV): desligado');
end
fprintf('\n');
if Populacao(Indices_Avaliacao(tamPop),5) == 1
    fprintf('BC02 (SE Brasília Sul 345 kV): ligado');
else
    fprintf('BC02 (SE Brasília Sul 345 kV): desligado');
end
fprintf('\n');
if Populacao(Indices_Avaliacao(tamPop),6) == 1
    fprintf('BC03 (SE Brasília Sul 345 kV): ligado');
else
    fprintf('BC03 (SE Brasília Sul 345 kV): desligado');
end
fprintf('\n');
if Populacao(Indices_Avaliacao(tamPop),7) == 1
    fprintf('BC04 (SE Brasília Sul 345 kV): ligado');
else

```

```

        fprintf('BC04 (SE Brasília Sul 345 kV): desligado');
    end
    fprintf('\n');
    if Populacao(Indices_Avaliacao(tamPop),8) == 1
        fprintf('BC04 (SE Samambaia 345 kV): ligado');
    else
        fprintf('BC04 (SE Samambaia 345 kV): desligado');
    end
    fprintf('\n');
    if Populacao(Indices_Avaliacao(tamPop),9) == 1
        fprintf('BC05 (SE Samambaia 345 kV): ligado');
    else
        fprintf('BC05 (SE Samambaia 345 kV): desligado');
    end
    fprintf('\n');

else
    % Definição pelo usuário dos status dos equipamentos shunt
    status = [0 0 0 0 0 0 0 0];
    fprintf('----- Digite "1" para equipamento ligado
e "0" para equipamento desligado: ----- \n\n');
    Status(1) = input('RT01 da SE Bandeirantes 345 kV: ');
    Status(2) = input('RT02 da SE Bandeirantes 345 kV: ');
    Status(3) = input('BC01 da SE Bandeirantes 345 kV: ');
    Status(4) = input('BC01 da SE Brasília Sul 345 kV: ');
    Status(5) = input('BC02 da SE Brasília Sul 345 kV: ');
    Status(6) = input('BC03 da SE Brasília Sul 345 kV: ');
    Status(7) = input('BC04 da SE Brasília Sul 345 kV: ');
    Status(8) = input('BC04 da SE Samambaia 345 kV: ');
    Status(9) = input('BC05 da SE Samambaia 345 kV: ');
    fprintf('\n\n');

potshunt = [-60 -60 91.5 15 15 15 15 150 150];

shuntSTBDT = Status(1) * potshunt(1)+ Status(2) * potshunt(2) +
Status(3) * potshunt(3);
shuntSTBSL = Status(4) * potshunt(4) + Status(5) * potshunt(5) +
Status(6) * potshunt(6) + Status(7) * potshunt(7);
shuntSTSBA = Status(8) * potshunt(8)+ Status(9) * potshunt(9);

teste2 = sistGOBSB;
% Geração da nova matriz de barras, com elementos shunt conforme
escolha do
% usuário

% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
teste2.bus = [
    1 3 0 0 0 0 1 VUHITB500 0.0 500 1 1.05 0.95;
    2 1 0 0 0 0 2 1.0 0.0 345 1 1.05 0.95;
    3 1 0 0 0 shuntSTBDT 2 1.0 0.0 345 1 1.05 0.95;
    4 1 PSTSBA345 QSTSBA345 0 shuntSTSBA 2 1.0 0.0 345 1 1.05 0.95;
    5 1 PSTBSL345 QSTBSL345 0 shuntSTBSL 2 1.0 0.0 345 1 1.05 0.95;
    6 1 PSTBSL230 QSTBSL230 0 0 3 1.0 0.0 230 1 1.05 0.95;
    7 2 PUHCBA345 0 0 0 2 VUHCBA345 0.0 345 1 1.05 0.95;
    8 1 0 0 0 0 3 1.0 0.0 230 1 1.05 0.95;
    9 1 0 0 0 0 3 1.0 0.0 230 1 1.05 0.95;
    10 1 PSTAH230 QSTAHH230 0 0 3 1.0 0.0 230 1 1.05 0.95;
    11 1 PSTXAV230 QSTXAV230 0 0 3 1.0 0.0 230 1 1.05 0.95;
    12 1 PSTPRS230 QSTPRS230 0 0 3 1.0 0.0 230 1 1.05 0.95;
    13 2 PUHCDD230 0 0 0 3 VUHCDD230 0.0 230 1 1.05 0.95;
    14 1 PUHITB230 QUHITB230 0 0 3 1.0 0.0 230 1 1.05 0.95
];

```

```

resultmanual = runpf(teste2);% Cálculo do fluxo de potência
    % Impressão das tensões e ângulos finais
    fprintf('\n\nCondição final:\n\n');
    fprintf('\nTensão UHE Itumbiara 500 kV: %.3f pu ang.');
    fprintf('%.3f°', resultmanual.bus(1,8), resultmanual.bus(1,9));
    fprintf('\nTensão UHE Itumbiara 345 kV: %.3f pu ang.');
    fprintf('%.3f°', resultmanual.bus(2,8), resultmanual.bus(2,9));
    fprintf('\nTensão UHE Itumbiara 230 kV: %.3f pu ang.');
    fprintf('%.3f°', resultmanual.bus(14,8), resultmanual.bus(14,9));
    fprintf('\nTensão SE Bandeirantes 345 kV: %.3f pu ang.');
    fprintf('%.3f°', resultmanual.bus(3,8), resultmanual.bus(3,9));
    fprintf('\nTensão SE Bandeirantes 230 kV: %.3f pu ang.');
    fprintf('%.3f°', resultmanual.bus(9,8), resultmanual.bus(9,9));
    fprintf('\nTensão SE Samambaia 345 kV: %.3f pu ang.');
    fprintf('%.3f°', resultmanual.bus(4,8), resultmanual.bus(4,9));
    fprintf('\nTensão SE Brasília Sul 345 kV: %.3f pu ang.');
    fprintf('%.3f°', resultmanual.bus(5,8), resultmanual.bus(5,9));
    fprintf('\nTensão SE Brasília Sul 230 kV: %.3f pu ang.');
    fprintf('%.3f°', resultmanual.bus(6,8), resultmanual.bus(6,9));
    fprintf('\nTensão UHE Corumbá 345 kV: %.3f pu ang.');
    fprintf('%.3f°', resultmanual.bus(7,8), resultmanual.bus(7,9));
    fprintf('\nTensão SE Planalto 230 kV: %.3f pu ang.');
    fprintf('%.3f°', resultmanual.bus(8,8), resultmanual.bus(8,9));
    fprintf('\nTensão SE Anhanguera 230 kV: %.3f pu ang.');
    fprintf('%.3f°', resultmanual.bus(10,8), resultmanual.bus(10,9));
    fprintf('\nTensão SE Xavantes 230 kV: %.3f pu ang.');
    fprintf('%.3f°', resultmanual.bus(11,8), resultmanual.bus(11,9));
    fprintf('\nTensão SE Pirineus 230 kV: %.3f pu ang.');
    fprintf('%.3f°', resultmanual.bus(12,8), resultmanual.bus(12,9));
    fprintf('\nTensão UHE Cachoeira Dourada 230 kV: %.3f pu ang.');
    fprintf('%.3f°', resultmanual.bus(13,8), resultmanual.bus(13,9));

end

```