

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JÔNATAS BOÁS LEITE

**DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE
ENERGIA (EMS – ENERGY MANAGEMENT SYSTEM) PARA A
REDE ELÉTRICA INTELIGENTE (SMART GRID)**

Ilha Solteira – SP
2015

JÔNATAS BOÁS LEITE

**DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE
ENERGIA (EMS – ENERGY MANAGEMENT SYSTEM) PARA A
REDE ELÉTRICA INTELIGENTE (SMART GRID)**

Tese apresentada à Faculdade de
Engenharia – UNESP – Câmpus de Ilha
Solteira, para a obtenção do título de
Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de Conhecimento: Automação.

Orientador: Prof. Dr. José Roberto
Sanches Mantovani

Ilha Solteira – SP
2015

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

- L533d Leite, Jônatas Boás.
Desenvolvimento de um sistema de gerenciamento de energia (EMS - energy management system) para a rede elétrica inteligente (Smart Grid) / Jônatas Boás Leite. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2015
168 f. : il.
- Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2015
- Orientador: José Roberto Sanches Mantovani
Inclui bibliografia
1. Smart Grid. 2. Sistema de gerenciamento de energia. 3. Simulação de equipamentos elétricos. 4. Estimação de estados. 5. Localização de perdas não técnicas.



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: Desenvolvimento de um Sistema de Gerenciamento de Energia (EMS - Energy Management System) para a Rede Elétrica Inteligente (Smart Grid)


AUTOR: JONATAS BOAS LEITE

ORIENTADOR: Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de DOUTOR EM ENGENHARIA ELÉTRICA, Área: AUTOMAÇÃO, pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. ROGERIO ANDRADE FLAUZINO
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação / Universidade de São Paulo


Prof. Dr. CARLOS ALBERTO CASTRO JUNIOR
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica / Universidade Estadual de Campinas

Data da realização: 19 de fevereiro de 2015.

Aos meus mestres!

AGRADECIMENTOS

A Deus, criador desta realidade universal e, portanto, fonte de toda a criatividade humana. Ao Cristo, grande instrutor planetário que é a consciência condutora da humanidade. A Terra, provedora dos recursos essenciais à evolução da vida. Aos meus pais, José Maria Leite e Josefina de Lurdes Quintino Leite, que organizaram minha existência nesta realidade.

A Universidade Estadual Paulista (UNESP), onde foi criado como engenheiro eletricista. Ao Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LaPSEE) cuja instrução na área de sistemas elétricos resultou no desenvolvimento do projeto de pesquisa abordado nesta tese. À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) por prover os recursos financeiros necessários para a realização do projeto de pesquisa durante o doutorado. Ao professor José Roberto Sanches Mantovani, meu orientador, que sempre me ajudou na organização da pesquisa a fim de atingir os objetivos estabelecidos no projeto.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de um sistema de gerenciamento de energia avançado para operar a *smart grid*, que é constituída pela interseção do sistema elétrico com as tecnologias de comunicação e informação. Atualmente existem diversos estudos relacionados à *smart grid* e isso pode gerar dúvidas sobre o conceito de projeto da *smart grid*. Para evitar eventuais dúvidas, na primeira parte deste trabalho, é apresentada uma introdução contendo as novas tecnologias usadas na *smart grid* bem como uma descrição da padronização desse novo conceito de projeto. A partir do padrão de projeto, foi possível destacar e desenvolver cada componente do sistema de gerenciamento de energia avançado. Os componentes lógicos, que exigem recursos da tecnologia de informação, foram elaborados e implantados em um sistema computacional, já os equipamentos físicos de comunicação e do sistema elétrico foram meticulosamente emulados. A simulação dos equipamentos elétricos foi fundamentada no algoritmo de fluxo de potência probabilístico que permitiu tanto a flutuação de carga quanto a atuação do mercado de energia. As condições de falta também foram consideradas no simulador de equipamentos elétricos fornecendo dados de medições elétricas para outros componentes do sistema de gerenciamento de energia. Um desses componentes é o algoritmo de estimação de estados que produz o estado da rede de distribuição usando os dados de medição. Estes estados produzidos pelo estimador de estados são entradas das funções avançadas do sistema de gerenciamento de energia como as ferramentas de coloração dinâmica e localização de perdas não técnicas. Todas as metodologias propostas neste trabalho foram avaliadas e os resultados numéricos demonstram sua eficiência.

Palavras-chave: *Smart grid*. Sistema de gerenciamento de energia. Simulação de equipamentos elétricos. Estimação de estados. Localização de perdas não técnicas.

ABSTRACT

This work aims the development of an advanced energy management system to operate the smart grid that comprises the intersection of electrical power system with communication and information technologies. There are, currently, many studies related to the smart grid, which can produce doubts about the smart grid design concept. These doubts are clarified in the first part of this work where novel technologies of smart grid are presented besides the description of the standardization of smart grid design concepts. The use of the smart grid design standard allows identifying and developing all components of the advanced energy management system. The logical components, which require resources of information technology, were developed and implemented in a computational environment, while the physical devices of communication and power systems were meticulously emulated. The electrical devices emulation is based on the probabilistic power flow algorithm that permits both the load fluctuation and the energy market influence. The electrical devices simulator also supports contingency conditions as well as provides electric measurement data to other components of the energy management system. One of these components is the state estimation algorithm that produces the distribution network state using the measurement data. Network states produced by the state estimator are employed in advanced functions of the energy management system like the dynamic coloring, location of non-technical losses and self-healing applications. All proposed methodologies, in this work, were assessed and numerical results demonstrated their efficiencies.

Keywords: Smart grid. Energy management system. Electrical devices simulator. State estimation. Location of non-technical losses.

LISTA DE FIGURAS

1 INTRODUÇÃO.....	29
Figura 1 - Arquitetura de referência simplificada para a <i>smart grid</i>	32
Figura 2 - Modelo de referência de comunicação OSI	32
Figura 3 - Modelo de referência para a <i>smart grid</i>	35
Figura 4 - Modelo de referência da <i>smart grid</i> aplicado ao DMS avançado	38
2 FORMULAÇÃO DA CAMADA FÍSICA	41
Figura 5 - Representação simplificada da camada física	41
Figura 6 - Fluxograma do fluxo de potência determinístico completo	43
Figura 7 - Fluxograma do fluxo de potência probabilístico	47
Figura 8 - Faixa de flutuação da magnitude de potência ao longo do tempo	49
Figura 9 - Diagrama da estrutura de comunicação e variação do custo de energia.....	51
Figura 10 - Curva da frequência acumulada auxiliando na tomada de decisão	52
Figura 11 - Árvore de decisão para a especificação e alocação da contingência	53
Figura 12 - Representação do curto-circuito usando quatro impedâncias.....	57
Figura 13 - Representação do curto-circuito trifásico.....	58
Figura 14 - Representação do curto-circuito bifásico	60
Figura 15 - Representação do curto-circuito monofásico	61
3 FORMULAÇÃO E VIRTUALIZAÇÃO DA CAMADA DE INTERFACE	63
Figura 16 - Representação dos principais componentes da camada de interface	63
Figura 17 - Principais componentes da unidade de medição fasorial (PMU)	64
Figura 18 - Arquiteturas de medição de um medidor de energia convencional e de um SM.....	65
Figura 19 - Arquitetura do IED e suas múltiplas funções	67
Figura 20 - Estrutura de acesso às unidades de monitoramento	69
4 EMULAÇÃO DA CAMADA DE COMUNICAÇÃO	71
Figura 21 - Representação da camada de comunicação	71
Figura 22 - Diagramas das interfaces lógicas no sistema de automação da subestação.....	73
Figura 23 - Conceito do acesso à informação em camadas	75
Figura 24 - Representação do IED como objeto do IEC 61850: (a) analogia com um <i>container</i> ; (b) anatomia do modelo de informação	77
Figura 25 - Destaque do nível dos <i>links</i> na visão hierárquica dos sistemas de comunicação	78
5 VIRTUALIZAÇÃO DA CAMADA DO SISTEMA	81
Figura 26 - Apresentação dos elementos da camada do sistema.....	81
Figura 27 - Diagrama do ambiente computacional usado para desenvolver o DMS avançado	83
Figura 28 - Mapa de navegação da página principal hospedada no servidor de <i>Web</i>	85
Figura 29 - Representação do servidor de banco de dados	87
Figura 30 - Fluxo de informação no cenário iterativo de controle proposto	89
6 CAMADA DE MODELOS.....	91
Figura 31 - Apresentação dos elementos da camada de modelos	91
Figura 32 - Dependência conceitual entre CIM e IEC 61850	92
Figura 33 - Pacotes do CIM de nível superior do padrão IEC 61970-301.....	94
Figura 34 - Diagrama de classe das partes relevantes da linha de distribuição.....	96

7 CAMADA DE ANÁLISE 97

Figura 35 - Apresentação dos elementos da camada de análise.....	97
Figura 36 - Análise do transformador de distribuição como quadripolo.....	102
Figura 37 - Representação de um <i>breakpoint</i> : (a) sentido convencional; (b) sentido real	106
Figura 38 - Definição do arranjo de vértices, u_i , e arestas, e_i : (a) grafo Hamiltoniano; (b) ciclo Hamiltoniano; (c) caminho Hamiltoniano	107
Figura 39 - Construção da matriz H : os ciclos disjuntos em (a) resulta na solução inviável em (c) ao passo que o ciclo Hamiltoniano em (b) produz a solução factível em (d)	108
Figura 40 - Fluxograma do algoritmo utilizado para encontrar o ciclo Hamiltoniano	110
Figura 41 - Diagrama topológico da rede de distribuição simplificada	111
Figura 42 - Caminho Hamiltoniano obtido pelo algoritmo especializado	112
Figura 43 - Fluxograma do processo de estimação de estados	113

8 CAMADA DE INTELIGÊNCIA 115

Figura 44 - Modelo de referência completo para o DMS avançado na <i>smart grid</i>	115
Figura 45 - Arquitetura simplificada da <i>smart grid</i> e prováveis alvos de ataques cibernéticos.....	118
Figura 46 - Ataque ao sistema de medição inteligente e suas consequências: (a) alteração dos valores de tensão e corrente, (b) efeito na potência	119
Figura 47 - Diagrama de blocos do procedimento para detecção de perdas não técnicas.....	121
Figura 48 - Algoritmo baseado no processo de monitoração e controle multivariado para a detecção de perdas não técnicas	122
Figura 49 - Ênfase da região confiável no gráfico de controle	123
Figura 50 - Ênfase da região confiável no diagrama de dispersão.....	125
Figura 51 - Camadas da rede secundária e progressão da função custo.....	127

9 AVALIAÇÃO DA PLATAFORMA DESENVOLVIDA 129

Figura 52 - Diagrama unifilar do alimentador de distribuição real.....	130
Figura 53 - Perfil de tensão ao longo do trecho entre a subestação e a barra #832.....	131
Figura 54 - Curva de frequência acumulada da carga #001 ao meio-dia	132
Figura 55 - Demanda de energia horária da carga #001	133
Figura 56 - Demanda de energia horária da carga #042	133
Figura 57 - Demanda de energia horária da carga #832	134
Figura 58 - Perfis de tensão e corrente durante uma falta trifásica	135
Figura 59 - Perfis de tensão e corrente durante uma falta bifásica	136
Figura 60 - Perfis de tensão e corrente durante uma falta monofásica com baixa impedância.....	136
Figura 61 - Perfis de tensão e corrente durante uma falta monofásica com alta impedância.....	137
Figura 62 - Erro de quantização ao longo da rede distribuição.....	138
Figura 63 - Redes de comunicação do ambiente de simulação da <i>smart grid</i>	139
Figura 64 - Observação da operação de leitura: (a) pedido do operador; (b) resposta do IED.....	139
Figura 65 - Observação da operação escrita: (a) pedido do operador; (b) resposta do IED	140
Figura 66 - Diagrama de rede do ambiente de simulação da <i>smart grid</i>	141
Figura 67 - Página inicial do supervisor do DMS avançado.....	141
Figura 68 - Aplicação do Editor do Sistema: (a) seleção dos alimentadores; (b) visualização dos alimentadores selecionados.....	142
Figura 69 - Caixa de diálogo das propriedades do interruptor	143
Figura 70 - Diagrama topológico da rede de distribuição real usada para avaliar o estimador de estados	144
Figura 71 - Desempenho da estimativa de estados para redes radiais	145
Figura 72 - Desempenho da estimativa de estados para redes malhadas	146
Figura 73 - Desempenho da estimação de estados ao longo das horas do dia	146
Figura 74 - Desempenho do estimador na adição do ruído de quantização	147
Figura 75 - Desempenho do estimador de estados para falta na AMI	148
Figura 76 - Resposta de coloração dinâmica para a abertura da chave indicada	149
Figura 77 - Característica do limite de controle superior pelo tamanho do espaço amostral.....	150

Figura 78 - Taxa de sucesso pela potência aparente e tamanho do espaço amostral	151
Figura 79 - Gráfico de controle temporal para a variância generalizada amostral.....	152
Figura 80 - Parte da área de trabalho do monitor de eventos: (a) identificação precisa da perda de 12kVA; (b) localização imprecisa para o grupo de 0 a 1VA	153

10 CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS..... 155

Figura 81 - Fluxos de informação na operação do <i>self-healing</i>	156
---	-----

LISTA DE TABELAS

1 INTRODUÇÃO	29
Tabela 1 – Funções do DMS avançado na <i>Smart Grid</i>	36
2 FORMULAÇÃO DA CAMADA FÍSICA	41
Tabela 2 – Unidades típicas de DER na <i>smart grid</i>	50
Tabela 3 - Comportamento das faltas na rede de distribuição	56
Tabela 4 - Comportamento da impedância da falta com a terra.....	57
7 CAMADA DE ANÁLISE	97
Tabela 5 - Diagrama unifilar das zonas de rede e suas equações para calcular os estados desconhecidos	102
Tabela 6 - Relação de transformação para vários tipos de conexão.....	104
Tabela 7 - Matriz de deslocamento de fase para vários tipos de conexão.....	104
Tabela 8 - Sequência de cálculo obtida a partir do caminho Hamiltoniano.....	112
9 AVALIAÇÃO DA PLATAFORMA DESENVOLVIDA	129
Tabela 9 - Parâmetros dos canais de comunicação	130
Tabela 10 - Custo computacional (ms)	149
Tabela 11 - Taxa de sucesso normalizada.....	152

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A*	A Estrela
ACSI	<i>Abstract Communication Service Interface</i>
ADC	<i>Analog-to-Digital Converter</i>
AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
AT	Alta Tensão
ASCII	<i>American Standard Code for Information Interchange</i>
BT	Baixa Tensão
CCAPI	<i>Control Center Application Program Interface</i>
CID	<i>Configured IED Description</i>
CIM	Common Information Model
CRC	<i>Check Redundancy Cyclic</i>
CPU	<i>Central Processing Unit</i>
DA	<i>Distribution Automation</i>
DAI	<i>Distributed Artificial Intelligence</i>
DAU	<i>Data Aggregation Unit</i>
DB	<i>Database</i>
DC	<i>Data Concentrator</i>
DG	<i>Distributed Generation</i>
DMS	<i>Distribution Management System</i>
DNS	<i>Domain Name System</i>
DRM	<i>Demand Response Management</i>
DS	<i>Distributed Storage</i>
EDSIM	<i>Electrical Devices Simulator</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
FG-Smart	<i>Focus Group on Smart Grid</i>
GIS	<i>Geographical Information System</i>
GOOSE	<i>Generic Object Oriented Substation Events</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
HEMS	<i>Home Energy Management System</i>
ICD	<i>IED Capability Description</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>

IP	<i>Internet Protocol</i>
IRIG	<i>Inter-Ranger Instrumentation Group</i>
IIS	<i>Internet Information Services</i>
KCL	<i>Kirchhoff's Current Law</i>
KVL	<i>Kirchhoff's Voltage Law</i>
LAN	<i>Local Area Network</i>
LAV	<i>Least Absolute Value</i>
LN	<i>Logical Node</i>
MDMS	<i>Meter Data Management System</i>
MMS	<i>Manufacturing Message Specification</i>
NTL	<i>Non Technical Loss</i>
NP-difícil	Não-Polinomial Difícil
OSI	<i>Open System Interconnection</i>
PLC	<i>Power Line Communication</i>
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i>
RF	Rádio Frequência
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCD	<i>Substation Configuration Description</i>
SCSM	<i>Specific Communication Service Mapping</i>
SHGM	<i>Scheweppe Huber generalized M</i>
SM	<i>Smart Meter</i>
SRV	Servidor
SSD	<i>System Specification Description</i>
SV	<i>Sampled Values</i>
TC	Transformador de Corrente
TCP	<i>Transmission Control Protocol</i>
TP	Transformador de Potencial
TSP	<i>Travelling Salesman Problem</i>
UML	<i>Unified Model Language</i>
URL	<i>Uniform Resource Locator</i>
XML	<i>Extensible Markup Language</i>
WAMS	<i>Wide Area Monitoring System</i>
WAN	<i>Wide Area Network</i>

WLAV	<i>Weighted Least Absolute Value</i>
WLS	<i>Weighted Least Square</i>
ZIP	Impedância, Corrente e Potência constantes

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	29
1.1 PADRONIZAÇÃO DA <i>SMART GRID</i>	31
1.2 DMS AVANÇADO	35
1.3 OBJETIVOS	37
1.4 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	38
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO	39
2 FORMULAÇÃO DA CAMADA FÍSICA	41
2.1 FLUXO DE POTÊNCIA	41
2.1.1 Algoritmo de fluxo de potência determinístico	42
2.1.1.1 Equipamentos conectados em série	44
2.1.1.1.1 Linha de Distribuição	44
2.1.1.1.2 Transformador de Distribuição	44
2.1.1.2 Equipamentos conectados em derivação	45
2.1.1.2.1 Capacitor	45
2.1.1.2.2 Gerador distribuído	45
2.1.1.2.3 Carga	46
2.1.2 Algoritmo de fluxo de potência probabilístico	47
2.1.2.1 Função da porcentagem do consumo de energia	48
2.1.2.2 Consumo de energia influenciado pelo mercado	50
2.2 CONTINGÊNCIAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	52
2.2.1 Especificação e alocação da contingência	52
2.2.1.1 Árvore de decisão	53
2.2.1.1.1 Seleção do alimentador	54
2.2.1.1.2 Seleção da condição de operação	54
2.2.1.1.3 Seleção do ramo com falta	56
2.2.1.1.4 Seleção do tipo de falta	56
2.2.1.1.5 Seleção do valor da resistência de falta	57
2.2.2 Formulação da contingência	57
2.2.2.1 Falta trifásica	58
2.2.2.2 Falta bifásica	59
2.2.2.3 Falta monofásica	60
3 FORMULAÇÃO E VIRTUALIZAÇÃO DA CAMADA DE INTERFACE	63
3.1 UNIDADES DE MONITORAMENTO E CONTROLE	64
3.1.1 Unidade de medição fasorial (PMU)	64
3.1.2 Smart meter (SM)	65
3.1.3 Dispositivo eletrônico inteligente (IED)	66
3.2 ERRO DE QUANTIZAÇÃO	68
3.3 SIMULAÇÃO DO <i>GATEWAY</i> DA REDE	68
4 EMULAÇÃO DA CAMADA DE COMUNICAÇÃO	71
4.1 PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO NA <i>SMART GRID</i>	72
4.1.1 Protocolo IEC 61850	72
4.2 EMULAÇÃO DA CAMADA DE COMUNICAÇÃO	78

5 VIRTUALIZAÇÃO DA CAMADA DO SISTEMA	81
5.1 ARQUITETURA SCADA BASEADA NA <i>WEB</i>	82
5.2 DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA SCADA.....	84
5.2.1 Servidor de <i>Web</i>	84
5.2.2 Servidor de <i>informações geográficas</i>	86
5.2.3 Servidor de banco de dados	87
5.3 ESQUEMA DE CONTROLE COM IEC 61850	88
6 CAMADA DE MODELOS.....	91
6.1 DEPENDÊNCIA ENTRE OS MODELOS DE INFORMAÇÕES	92
6.2 HISTÓRICO DO CIM	93
6.3 DEFINIÇÃO DO CIM.....	93
6.4 PACOTES DO CIM	95
7 CAMADA DE ANÁLISE.....	97
7.1 A ESTIMAÇÃO DE ESTADOS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	98
7.2 DESENVOLVIMENTO DO ALGORITMO DE ESTIMAÇÃO DE ESTADOS.....	101
7.2.1 Equações da corrente e tensão	101
7.2.2 Modelo do transformador de distribuição	103
7.2.3 Redes de distribuição malhadas	106
7.2.4 Problema do ciclo Hamiltoniano	107
7.2.5 Solução do ciclo Hamiltoniano via algoritmo especializado	109
7.2.6 Caso de estudo: rede de distribuição simplificada	111
7.2.7 Processo de estimação de estados	113
8 CAMADA DE INTELIGÊNCIA	115
8.1 COLORAÇÃO DINÂMICA	116
8.2 LOCALIZAÇÃO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS	116
8.2.1 Perdas não técnicas na <i>smart grid</i>	118
8.2.1.1 Ataque ao banco de dados histórico e dos aplicativos	119
8.2.1.2 Ataque ao sistema de medição inteligente	119
8.2.2 Estratégia para a detecção de perdas não técnicas	120
8.2.3 Processo de monitoração e controle multivariado	121
8.2.3.1 Amostragem	123
8.2.3.2 Gráfico de controle	123
8.2.3.3 Identificador do dispositivo de campo com perda	125
8.2.3.4 Algoritmo <i>A*</i> derivado	126
9 AVALIAÇÃO DA PLATAFORMA DESENVOLVIDA	129
9.1 CAMADA FÍSICA	129
9.1.1 Geração de contingências	135
9.2 CAMADA DE INTERFACE	137
9.3 CAMADA DE COMUNICAÇÃO	138
9.4 CAMADA DO SISTEMA.....	140
9.5 CAMADA DE ANÁLISE	144
9.5.1 Mudança de topologia	145
9.5.2 Falha na AMI	148

9.6 CAMADA DE INTELIGÊNCIA.....	149
9.6.1 Coloração dinâmica	149
9.6.2 Localizador de perdas não técnicas.....	150
 10 CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS.....	 155
10.1 CONCLUSÕES	155
10.2 DESENVOLVIMENTOS FUTUROS.....	156
 REFERÊNCIAS	 159

1 INTRODUÇÃO

A *smart grid* é caracterizada por um fluxo bidirecional de eletricidade e informações obtido pela integração do sistema elétrico com as tecnologias de informação e comunicação e pelo uso do gerenciamento da resposta à demanda que coordena os veículos elétricos plugáveis, fontes de energia renováveis e cargas elétricas (DEILAMI et al., 2011). As operações ativas em tempo real, tais como *self-healing* e suporte *plug-and-play* também são características esperadas da *smart grid*, que permite a ativa participação do cliente final nos mercados de energia e a criação de novos serviços e produtos a fim de maximizar a confiabilidade, a qualidade e a eficiência energética. Portanto, os maiores desafios aos pesquisadores da *smart grid* estão relacionados ao desenvolvimento de dispositivos inteligentes, sistemas de comunicação, segurança cibernética, gerenciamento de dados e de *software* dedicados.

Os *smart meters* são dispositivos inteligentes importantes para a estrutura da *smart grid*, pois eles suportam as operações de leitura automática, ajudam no gerenciamento dos aparelhos domésticos e são os principais componentes da infraestrutura de medição avançada (AMI) (CHO et al., 2009). A rede de comunicação da AMI é hierárquica e possui muitos *smart meters* agrupados nas redes de vizinhança na base da hierarquia; logo acima, as unidades de agregação de dados recebem os dados dos *smart meters* e enviam-nos, via uma rede ampla, para o sistema de gerenciamento de dados de medição (MDMS) que está localizado no topo da hierarquia. Os dados do MDMS podem ser usados para a previsão do carregamento da rede elétrica e para ajudar nas decisões do sistema de proteção. Além disso, os dados de medição podem ser processados com os dados de mercado para realizar as operações de despacho econômico (NIYATO; WANG, 2012). Os mesmos resultados

otimistas verificados no desenvolvimento dos dispositivos inteligentes também têm sido observados nas redes de comunicação.

A típica rede de comunicação do sistema SCADA tem baixa taxa de transferência de dados, o que não é adequado para as operações da *smart grid*, por outro lado, o sistema de monitoramento em área ampla (WAMS) usa uma comunicação de alta velocidade via *Internet* representando, assim, a próxima geração das redes de sensores que é adequada para a arquitetura da *smart grid*. A WAMS pode monitorar a infraestrutura do sistema elétrico e detectar falhas mecânicas como *hot spots*, falha no condutor, falha na estrutura de sustentação das redes de alta e baixa tensão e condições mecânicas extremas (QIU et al., 2011) (LEON et al., 2007). A unidade de medição fasorial (PMU), o componente mais importante da WAMS, fornece dados do sistema elétrico de potência sincronizados no tempo e muito úteis às operações em tempo real. A PMU foi desenvolvida essencialmente para medir os fasores de tensão e corrente, frequência e potência ativa e reativa em tempo real cuja marcação temporal é fornecida pelo sistema de posicionamento global (GPS). Outro fator de sucesso importante para a *smart grid* é a segurança de dados.

Vários dispositivos da *smart grid* usam uma conexão com a *Internet* para a troca de informações, assim a segurança cibernética torna-se um recurso crucial assegurando a integridade e resiliência das operações da *smart grid*. Por exemplo, o ataque de alteração do carregamento via *Internet* deve ser um ataque cibernético comum que danifica o sistema elétrico pelo *overflow* do circuito ou pelo distúrbio entre potência fornecida e demandada. Esta vulnerabilidade pode existir na *smart grid* onde o operador do sistema transmite mensagens de monitoramento e controle aos *smart meters* e sistemas de gerenciamento domésticos através de servidores hospedados na *Internet*. Deste modo, um conjunto de mecanismos de defesa, como a proteção dos sinais de comando e preço, proteção dos *smart meters* e *data centers*, detecção de ataques e aprendizagem dos padrões de demanda, agendamento e realocação de carga, devem ajudar no bloqueio ou na minimização dos ataques realizados usando a *Internet* (PALENSKY; DIETRICH, 2011) (MOHSENIAN-RADAND; LEON-GARCIA, 2011). A segurança cibernética deve estar presente em todas as camadas da estrutura da *smart grid*, principalmente, nos sistemas de gerenciamento.

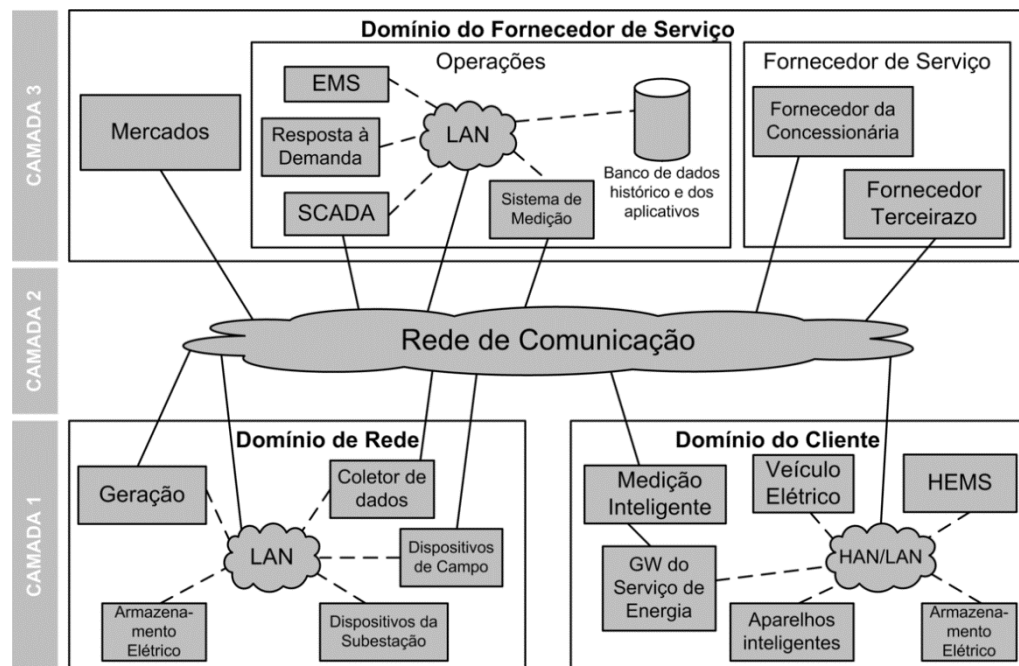
No topo da estrutura da *smart grid*, existem o gerenciamento de dados e a aplicação de *software* representando o núcleo administrativo do sistema de gerenciamento da distribuição (DMS) que requer uma arquitetura distribuída, fornecimento de serviços inteligentes, habilidade para tratar com eventos complexos e dinâmicos e suporte para várias fontes de energia, como as energias renováveis e distribuídas, a fim de coordenar as

unidades de produção convencionais com as unidades não convencionais e formar as *microgrids* (BYUN et al., 2011) (KANCHEV et al., 2011). Uma arquitetura em múltiplas plataformas aplicada ao DMS deve permitir a interação com outros aplicativos tal com o sistema de informação geográfica via interface padronizada do usuário. Consequentemente, duas ou mais redes, sistemas, dispositivos, aplicativos ou componentes podem trocar informações entre si e usá-las (LIGHTNER et al., 2010). Outros recursos como a filtragem e visualização de dados devem permitir uma análise rápida das condições da rede e melhorar o processo de tomada de decisões, por exemplo, a ferramenta de coloração dinâmica melhora a resposta em situações de estresse (SINGH et al., 1998).

Os desafios relacionados à *smart grid* estão sendo estudados tanto quanto suas soluções estão sendo propostas, no entanto somente poucos equipamentos atualmente em operação nas redes de distribuição possuem a esperada inteligência que permita realizar uma pesquisa significativa sobre as funcionalidades da *smart grid*.

1.1 PADRONIZAÇÃO DA SMART GRID

Como os desafios para atingir a *smart grid* são numerosos, então muitas propostas de solução têm sido apresentadas criando um cenário de incertezas e não orientado. Buscando esclarecer tal cenário, alguns grupos de estudo estão desenvolvendo padrões para a *smart grid*. A União Internacional de Telecomunicações estabeleceu o *Focus Group on Smart Grid* (FG-Smart) que desenvolveu uma arquitetura de referência simplificada para a *smart grid*, conforme apresentado na Figura 1, onde os domínios do fornecedor de serviços, rede e consumidor são conectados através de uma rede de comunicação para a troca de informação entre eles. O supervisor SCADA no domínio da rede pode, por exemplo, controlar e coletar dados em tempo real dos dispositivos de campo via rede de comunicação (LEE; SU, 2013). O grupo FG-Smart obteve a arquitetura de referência a partir do agrupamento dos componentes da *smart grid* em três grandes conjuntos: aplicações/serviços da *smart grid*; comunicação; e equipamentos físicos que são, respectivamente, associados às camadas 1, 2 e 3 na Figura 1. Esta proposta de modelo em camadas, desenvolvido pelo grupo FG-Smart, é fundamentada em padrões já existentes como o modelo de projeto do sistema SCADA que também possui três camadas fundamentais: centro de controle; redes de comunicação; e sítios em campo (STOUFFER, 2006), onde protocolos de comunicação padronizados ou proprietários são utilizados para transportar informações entre o centro de controle e os sítios em campo usando técnicas de telemetria através de meios como linha telefônica, cabo, fibra óptica e rádio frequência.

Figura 1 - Arquitetura de referência simplificada para a *smart grid*.

Fonte: Elaboração do próprio autor.

No geral, as funções internas de qualquer sistema de comunicação podem ser padronizadas ou descritas pelo modelo aberto de interconexões de sistemas (OSI) que agrupa todas as funções de comunicação em sete camadas lógicas. A camada intermediária fornece informações para a camada superior e coleta informações da camada inferior. O diagrama na Figura 2 apresenta o modelo OSI de referência básico.

Figura 2 - Modelo de referencia de comunicação OSI.

7	Aplicação	Transferência de arquivos, envio de e-mails, terminal virtual, etc.
6	Apresentação	Formatação de dados, conversão de códigos e caracteres.
5	Seção	Negociação e conexão com outros nós.
4	Transporte	Métodos para entrega de dados ponto-a-ponto.
3	Rede	Roteamento de pacotes em uma ou várias redes.
2	Link de dados	Detecção e correção de erros do meio de transmissão.
1	Física	Transmissão e recepção dos <i>bits</i> brutos pelo meio de comunicação.

Fonte: Elaboração do próprio autor.

As camadas são numeradas hierarquicamente de 1 a 7 cujas descrições são:

- 1) *Camada física:* define as especificações elétricas e físicas para os dispositivos, em particular, a relação entre um dispositivo e um meio de transmissão tais como cobre e fibra óptica;

- 2) *Camada do link de dados*: controla o fluxo de dados, estabelece um protocolo de comunicação entre sistemas, detecta e corrige erros que possam ocorrer na camada física;
- 3) *Camada de rede*: fornece meios funcionais e processuais de transferência de dados de uma fonte para um *host* de destino localizado em uma rede diferente, mantendo a qualidade de serviço exigida pela camada de transporte. Os roteadores operam nesta camada;
- 4) *Camada de transporte*: suporta a transferência transparente de dados entre os usuários finais fornecendo serviços de transferência de dados confiáveis para as camadas superiores;
- 5) *Camada da seção*: estabelece uma seção de comunicação entre computadores diferentes definindo o modo de transmissão de dados e colocando marcações nos dados transmitidos a fim de restabelecer a seção caso ocorra alguma falha na rede;
- 6) *Camada de apresentação*: converte o formato de dado recebido a partir da camada de aplicação para o formato de dado usado na comunicação. Por exemplo, converte um arquivo de texto para o padrão ASCII. Esta camada pode ter outros usos como compressão e criptografia de dados;
- 7) *Camada de aplicação*: está mais próxima do usuário final e fornece as aplicações necessárias para estabelecer a interação entre máquina e usuário. Esta camada também disponibiliza recursos para viabilizar a comunicação.

O modelo OSI suporta diversos protocolos de comunicação sendo essencial no projeto de qualquer rede de comunicação. Sua utilidade e versatilidade influenciaram o desenvolvimento de um modelo de referência completo que incorporasse e especificasse todas as funcionalidades da *smart grid* (CÉSPEDES, 2012). Na Figura 3 são apresentadas as sete camadas desse modelo de referência completo para a *smart grid* e as descrições de cada camada do modelo de referencia completo são as seguintes:

- 1) *Camada física (F)*: inclui todos os elementos físicos do sistema de potência e todos os equipamentos que operam com variáveis analógicas como geradores, linhas, transformadores, equipamento de proteção analógico, medidores de energia convencional, transdutores, etc;
- 2) *Camada de interface (If)*: esta camada permite a conexão e transferência de dados entre os elementos físicos e as camadas superiores. Relaciona-se a

Figura 3 - Modelo de referencia para a *smart grid*.

7	Inteligência (I)	Processamento avançado entre sistemas para operação automatizada.
6	Análise (A)	Contém funções e aplicações que auxiliam na tomada de decisão.
5	Modelo (M)	Representação abstrata dos componentes da <i>Smart Grid</i> .
4	Sistema (S)	Coleta e processamento de dados.
3	Comunicação (C)	Troca de dados entre os componentes da <i>Smart Grid</i> .
2	Interface (If)	Conversão analógico/digital e transferência de dados.
1	Física (F)	Sistema de potência: geradores, transformadores, proteção analógica, etc

Fonte: Elaboração do próprio autor.

todos os elementos que permitem avançar da dimensão analógica para a digital. Por exemplo, reporta o estado de elementos físicos tais como aberto/fechado em formato digital (0/1), ou as variáveis de operação digitalizadas (tensão, corrente, potência, etc);

- 3) *Camada de comunicação (C)*: inclui todos os componentes que permitem a troca de dados entre os elementos da *smart grid*. Compõe-se dos mecanismos que permitem a comunicação, por exemplo, os protocolos usados para enviar mensagens para as camadas superiores. Sustenta-se por roteadores e outros dispositivos de comunicação, e suporta vários meios para transferência de dados como fibra óptica, comunicação na linha de potência (PLC), micro ondas, etc. Todas as formas de comunicação transportam cargas de informação digital;
- 4) *Camada do sistema (S)*: corresponde ao conjunto de dispositivos e aplicações que coletam dados das camadas de comunicação, interface e física. Esta camada inclui as funções de processamento de dados (cálculos básicos), geração e gerenciamento de alarmes, eventos e *logs* e, coleta de dados históricos;
- 5) *Camada de modelo (M)*: compõe a representação abstrata dos elementos das camadas do sistema, comunicação, interface e física para permitir análise e simulação pelas camadas superiores. O modelo pode ser tão detalhado quanto o exigido, e é normalmente documentado por linguagens específicas como a linguagem de modelagem unificada (UML). Um exemplo é o modelo de informação comum (CIM) e as modelagens exigidas do padrão IEC61850;

- 6) *Camada de Análise (A)*: inclui todas as funções e aplicações para suportar as tomadas de decisões do operador usando dados em tempo real ou históricos da camada do sistema. Por exemplo, o estimador de estados usa dados do sistema SCADA na realização de seus próprios cálculos e ajuda o operador usando casos bases consistentes para posterior processamento em métodos de análise de contingências e fluxo de potência;
- 7) *Camada de inteligência (i)*: é o mais alto nível do modelo de referência da *smart grid*. Ela inclui aplicações avançadas de processamento de dados, tais como mineração de dados e processos altamente automatizados, que não exigem a intervenção humana. Esta última camada coleta dados de vários sistemas e aplicações complexas para converter isso em informações e decisões. A camada de inteligência inclui funções como a operação de rede automática, proteção avançada adaptativa e aplicações de controle.

Este modelo de referência completo é um conceito de alto nível que possibilita a diferenciação dos projetos da *smart grid* daqueles convencionais do sistema elétrico.

1.2 DMS AVANÇADO

No passado, as redes de distribuição não focavam na eficiência operacional e, hoje, o aumento da demanda por eletricidade, juntamente com o desenvolvimento de novas tecnologias, encorajam a modernização do sistema de distribuição. No futuro, as exigências de monitoramento e controle do sistema de distribuição devem aumentar devido à arquitetura integrada da *smart grid* que deve permitir a troca de informações entre o DMS e o mercado de energia. Além disso, o emprego intenso de sensores nas redes de distribuição deve ser essencial para o sucesso das tecnologias da *smart grid*. Os clientes da concessionária de energia também devem consumir e gerar eletricidade usando agendamentos e regras específicas que exigem uma rede de distribuição com fluxo bidirecional de energia e alta capacidade de monitoramento e controle (GLOVER et al., 2010).

O impacto do gerenciamento da resposta à demanda (DRM) e o comportamento dos consumidores devem ser modelados e previstos pelas regras de preço e procedimentos de premiação para determinados períodos de tempo que podem ser incorporados em algoritmos de modelagem e previsão de cargas (algoritmos de fluxo de potência, modelagem dos componentes da rede de distribuição e previsão de carga e topologia)

através de uma conexão direta entre os aplicativos do DMS e DRM. Por exemplo, quando um aplicativo do DRM tenta liberar alguma carga em resposta a uma ordem do operador do sistema, antes disso, ele precisa checar com o DMS se a liberação de carga não causará

Tabela 1 - Funções do DMS avançado na *smart grid*

Função do DMS	Abreviação	Avanço
Detecção, isolamento e restauração de faltas	FDIR	Otimização para configurações radiais e malhada fechada. Reconfiguração multi nível do alimentador, estratégia de reconfiguração multi objetiva e validação do carregamento futuro.
Controle integrado de tensão e potência	IVVC	Identificar falhas no banco de capacitor, trocador de <i>tap</i> e regulador. Fornecer estatísticas suficientes para otimizar bancos de capacitores e reguladores localizados na rede. Os objetos do IVVC regional devem incluir otimização operacional ou baseada no custo.
Processador de topologia	TP	
Fluxo de potência da distribuição	DPF	
Reconfiguração ótima de rede	ONR	Devem estender-se até os consumidores, incluir modelos e análises mono e trifásicas. Pequenas cargas de geração devem complicar o controle emergencial, as análises de fluxo de potência e contingência da rede. Esquemas de proteção devem considerar o fluxo de potência bidirecional.
Análise de contingência	CA	A verificação dos bancos de dados deve permitir maior precisão na previsão da carga em condições esperadas quando as aplicações são chamadas para operar.
Gerenciamento dos pedidos de chaveamento	SOM	Estimação de carga e gerenciamento dos dados da carga devem auxiliar no planejamento e otimização da operação.
Análise de curto-circuito	SCA	
Coordenação dos relés de proteção	RPC	
Alocação ótima de capacitor/regulador de tensão	OCP/OVP	
Simulador de treinamento do despacho	DTS	
Modelagem/Estimação de carga	LM/LE	Comportamento do consumidor além de previsto deve ser individualmente gerenciado inteligentemente e influenciado pelo gerenciamento da distribuição.

Fonte: Elaboração do próprio autor.

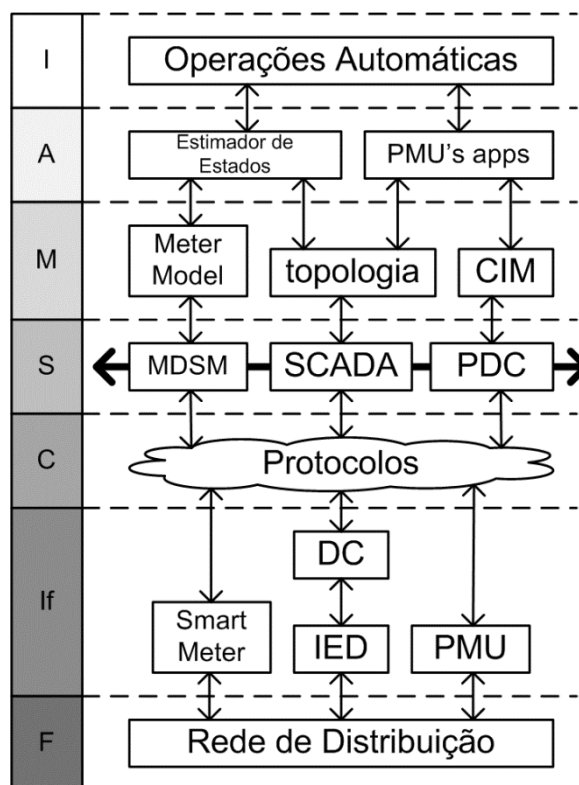
nenhuma violação da conectividade, operação ou proteção da rede de distribuição (NIYATO et al., 2012). Portanto, os avanços tecnológicos da *smart grid* têm grande influência nas funções do DMS que devem se adaptar para suportar todas as exigências de monitoramento e controle (FAN; BORLASE, 2009). As principais adaptações são sintetizadas na Tabela 1.

Ademais, um DMS avançado também deve fornecer os aplicativos e as ferramentas de análise e visualização que incorporarem o elevado aumento de dados dos dispositivos de campo. As ferramentas de visualização fornecem uma visão detalhada e clara da grande quantidade de dados, por exemplo, elas podem mostrar o perfil das magnitudes de tensão pelos contornos coloridos nos diagramas da rede de distribuição, podem monitorar e alarmar os desvios de tensão ou podem mostrar o fluxo de energia nas linhas de distribuição através de um diagrama de contorno onde os tons das cores correspondem às correntes nas linhas. Deste modo, os operadores do sistema e fornecedores de serviços podem se beneficiar enormemente dessas ferramentas em suas atividades diárias.

1.3 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de uma plataforma de simulação do DMS avançado seguindo o modelo de referência completo da *smart grid*. Para atingir esta meta, tem-se em foco a análise computacional e filosófica das principais funções do sistema de gerenciamento energia. A plataforma de simulação proposta neste trabalho deve permitir a emulação dos comportamentos da moderna rede de distribuição fornecendo, assim, um caminho alternativo para investigar e desenvolver os recursos de operação, planejamento e controle da *smart grid*.

Na Figura 4 é apresentada uma visão simplificada dos componentes de um DMS avançado gerado a partir do modelo de referência da *smart grid*. Na camada física estão todos os equipamentos elétricos da rede de distribuição como geradores distribuídos, condutores, transformadores, dispositivos de proteção, cargas, etc. Os dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs) foram introduzidos na camada de interface. Esses dispositivos inteligentes fazem a conversão direta das variáveis analógicas para dados digitais. Logo acima dos IEDs, existem os concentradores (DC) que coletam dados de múltiplos IEDs e os enviam ao centro de controle. Recentemente, as PMUs também têm sido adicionadas à camada de interface como dispositivos conversores de dados. As PMUs produzem dados similares aos dados dos IEDs uma vez que suas entradas possuem os mesmos valores analógicos de corrente e tensão, mas as PMUs também fornecem ângulos

Figura 4 - Modelo de referencia da *smart grid* aplicado ao DMS avançado.

Fonte: Elaboração do próprio autor.

de fase que complementam os dados exigidos para certos aplicativos melhorando o monitoramento, análise, controle e proteção do sistema elétrico. Do ponto de vista das cargas elétricas pertencentes ao sistema de distribuição, os *smart meters* podem ser adicionados à camada de interface, assim o MDSM pode coletar os dados medidos pelos *smart meters* usando a rede de comunicação sem-fio, PLC ou fibra óptica e, depois, compartilhar esses dados com o sistema SCADA na camada de sistema.

Na camada de modelos residem as representações matemáticas de todos os componentes do sistema elétrico que são exigidas pelos aplicativos das camadas de análise e inteligência para processamento da informação. Por exemplo, o estimador de estado é um aplicativo que faz parte da camada de análise enquanto as funções de *self-healing* fazem parte da camada de inteligência, ou seja, a camada de inteligência deve ser utilizada, principalmente, para implantar algoritmos que permitam ao DMS avançado tomar decisões de controle do sistema elétrico sem a intervenção humana.

1.4 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

O desenvolvimento da plataforma de simulação do ambiente da *smart grid* possibilitou a investigação de outras áreas do conhecimento. Por exemplo, o estudo das

tecnologias de comunicação e informação foi fundamental para a elaboração da plataforma de simulação. Houve, também, ganho de conhecimento no desenvolvimento de novos algoritmos de operação da *smart grid*. Métodos puramente matemáticos foram aplicados e adaptados na elaboração de novas ferramentas computacionais tais como o algoritmo de estimação de estado e de localização de perdas não técnicas. Além disso, a plataforma desenvolvida pode ser utilizada no treinamento de funcionários das concessionárias de energia elétrica e no desenvolvimento de novas estratégias de operação do sistema elétrico.

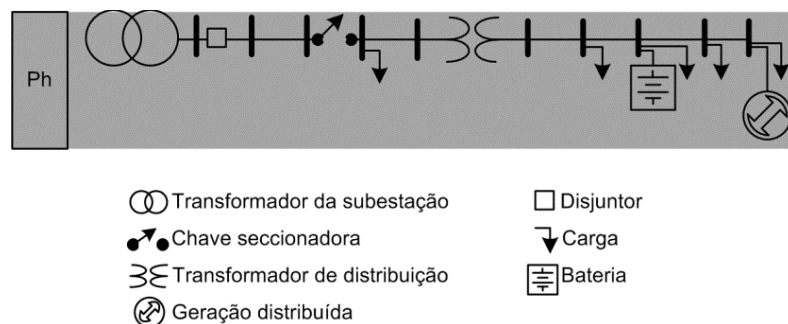
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Em relação à estrutura do trabalho, cada capítulo é dedicado para uma camada do modelo de referência da *smart grid*. Dessa forma, no Capítulo 2, a camada física é descrita juntamente com as metodologias empregadas para simulação do seu comportamento. Os Capítulos 3 e 4 são, respectivamente, dedicados às camadas de interface e comunicação. O supervisor do DMS avançado e os recursos computacionais da camada de sistema são detalhados no Capítulo 5, ao passo que os padrões utilizados no desenvolvimento do supervisor são descritos no Capítulo 6 que está associado à camada de modelo. No Capítulo 7, é apresentada a camada de análise com a explicação do algoritmo de estimação de estados que é amplamente utilizado pelas operações automáticas da camada de inteligência explorada no Capítulo 8. Por fim, no Capítulo 9 são apresentados os resultados das avaliações dos métodos propostos neste trabalho e das ferramentas desenvolvidas para supervisor do DMS avançado.

2 FORMULAÇÃO DA CAMADA FÍSICA

Na camada física, existe o sistema de distribuição, onde as redes primárias e secundárias são conectadas através de um transformador de distribuição. Na Figura 5 apresentam-se os equipamentos elétricos comumente encontrados nesta camada.

Figura 5 - Representação simplificada da camada física.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Atualmente, as redes de distribuição em operação não possuem altos níveis de automação nem alta penetração da geração distribuída tão pouco o monitoramento e controle inteligentes, consequentemente, a quantidade de dados disponíveis para estudos de controle, planejamento e operação é extremamente baixa. A solução para contornar esta dificuldade prática, no desenvolvimento de sistemas, modelos e técnicas para simulação de *smart grid* pode ser obtida através de métodos computacionais que reproduzem meticulosamente o comportamento dos diversos equipamentos elétricos presentes nas redes de distribuição. O algoritmo de fluxo de potência é um bom método computacional que pode ser empregado para reproduzir o comportamento das redes de distribuição na camada física.

2.1 FLUXO DE POTÊNCIA

No passado, numerosos estudos de planejamento e operação foram realizados através de uma representação fixa em estado permanente do sistema elétrico de

distribuição, mas hoje a moderna rede de distribuição exige maior precisão na análise quando comparada com a rede do passado. Fatores como flutuações de cargas e falhas aleatórias das unidades geradoras e equipamentos da rede de distribuição devem ser considerados para avaliar o estado do sistema (WANG et al., 2008). Dentre os fatores aleatórios, destacam-se as flutuações de carga que são comuns ao sistema elétrico e afetadas pelo mercado de energia. Logo uma metodologia que considere a contínua variação da carga ao longo do tempo é útil para desenvolver novas ferramentas computacionais analíticas.

Algumas metodologias para compreender o cálculo das variáveis do sistema de distribuição podem ser encontradas na literatura especializada, por exemplo, (CRUZ et al., 2006) ilustra o cálculo da demanda de transformadores de distribuição através de um método fundamentado no algoritmo de fluxo de potência que utiliza uma equação adaptada de (GHOSH et al., 1997) para equacionamento da carga; (GALLEGO; FELTRIN, 2012) usa um algoritmo de fluxo de potência probabilístico baseado em uma simulação de Monte Carlo para calcular a demanda dos transformadores de distribuição e (CONTI; RAITI, 2007) apresenta um fluxo de potência probabilístico baseado na técnica de Monte Carlo para uma rede de baixa tensão que possui geração distribuída fotovoltaica. Todas as metodologias citadas anteriormente consideram a variação de carga ao longo do tempo, mas algumas metodologias consideram somente a rede primária enquanto outras só contemplam a rede secundária.

2.1.1 Algoritmo de fluxo de potência determinístico

A rede de distribuição é composta por ramos e barras, os primeiros são equipamentos elétricos conectados em série como linhas, reguladores de tensão e chaves, similarmente, as barras são equipamentos elétricos em derivação como cargas, capacitores e geradores. Nesta representação, o transformador de distribuição também está em série e conecta a rede primária à secundária causando, frequentemente, deslocamentos nos ângulos de fase devido ao tipo de conexão dos seus terminais.

A representação matemática da rede de distribuição é dada por uma árvore de grafo, $G(\eta, \nu)$, onde η é um conjunto finito de nós, que possui os parâmetros dos equipamentos conectados em série, e ν é um conjunto finito de arestas, que possui os parâmetros dos equipamentos conectados em derivação. Logo o fluxo de potência determinístico pode ser modelado como uma função de transferência, H , dada por (2.1).

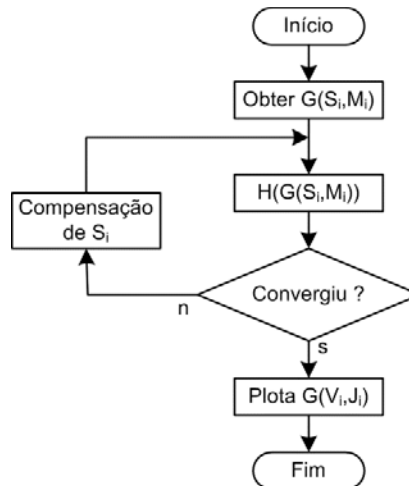
$$G(\dot{V}_i, \dot{J}_i) = H\left(G(\dot{S}_i, M_i)\right) |_{\dot{V}_0 = \dot{V}^{OP}}, \quad i = 0, 1, 2, \dots, n_{BR} \quad (2.1)$$

Nesta representação do fluxo de potência determinístico, os nós e as arestas são primeiramente organizados seguindo a topologia da rede de distribuição onde os elementos que são mais periféricos possuem uma maior numeração, i , que os elementos mais próximos da subestação, assim o elemento mais periférico possui um valor de numeração igual à n_{BR} . Além disso, os valores de entrada da função são a injeção de potência, \dot{S}_i , dos equipamentos em derivação, e um modelo, M_i , representando a parte dos equipamentos em série. Após os cálculos do fluxo de potência, os nós assumem a tensão das barras, \dot{V}_i , e as arestas as correntes dos ramos, \dot{J}_i , no grafo de saída. Caso seja adotado um algoritmo de varredura *backward/forward* (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995) então a tensão no nó raiz é igual à tensão de operação da rede de distribuição, V^{OP} .

$$H: \begin{bmatrix} [\dot{J}_i]_{3 \times 1} \\ [\dot{V}_i]_{3 \times 1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [A_i]_{3 \times 3} & [\bar{B}_i]_{3 \times 3} \\ [\bar{C}_i]_{3 \times 3} & [D_i]_{3 \times 3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sum [\dot{J}_d]_{3 \times 1} + \left[\left(\frac{\dot{S}_i}{\dot{V}_i} \right)^* \right]_{3 \times 1} \\ [\dot{V}_u]_{3 \times 1} \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

A equação (2.2) é uma representação matricial compacta de H com todas as variáveis de entrada e saída do fluxo de potência determinístico trifásico, onde o modelo da aresta, $[M_i]_{6 \times 6}$, corresponde a um conjunto de matrizes tal que: $[A_i]_{3 \times 3}$ e $[D_i]_{3 \times 3}$ são adimensionais, $[\bar{B}_i]_{3 \times 3}$ tem unidade de admitância e $[\bar{C}_i]_{3 \times 3}$ tem unidade de impedância. No procedimento de varredura *backward*, o algoritmo calcula as correntes nos ramos, \dot{J}_i , usando valores conhecidos das correntes adjacentes à jusante que são identificadas pelo índice d e, na varredura *forward*, o algoritmo calcula as tensões nas barras, \dot{V}_i , usando

Figura 6 - Fluxograma do fluxo de potência determinístico completo.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

valores conhecidos das tensões adjacentes à montante que são identificadas pelo índice u .

A formulação anterior resolve o problema do fluxo de potência determinístico para uma rede de distribuição radial sem nenhuma barra controlada por tensão. A resolução de uma rede distribuição com malhas e geração distribuída é obtida usando uma rotina de compensação de potência. Na Figura 6 é mostrado o fluxograma do algoritmo de fluxo de potência determinístico completo com a rotina de compensação de \hat{S}_i para o cálculo das correções das injeções de potência na barra controlada por tensão até atingir os critérios de convergência. Assim, os diferentes equipamentos elétricos devem ser matematicamente modelados de acordo com seu tipo de conexão.

2.1.1.1 Equipamentos conectados em série

2.1.1.1.1 Linha de distribuição

Os alimentadores nas redes de distribuição possuem linhas trifásicas aéreas e subterrâneas modelados por suas impedâncias série, \bar{Z}_{li} .

$$\begin{bmatrix} [A_i]_{3 \times 3} & [\bar{B}_i]_{3 \times 3} \\ [\bar{C}_i]_{3 \times 3} & [D_i]_{3 \times 3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [In]_{3 \times 3} & [\bar{0}]_{3 \times 3} \\ -[\bar{Z}_{li}]_{3 \times 3} & [In]_{3 \times 3} \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

O modelo da linha de distribuição foi adaptado de (ALHAJRI et al., 2010) em que $[In]_{3 \times 3}$ é a matriz identidade, $[\bar{0}]_{3 \times 3}$ é a matriz zero e $[\bar{Z}_{li}]_{3 \times 3}$ representa a impedância trifásica da linha.

2.1.1.1.2 Transformador de distribuição

Este equipamento é muito comum nas redes de distribuição convertendo do nível de média para baixa tensão.

$$\begin{bmatrix} [A_i]_{3 \times 3} & [\bar{B}_i]_{3 \times 3} \\ [\bar{C}_i]_{3 \times 3} & [D_i]_{3 \times 3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_n^{-1}[\Phi_i]_{3 \times 3} & [\bar{Y}_{mi}]_{3 \times 3} \\ -[\bar{Z}_{Di}]_{3 \times 3} & K_n^{-1}[\Phi_i]_{3 \times 3}^T \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Os parâmetros do transformador de distribuição são obtidos a partir das informações de placa e dos testes de curto-circuito e circuito aberto. Em (2.4), $[\bar{Y}_{mi}]_{3 \times 3}$ e $[\bar{Z}_{Di}]_{3 \times 3}$ são matrizes diagonais preenchidas pela admitância de magnetização e impedância de dispersão, respectivamente, K_n é a relação de transformação e $[\Phi_i]_{3 \times 3}$ representa a matriz de deslocamento angular para diferentes tipos de conexões do transformador sendo resultante da análise de incidência nodal nos terminais do transformador.

2.1.1.2 Equipamentos conectados em derivação

2.1.1.2.1 Capacitor

O banco de capacitores é usado para compensar o fator de potência podendo reduzir as perdas elétricas ao longo da rede de distribuição através do cancelamento da potência reativa dos motores ou de qualquer outro tipo de equipamento com baixo fator de potência (GRAINGER; CIVANLAR, 1985). O banco de capacitores também pode regular a tensão da rede sempre que seus capacitores forem chaveados, como é formulado por (2.5).

$$\dot{S}_i^p(s) = 0 - j \frac{s Q^{NOM}}{3 S^{MAX}}, \quad p = a, b, c \quad (2.5)$$

A especificação de um banco de capacitores corresponde à sua potência reativa trifásica total, Q^{NOM} , assim cada fase, p , possui um terço dessa potência total tanto na conexão estrela quanto na delta. Além disso, um banco de capacitores chaveados depende do passo, s , que controla a quantidade de potência reativa injetada na rede de distribuição. Em (2.5), s é um valor inteiro positivo que pode atingir um valor máximo igual à s^{MAX} .

2.1.1.2.2 Gerador distribuído

Este equipamento elétrico está se tornando cada vez mais comum no sistema de distribuição e pode reduzir as perdas elétricas melhorando, assim, o perfil de tensão e aumentando a confiabilidade da rede de distribuição. O gerador distribuído é modelado como uma barra PQ ou PV (KHUSHALANI et al., 2007). Se o modelo PV de barra é adotado, a tensão na barra do gerador, $|\dot{V}_i^p|$, é comparada com uma tensão previamente especificada, $|\dot{V}_{SP}^p|$, até ocorrer a convergência, ou seja, até que a diferença de tensão, calculada usando (2.6), tornar-se menor que um erro tolerável máximo de tensão, ε_{DG} , como dado por (2.7).

$$\Delta V_i^p = |\dot{V}_{SP}^p| - |\dot{V}_i^p| \quad (2.6)$$

$$\max_{p=a,b,c} \{|\Delta V_i^p|\} \leq \varepsilon_{DG} \quad (2.7)$$

Como a tensão depende fortemente da potência reativa do gerador, a rotina de compensação de potência ajusta a potência reativa do gerador distribuído, Q_{DG}^p , entre um valor de potência reativa máximo, Q_{DG}^{max} , e um valor de potência reativa mínimo, Q_{DG}^{min} , a fim de diminuir a diferença de tensão, ΔV_i^p . O método de compensação é equacionado por

(2.8) onde a potência reativa exigida para eliminar a diferença de tensão é adicionada à potência reativa da iteração anterior, $Q_{DG,anterior}^p$.

$$Q_{DG}^p = \text{img}\{\dot{V}_i^p(\Delta I_i^p)^*\} + Q_{DG,anterior}^p \quad (2.8)$$

A equação (2.9) estabelece que a injeção de corrente, ΔI_i^p , que é usada para calcular a correção de potência reativa, depende da diferença de tensão e da impedância série de curto-circuito, \bar{Z}_{SC} , entre o gerador distribuído e a barra da fonte de energia.

$$\Delta I_i^p = \frac{|\Delta V_i^p|}{|\bar{Z}_{SC}|} e^{j(\text{sgn}(\Delta V_i^p)\frac{\pi}{2} + \text{ang}(\dot{V}_i^p))} \quad (2.9)$$

Se o valor de potência reativa viola os limites especificados, durante a rotina de compensação de potência, então a potência reativa do gerador distribuído é fixada no valor limite (Q_{DG}^{max} ou Q_{DG}^{min}) e sua barra passa a ser tratada como um modelo de barra PQ.

2.1.1.2.3 Carga

É o ponto de conexão do cliente final e é modelada pela potência aparente consumida mais o comportamento composto resultante da conexão de diferentes aparelhos elétricos.

$$S_i^p = \frac{S_i^{NOM}}{3} \sum_{q=0}^2 \left[\lambda_q \left(\frac{|\dot{V}_i^p|}{|\dot{V}_i^{NOM}|} \right)^q \right] \quad (2.10)$$

Em (2.10), S_i^{NOM} é a magnitude da potência aparente nominal trifásica e \dot{V}_i^{NOM} é tensão nominal trifásica da barra i . O índice q indica o comportamento da carga: $q=0$ (potência constante), $q=1$ (corrente constante) e $q=2$ (impedância constante). Além disso, uma carga pode ter os três comportamentos simultaneamente ponderados por um fator λ_q cuja soma é igual à unidade. Este modelo de carga é conhecido como modelo ZIP que é determinístico e fixo ao longo do tempo, assim a multiplicação do valor de S_i^p por uma função do tempo deve produzir um modelo de carga onde o valor da potência de carga, $\dot{S}_i^p(t_s)$, é próximo do comportamento real.

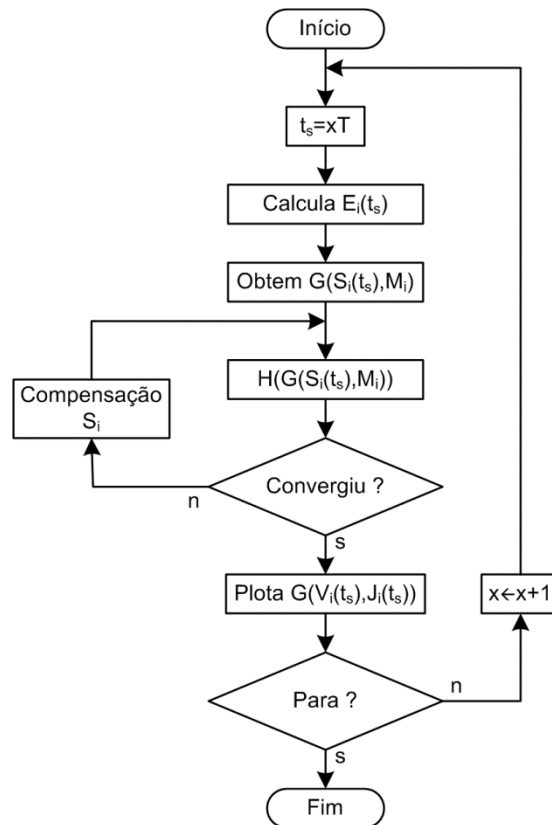
$$\dot{S}_i^p(t_s) = S_i^p \dot{E}_i^p(t_s) \quad (2.11)$$

A função no tempo, $\dot{E}_i^p(t_s)$, representa a porcentagem do consumo de energia ao longo do tempo e possui a característica estocástica exigida pelo algoritmo de fluxo de potência probabilístico.

2.1.2 Algoritmo de fluxo de potência probabilístico

A porcentagem de consumo de energia é expressa como a relação entre a potência instalada e a consumida ou, também, como a demanda de potência ao longo do tempo que é medida de hora em hora. A metodologia proposta utiliza um intervalo de tempo discreto, T , que é o intervalo de medição simulado e pode ser ajustado pelo operador durante o processamento do algoritmo de fluxo de potência probabilístico ilustrado na Figura 7.

Figura 7 - Fluxograma do fluxo de potência probabilístico.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

O algoritmo do fluxo de potência probabilístico pode reproduzir o comportamento dos equipamentos elétricos na camada física e gerar valores de tensão e corrente até o operador pausá-lo. Em cada iteração, x , o algoritmo incrementa um T em t_s , calcula a porcentagem do consumo de energia e realiza o cálculo de um fluxo de potência determinístico, deste modo, a carga flutua ao longo do tempo continuamente.

2.1.2.1 Função da porcentagem do consumo de energia

A função de porcentagem do consumo de energia é um número complexo, pois representa a demanda da carga inicialmente especificada pela magnitude de sua potência aparente.

$$\dot{E}_i^p(t_s) = r_i^p(t_s)e^{j \cos^{-1} f_i^p(t_s)} \quad (2.12)$$

Tradicionalmente, a monitoração das redes de distribuição é realizada nas subestações onde são coletadas as medições horárias da magnitude normalizada, $R(t_h)$, e do fator de potência, $F(t_h)$, da potência consumida em cada fase. A metodologia proposta calcula a magnitude normalizada, $r_i^p(t_s)$, e o fator de potência, $f_i^p(t_s)$, da potência consumida pela carga e de cada fase usando a função de densidade de probabilidade normal, $N(y)$, (WANG et al., 2008) (GALLEGO; FELTRIN, 2012).

$$N(y) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(y-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (2.13)$$

Em (2.13), a variável aleatória é y enquanto μ e σ são, respectivamente, a média e o desvio padrão de y que pode assumir o valor da magnitude normalizada da potência ou do fator de potência. Se $y(t_h)$ é uma função horária com um comportamento característico para cada hora, t_h , então, a variância da magnitude normalizada horária, $\sigma_R(t_h)^2$, e a variância do fluxo de potência horário, $\sigma_F(t_h)^2$, podem ser expressos por (2.14) e (2.15), respectivamente.

$$\sigma_R(t_h)^2 = \frac{\sum_{k=1}^{n_{DM}} (R_k(t_h))^2 - \frac{(\sum_{k=1}^{n_{DM}} R_k(t_h))^2}{n_{DM}}}{n_{DM} - 1} \quad (2.14)$$

$$\sigma_F(t_h)^2 = \frac{\sum_{k=1}^{n_{DM}} (F_k(t_h))^2 - \frac{(\sum_{k=1}^{n_{DM}} F_k(t_h))^2}{n_{DM}}}{n_{DM} - 1} \quad (2.15)$$

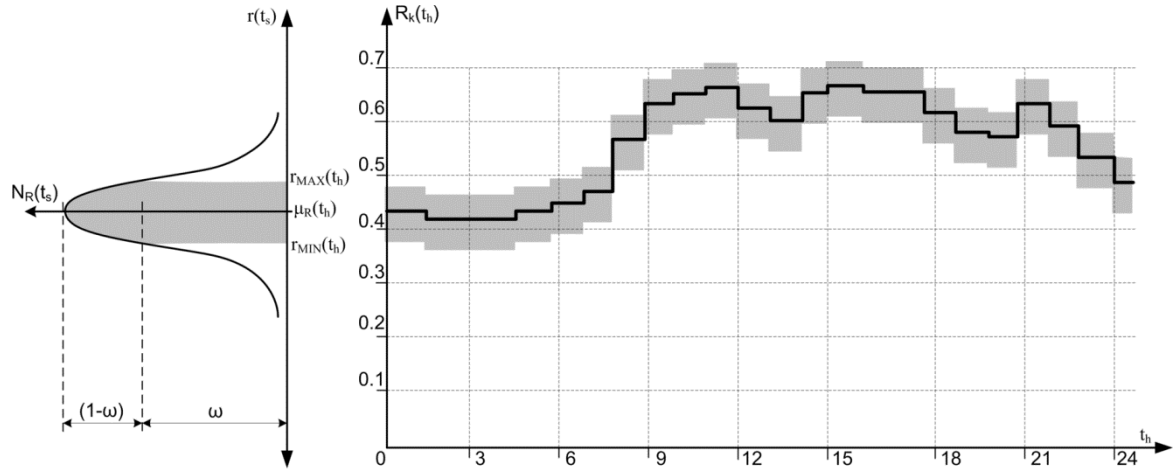
No cálculo das variâncias, n_{DM} é a quantidade de dias de medição e k é um dia específico de medição. Como a função de densidade de probabilidade depende fortemente da variância calculada, logo um ponto na curva normal pode ser escolhido facilmente.

$$N_{R,i}^p(t_s) = \frac{(\omega + \alpha_{R,i}^p(t_s)(1 - \omega))}{\sigma_R(t_h)\sqrt{2\pi}} \quad (2.16)$$

$$N_{F,i}^p(t_s) = \frac{(\omega + \alpha_{F,i}^p(t_s)(1 - \omega))}{\sigma_F(t_h)\sqrt{2\pi}} \quad (2.17)$$

Em (2.16) e (2.17), $\alpha_{R,i}^p(t_s)$ e $\alpha_{F,i}^p(t_s)$ são variáveis aleatórias reais, de 0 a 1, e as projeções dos pontos $N_{R,i}^p(t_s)$ e $N_{F,i}^p(t_s)$ na abscissa indicam os valores de $r_i^p(t_s)$ e $f_i^p(t_s)$, respectivamente. Portanto, a variável ω limita a faixa de flutuação entre uma projeção máxima e mínima. Por exemplo, a Figura 8 mostra uma curva normal onde ω limita o valor de $r(t_s)$ entre $r_{MAX}(t_h)$ e $r_{MIN}(t_h)$.

Figura 8 - Faixa de flutuação da magnitude de potência ao longo do tempo.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

$$r_i^p(t_s) = \operatorname{sgn}\left(\beta_{R,i}^p(t_s) - \frac{1}{2}\right) \sqrt{2\sigma_R(t_h)^2 \ln\left(\frac{1}{N_{R,i}^p(t_s)\sigma_R(t_h)\sqrt{2\pi}}\right)} + R_k(t_h) \quad (2.18)$$

$$f_i^p(t_s) = \operatorname{sgn}\left(\beta_{F,i}^p(t_s) - \frac{1}{2}\right) \sqrt{2\sigma_F(t_h)^2 \ln\left(\frac{1}{N_{F,i}^p(t_s)\sigma_F(t_h)\sqrt{2\pi}}\right)} + F_k(t_h) \quad (2.19)$$

Em (2.18), $\beta_{R,i}^p(t_s)$ é uma variável aleatória real, de 0 a 1, e o operador $\operatorname{sgn}(b)$ representa a função sinal que retorna 1 quando b é maior que zero, retorna -1 quando b é menor que zero ou zero quando b é igual à 0. A equação (2.18) é a inversa da distribuição normal onde a média é substituída pela medição horária da magnitude normalizada, $R_k(t_h)$. Como ilustração, a Figura 8 mostra o comportamento da magnitude normalizada de

potência ao longo do tempo onde o valor de $r_i^p(t_s)$ é aleatoriamente calculado para cada intervalo de tempo e cujo resultado está dentro da faixa de flutuação que margeia a medição de $R_k(t_h)$, deste modo, uma variação de magnitude contínua é reproduzida pelo algoritmo de fluxo de potência probabilístico. Do mesmo modo, o comportamento da variação do fator de potência pode ser reproduzido usando (2.19).

Até o momento, questões que envolvem o tempo do algoritmo não foram devidamente explicadas, uma dessas questões é a relação entre o tempo de simulação, t_s , e o tempo de medição, t_h . Em (2.20), o valor de t_h é a hora do dia em que uma medição é coletada, o operador, $\lfloor \cdot \rfloor$, sempre retorna o maior número inteiro anterior e o valor de t_s é o tempo de medição em minutos. Como t_s é incrementado pelo passo T , se $T=15min$, por exemplo, o algoritmo produz quatro medições simuladas para cada medição coletada.

$$t_h = \left\lfloor \frac{t_s}{60} \right\rfloor - 24k \quad (2.20)$$

Similarmente ao tempo de medição, a variável k representa o dia em que a medição é coletada e pode ser calculada pela equação: $k = \lfloor t_s/1440 \rfloor$.

2.1.2.2 Consumo de energia influenciado pelo mercado

Existe uma substancial quantidade de informações que flui entre os dispositivos elétricos, de monitoração e de controle no sistema de distribuição moderno. Assim, o consumidor pode possuir um sistema de gerenciamento de energia residencial (HEMS) que recebe informações do mercado e envia informações ao DMS avançado.

Tabela 2 – Unidades típicas de DER na *smart grid*.

Tipo de dispositivo	Fonte de energia primária	Controle de fluxo de potência
DG convencional	máquina de pequena hidroelétrica	+P, ±Q
	turbina eólica de velocidade fixa	+P, -Q
	turbina eólica de velocidade variável	+P, ±Q
DG não convencional	microturbina	+P, ±Q
	célula fotovoltaica/combustível	+P, ±Q
DS de longo prazo	bateria de armazenamento	±P, ±Q
DS de curto prazo	super capacitor	±P, ±Q
	<i>flywheel</i>	±P, ±Q

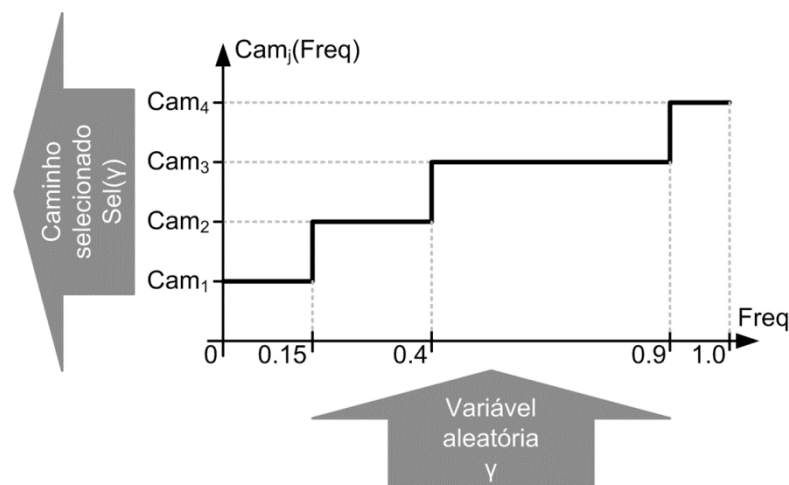
Fonte: Adaptado de (KATIRAEI et al., 2008).

rede de distribuição e δ_F é um coeficiente de conversão que torna o fator de potência igual a unidade sempre que o custo de energia é máximo, pois a demanda de potência a partir da rede de distribuição deve ser minimizada, de acordo com (2.21). As equações (2.21) e (2.22) são empregadas como controladores da energia consumida, elas também são exemplos da aplicação do método proposto de fluxo de potência probabilístico.

2.2 CONTINGÊNCIAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

As contingências nas redes de distribuição provocam a atuação do sistema de proteção interrompendo o fornecimento de energia elétrica ao consumidor final. Se o fornecimento de energia é restaurado em um curto intervalo de tempo, a interrupção é denominada transitória, caso a restauração ocorra após um longo intervalo de tempo a interrupção é denominada permanente. Geralmente, as contingências ou faltas são ocasionadas por animais e árvores em contato com partes energizadas da rede de distribuição, e severas condições de tempo tais como raios incidindo sobre os condutores ou ventos que causam o contato entre dois condutores. Logo, o gerador de contingências possui a função de simular as faltas mais comuns à rede de distribuição. Primeiramente, o algoritmo seleciona o ponto onde ocorrerá a falta e o tipo de falta, depois uma rotina é adicionada ao algoritmo de cálculo do fluxo de potência para obter o comportamento da rede de distribuição na condição de falta.

Figura 10 - Curva da frequência acumulada auxiliando na tomada de decisão.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

2.2.1 Especificação e alocação da contingência

A determinação do tipo de falta e do ramo no sistema de distribuição onde a falta ocorre depende de uma árvore de decisão cujo caminho está relacionado com as funções de

probabilidade em cada nível da árvore, além disso, o algoritmo de caminhada utiliza uma variável aleatória para auxiliar na tomada de decisão.

Na Figura 10 mostra-se uma representação gráfica da técnica utilizada pelo algoritmo de geração de contingência na tomada de decisão. No progresso de um nível para outro, na árvore de decisão, existem vários caminhos, Cam_j , com certa probabilidade ou frequência, $Freq$, de ocorrência e cujo somatório resulta na unidade, assim a variável discreta de seleção, $Sel(\gamma)$, determina um caminho em função da variável aleatória γ .

$$Sel(\gamma) = Cam_j, \text{ se } Freq_{MIN,j} < \gamma \leq Freq_{MAX,j} \quad (2.23)$$

Em (2.23), as frequências mínima, $Freq_{MIN,j}$, e máxima, $Freq_{MAX,j}$, limitam o intervalo da frequência acumulada do caminho j escolhido.

$$Freq_{MIN,j} = \sum_{i=1}^{j-1} Pr_i \quad (2.24)$$

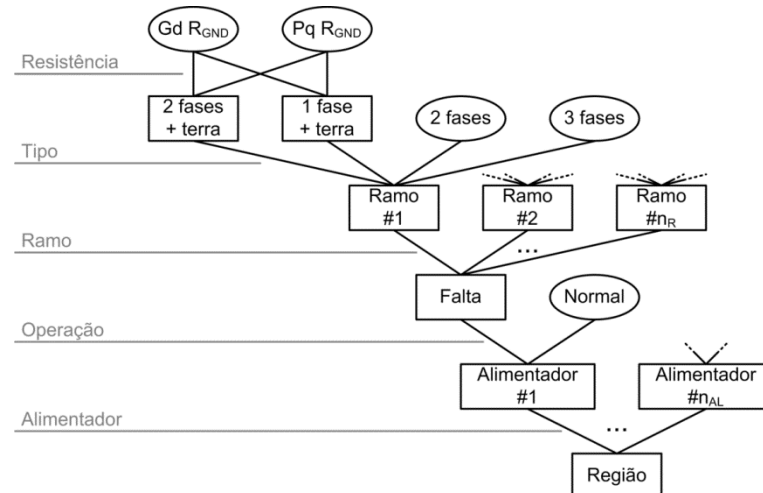
$$Freq_{MAX,j} = Freq_{MIN,j} + Pr_j \quad (2.25)$$

Logo, os limites inferior e superior da frequência dependem da probabilidade, Pr , de cada caminho, sendo a probabilidade de cada caminho obtida a partir das funções de densidade de probabilidade ou valores tabelados disponíveis na literatura.

2.2.1.1 Árvore de decisão

Na Figura 11 é apresentada a árvore de decisão utilizada pelo gerador de contingências para especificar e alocar a falta num determinado sistema elétrico. As folhas

Figura 11 - Árvore de decisão para a especificação e alocação da contingência.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

são representadas por formas elípticas e indicam as terminações da árvore, já os nós intermediários são representados por formas retangulares e indicam o entrelaçamento de três ou mais ramos. Nesta representação da árvore de decisão, o algoritmo começa na raiz, ou seja, no nó Região e o caminho até uma das folhas da árvore é realizado utilizando a variável de seleção que deve especificar dentre um conjunto de caminhos o mais favorável. As sucessivas decisões são respostas aos questionamentos do tipo: qual alimentador; qual condição de operação do alimentador; qual ramo do alimentador; qual o tipo da falta e; qual o valor da resistência de falta. As respostas são determinadas usando a probabilidade de cada caminho.

2.2.1.1.1 Seleção do alimentador

O algoritmo de geração de contingências verifica a probabilidade de ocorrência de uma contingência em uma determinada região geográfica que pode conter uma ou mais subestações, conseqüentemente, o algoritmo examina um conjunto finito de alimentadores. Como as faltas, normalmente, ocorrem através de algum agente externo agindo sobre os condutores do alimentador então é verdadeiro assumir que a probabilidade de falta em um alimentador seja dependente do seu comprimento, L_j .

$$L_j = \sum_{i=1}^{n_{BR}} l_i, \quad j = 1, 2, \dots, n_{AL} \quad (2.26)$$

O comprimento de um alimentador corresponde ao somatório do comprimento dos condutores de cada ramo, l_i , logo a probabilidade de cada alimentador sofrer uma contingência, Pr_{AL} , numa região com n_{AL} alimentadores é obtida através da relação (2.27).

$$Pr_{AL,j} = \frac{L_j}{\sum_{i=1}^{n_{AL}} L_i}, \quad j = 1, 2, \dots, n_{AL} \quad (2.27)$$

Alimentadores com maiores comprimentos possuem as maiores probabilidades de estarem sujeitos às faltas.

2.2.1.1.2 Seleção da condição de operação

Existem duas possíveis condições de operação do alimentador selecionado: normal ou em falta. Se o alimentador está operando na condição normal, não há falta e o algoritmo pausa o processo de caminhada retornando para raiz e esperando a próxima iteração, pois o

algoritmo encontrou uma folha ou terminação, caso contrário o alimentador selecionado está na condição de falta que precisa ser especificada e alocada.

$$Pr_{SC,1} = 1 - Pr_{SC,2} \quad (2.28)$$

$$Pr_{SC,2} = \frac{L_k NC_k FEC_k}{T_{AP} \sum_{i=1}^{NS_k} \left(NCI_i \sum_{j=1}^{n_{R,i}} l_j \right)} \quad (2.29)$$

Em (2.28), $Pr_{SC,1}$ é a probabilidade do alimentador selecionado estar operando em condição normal e $Pr_{SC,2}$ é probabilidade do alimentador selecionado possuir uma falta. A probabilidade de ocorrência de falta depende da frequência efetiva de interrupção ao consumidor do alimentador selecionado, FEC_k , que é utilizado pelas concessionárias para avaliar a qualidade do serviço de distribuição de energia e corresponde ao número de interrupções ocorridas, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto analisado. A variável NC_k é o número total de unidades consumidoras do alimentador k , dado pelo somatório das nc_i unidades consumidoras presentes nas $n_{BR,k}$ barras do alimentador.

$$NC_k = \sum_{i=1}^{n_{BR,k}} nc_i, \quad k = 1, 2, \dots, n_{AL} \quad (2.30)$$

Desta forma, a quantidade de consumidores interrompidos no período de apuração é $NC_k FEC_k$. Se a probabilidade de ocorrência de uma falta na seção i é calculada através da razão do seu comprimento, $\sum_{j=1}^{n_{R,i}} l_j$, pelo comprimento total do alimentador, L_k , então a média de consumidores interrompidos devido a uma falta na seção i é igual ao produto da probabilidade de ocorrência de uma falta na seção i pela quantidade de consumidores interrompidos devido a uma falta na seção i , NCI_i . Consequentemente, a média total de consumidores interrompidos por falta no alimentador k é calculada pelo somatório das médias de consumidores interrompidos devido a uma falta nas NS_k seções do alimentador k . Com isso, o número de interrupções no alimentador k é calculado através da razão da quantidade de consumidores interrompidos no período de apuração pela média total de consumidores interrompidos por falta no alimentador k . Este resultado indica que a probabilidade de ocorrência de falta depende da topologia da rede e da disposição dos dispositivos de proteção na rede de distribuição observada.

Normalmente, o período de apuração é anual, assim para uma probabilidade de falta diária adota-se $T_{AP}=365$, analogamente para uma probabilidade de falta horária, $T_{AP}=8760$.

2.2.1.1.3 Seleção do ramo com falta

Do mesmo modo que a probabilidade de seleção do alimentador depende do comprimento do alimentador, a probabilidade de seleção do ramo onde a falta vai ocorrer também depende do comprimento dos condutores do ramo.

$$Pr_{R,j} = \frac{l_j}{L_k}, \quad j = 1, 2, \dots, n_{R,k} \quad (2.31)$$

Em (2.31), L_k é o comprimento total do alimentador k , $n_{R,k}$ é a quantidade total de ramos do alimentador e l_j é o comprimento do ramo j , assim quanto maior o comprimento do ramo maior será a probabilidade de seleção do ramo para ocorrência da contingência.

2.2.1.1.4 Seleção do tipo de falta

Normalmente, as redes de distribuição são aéreas, assim os tipos de faltas mais comuns envolvem o contato entre condutores ou com a terra através de uma resistência, as faltas provocadas pelo contato de condutores podem ser trifásicas (3 fases em contato) ou bifásicas (2 fases em contato), já as faltas provocadas por uma resistência podem ser monofásicas (uma fase em contato com a terra através de uma resistência) ou bifásica com terra (2 fases em contato e aterradas por uma resistência). Na Tabela 3 é mostrada a probabilidade de cada tipo de falta (COPEL, 2004).

Tabela 3 - Comportamento das faltas na rede de distribuição

Tipo de falta	j	Pr _{FT,j}
Trifásica	1	0.02
Bifásica	2	0.11
Monofásica	3	0.79
Outro	4	0.08

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Neste nó da árvore de decisão, a ocorrência de uma falta na rede de distribuição já foi definida, portanto para a porcentagem de 8% destinada a outros tipos de faltas,

diferentes da falta trifásica, bifásica ou monofásica, é atribuída a falta envolvendo o contato entre duas fases e a terra através de uma resistência.

2.2.1.1.5 Seleção do valor da resistência de falta

Na árvore de decisão, as faltas trifásicas ou bifásicas sem terra são folhas de terminação da árvore, por outro lado, as faltas em contato com a terra também necessitam que sua resistência de aterramento seja definida como baixa ou alta.

Tabela 4 - Comportamento da resistência de falta com a terra.

Valor da resistência	j	$Pr_{Z,j}$
Baixa resistência	1	0.90
Alta resistência	2	0.10

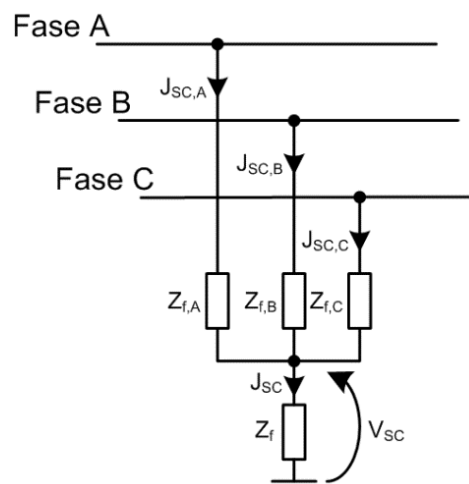
Fonte: Elaboração do próprio autor.

As resistências de falta são folhas terminais da árvore de decisão que finalizam a árvore de decisão. Uma vez que todas as especificações da contingência foram determinadas pelo algoritmo, a próxima etapa consiste em simular o comportamento da rede de distribuição sob a contingência selecionada.

2.2.2 Formulação da contingência

De um modo geral, as contingências provocadas por curtos-circuitos na rede de distribuição podem ser formuladas através de um modelo de impedância (EBRAHIMI et al., 2007) conforme o diagrama apresentado na Figura 12.

Figura 12 - Representação do curto-circuito usando quatro impedâncias.



Fonte: Adaptação de (EBRAHIMI et al., 2007).

A partir do modelo de falta com quatro impedâncias, é possível simular todos os tipos de curtos-circuitos, por exemplo, quando $Z_{f,C}=Z_f \rightarrow \infty$ e $Z_{f,A}=Z_{f,B}=0$ tem-se a representação de um curto-circuito bifásico entre as fases A e B, analogamente, para uma falta monofásica na fase A adota-se $Z_{f,B}=Z_{f,C} \rightarrow \infty$, $Z_{f,A}=0$ e $Z_f \neq 0$, para este tipo de falta a tensão no ponto da falta é dada por V_{SC} calculado pelo produto da impedância de falta, Z_f , pela corrente de falta, J_{SC} , assim para faltas com dependência da terra são necessários alguns cálculos preliminares para se determinar o valor de tensão no ponto de falta.

Além disso, a impedância série de curto-circuito, \bar{Z}_{SC} , é usada pelo algoritmo para simular o comportamento da rede de distribuição. O cálculo desta impedância é feito pela soma sucessiva de impedâncias séries, \bar{Z}_i , partindo do ponto de ocorrência da falta até a fonte do alimentador numa varredura *backward* que desconsidera os ramos laterais.

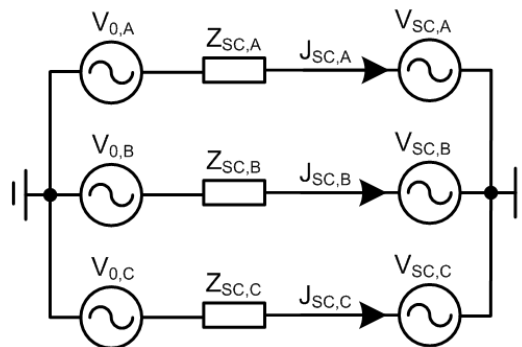
$$\bar{Z}_{SC,p} = \sum_{i=1}^{n_{zs}} \bar{Z}_{p,i}, \quad p = a, b, \text{ ou } c \quad (2.32)$$

Em (2.32), n_{zs} é o número de impedâncias série por onde flui a corrente de curto-circuito, sendo que cada ramo possui um valor de impedância.

2.2.2.1 Falta trifásica

Para este tipo de falta adota-se $Z_{f,A}=Z_{f,B}=Z_{f,C}=0$ e $Z_f \rightarrow \infty$, indicando que os condutores das três fases estão em contato, e como adotou-se o modelo ZIP para as cargas na rede de distribuição então a tensão no ponto de falta não pode ser nula, $V_{SC} \neq 0$.

Figura 13 - Representação do curto-circuito trifásico.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Figura 13 é mostrada uma representação do curto-circuito trifásico, onde a tensão no ponto da falta é igual a um erro de tensão, $V_{SC} = \varepsilon_{SC}$, deste modo a corrente de curto-circuito pode ser calculada pela equação (2.33).

$$\dot{J}_{SC,p} = \frac{\dot{V}_{0,p} - \dot{V}_{SC,p}}{\bar{Z}_{SC,p}} \quad (2.33)$$

Para simular o comportamento da falta, utiliza-se o algoritmo de cálculo do fluxo de potência completo mais uma carga auxiliar no ponto selecionado para a ocorrência da falta. Essa carga auxiliar deve ser capaz de injetar uma corrente \dot{I}_p correspondente à corrente de curto-circuito, assim uma rotina de compensação é usada para minimizar a diferença de potência, $\Delta\dot{S}_p$, provocada pelo modelo das cargas ao longo da rede.

$$\Delta\dot{S}_p = \frac{|\dot{V}_{0,p}|}{|\dot{V}_p|} \dot{V}_{SC,p} (\dot{J}_{SC,p} - \dot{I}_p)^* \quad (2.34)$$

Na rotina de compensação, a diferença de potência, dada por (2.34), é adicionada à potência da carga auxiliar, $\dot{S}_{p,anterior}$, da iteração anterior, conforme (2.35).

$$\dot{S}_p = \dot{S}_{p,anterior} + \Delta\dot{S}_p, \quad \text{se } |\dot{J}_{SC,p}| - |\dot{I}_p| \leq \delta_{SC} \quad (2.35)$$

Este procedimento de compensação é realizado até que a diferença entre as magnitudes das correntes de curto-circuito e injetada pela carga auxiliar seja menor que um erro de corrente de curto-circuito, δ_{SC} .

As equações (2.34) e (2.35) também são utilizadas para fazer a compensação de potência quando ocorre uma falta bifásica ou monofásica, mas nestes casos a compensação somente é realizada para as fases que estão em condição de falta. Além disso, a corrente de curto-circuito, J_{SC} , e a tensão no ponto de falta, V_{SC} , possuem seus próprios equacionamentos que dependem da quantidade de fases envolvidas na falta.

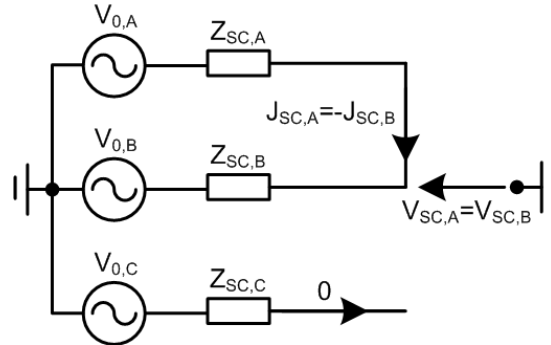
2.2.2.2. Falta bifásica

Para este tipo de falta adota-se $Z_{f,A}=Z_{f,B}=0$ e $Z_{f,C}=Z_f \rightarrow \infty$, indicando que os condutores das fases A e B estão em contato, e assume-se também que as impedâncias das linhas de distribuição estejam desacopladas assim, é possível aplicar o teorema da superposição para calcular as correntes e tensões de curto-circuito.

Na Figura 14 é demonstrada uma representação da falta bifásica, onde a corrente de curto-circuito na fase C é nula, pois esta fase não está envolvida na falta, por outro lado as

correntes que circulam pelas fases A e B são iguais em magnitude, mas estão defasadas em 180° uma da outra, $J_{SC,A} = -J_{SC,B}$.

Figura 14 - Representação do curto-circuito bifásico.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

$$j_{SC,A} = \frac{\dot{V}_{0,A} - \dot{V}_{0,B}}{\bar{Z}_{SC,A} + \bar{Z}_{SC,B}} \quad (2.36)$$

Em (2.36) é expresso o modo para o cálculo da corrente de curto-circuito que flui pela fase A, assim a tensão no ponto da falta corresponde à tensão da fonte menos a queda de tensão sobre a impedância série de falta.

$$\dot{V}_{SC,A} = \dot{V}_{0,A} - \bar{Z}_{SC,A} j_{SC,A} \quad (2.37)$$

Como os condutores das fases A e B estão em contato, então a tensão no ponto da falta é igual para as duas fases, $V_{SC,A} = V_{SC,B}$. Após esses cálculos preliminares inicia-se a etapa de compensação através das equações (2.34) e (2.35) onde se aplicam os valores de corrente e tensão de curto-circuito obtidos a partir das equações (2.36) e (2.37). Para equacionar o caso da falta bifásica, considerou-se o contato entre os condutores das fases A e B, e de um modo geral uma falta bifásica pode ocorrer através do contato de quaisquer dois condutores do sistema trifásico.

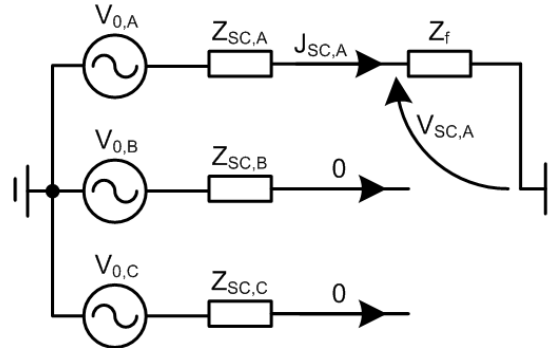
2.2.2.3 Falta monofásica

Para este tipo de falta adota-se $Z_{f,A} = 0$, $Z_{f,B} = Z_{f,C} \rightarrow \infty$ e $Z_f \neq 0$, indicando que o condutor da fase A está em contato com a terra através de uma resistência de curto-circuito, e conforme a análise da falta bifásica, assume-se que os condutores das linhas de distribuição estão desacoplados, possibilitando a aplicação do teorema da superposição para o cálculo da corrente e tensão de curto-circuito.

Na Figura 15 é mostrada uma representação da falta monofásica onde as correntes de curto-circuito nas fases B e C são nulas, pois estas fases não estão envolvidas na falta,

por outro lado a corrente que circula pela fase A é igual à corrente de falta drenada para a terra.

Figura 15 - Representação do curto-circuito monofásico.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

$$\dot{J}_{SC,A} = \frac{\dot{V}_{0,A}}{\bar{Z}_{SC,A} + \bar{Z}_f} \quad (2.38)$$

Em (2.38) é equacionada a corrente de curto-circuito na fase A pela razão entre a tensão na fonte pelo somatório da impedância série de curto-circuito mais a resistência de falta, assim a tensão no ponto da falta corresponde à queda de tensão sobre a resistência de falta.

$$\dot{V}_{SC,A} = \bar{Z}_f \dot{J}_{SC,A} \quad (2.39)$$

Após esses cálculos preliminares inicia-se a etapa de compensação através das equações (2.34) e (2.35) onde se aplicam os valores de corrente e tensão de curto-circuito obtidos a partir das equações (2.38) e (2.39). No geral, uma falta monofásica pode ocorrer através do contato de qualquer condutor da rede de distribuição com a terra através de uma resistência de falta, \bar{Z}_f .

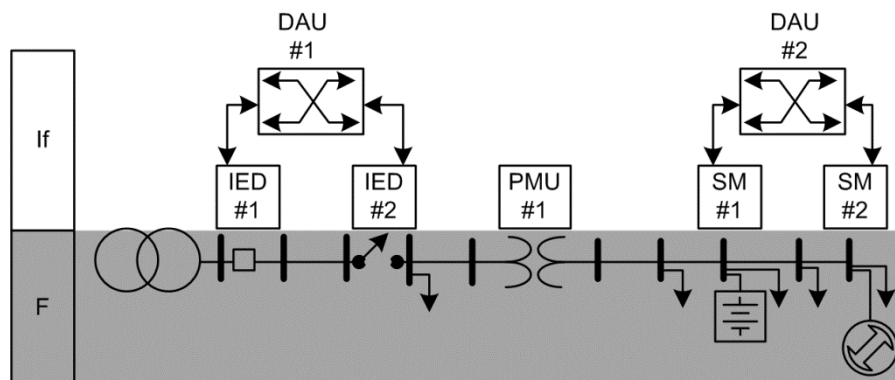
$$\bar{Z}_f = \begin{cases} \frac{25 + 25\rho}{\rho_1 - \frac{1}{2}} & \text{se alta resistência} \\ \sqrt{2\sigma_z^2 \ln\left(\frac{1}{\rho_2}\right)} + \mu_z & \text{se baixa resistência} \end{cases} \quad (2.40)$$

Em (2.40) as variáveis ρ , ρ_1 , e ρ_2 são variáveis aleatórias reais de 0 à 1, assim o máximo valor para a resistência de falta pode atingir 50 Ω caso seja selecionada a alta impedância, por outro lado, os valores de baixa resistência seguem uma distribuição normal de variância, $\sigma_z^2 = 0,0322$, e média, $\mu_z = 1,7146$ (PEDERSEN et al., 2003).

3 FORMULAÇÃO E VIRTUALIZAÇÃO DA CAMADA DE INTERFACE

Se a camada física possui os equipamentos elétricos responsáveis pela distribuição de energia, a camada de interface é composta pelos dispositivos eletrônicos que realizam a monitoração e controle dos equipamentos elétricos de potência, como mostrado na Figura 16, onde o transformador de distribuição é monitorado pela PMU #1. Similarmente, o disjuntor é monitorado e controlado pelo dispositivo eletrônico inteligente (IED) #1 e a chave automática pelo IED #2 enquanto as cargas são supervisionadas pelos *smart meters* (SM) #1 e #2.

Figura 16 - Representação dos principais componentes da camada de interface.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

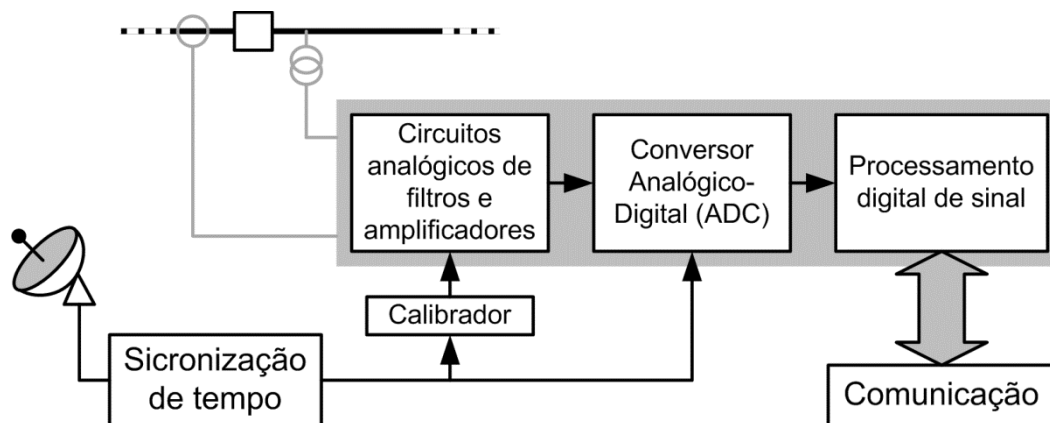
Embora seja possível encontrar as unidades agregadoras de dados (DAU) na camada de interface, a principal função da camada de interface é a conversão das medições analógicas para valores digitais através de sensores elétricos, tais como PMUs, SMs e IEDs localizados na rede de distribuição.

3.1 UNIDADES DE MONITORAMENTO E CONTROLE

3.1.1 Unidade de medição fasorial

A PMU ou sincrofasor é o componente elementar do sistema de monitoramento em área ampla. A PMU amostra sinais de tensão e corrente do sistema elétrico e os converte para fasores que são representações em números complexos dos sinais amostrados sendo frequentemente utilizados no projeto de sistemas de controle e proteção. A tecnologia da PMU avançou bastante desde que o Dr. Arun Phadke e seu grupo de pesquisa desenvolveram a primeira PMU na Virginia Tech em 1988. A moderna PMU tornou-se mais precisa e capaz de medir uma grande quantidade de fasores. Muitas PMUs possuem módulos de saída binária para transmitir sinais binários, tais como os sinais de *trip* para abrir um disjuntor. Alguns fabricantes estão integrando a PMU dentro dos relés de proteção usando o protocolo de tempo do *Inter-Ranger Instrumentation Group* (IRIG) na comunicação serial.

Figura 17 - Principais componentes da unidade de medição fasorial.



Fonte: Adaptado de (BORLASE, 2013).

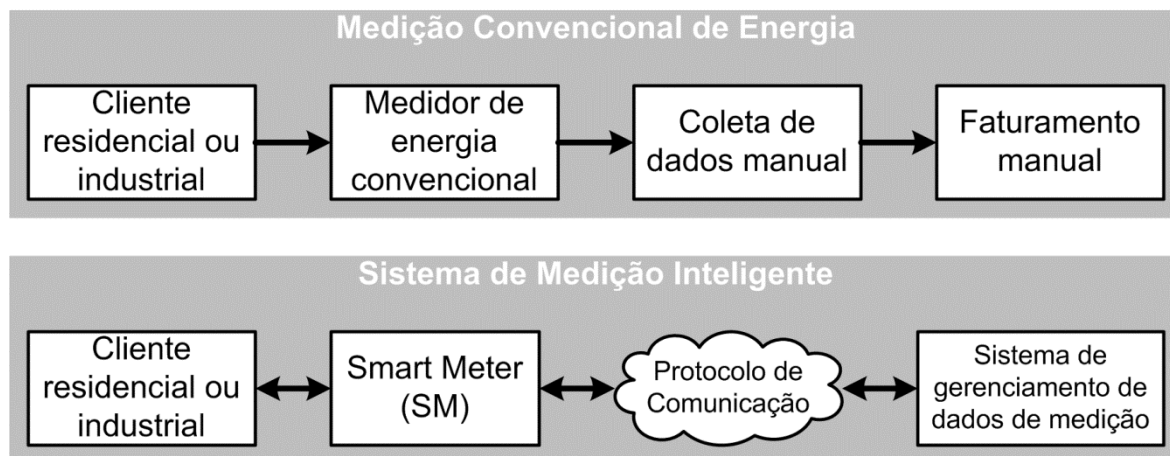
Na Figura 17 é mostrado um diagrama contendo os principais componentes de uma PMU. Geralmente, uma PMU possui entradas analógicas e digitais em placas separadas, um receptor de GPS incluindo a conectividade com a antena para sincronização de tempo e portas de comunicação. Os sinais analógicos medidos em cada fase são digitalizados por um conversor analógico-digital (ADC) e, então, enviados para um processador digital de sinais. A taxa de amostragem é cerca de 140 amostras por ciclo e a taxa de transmissão de dados em direção à central de monitoramento é em torno de 50 quadros por segundo (RABIEE et al., 2013). Cada pacote de dados inclui a frequência, taxa de variação da frequência e os fasores trifásicos dos sinais de corrente e tensão.

Os dados medidos com precisão no domínio do tempo são de grande utilidade para descrever o comportamento real de um sistema elétrico. Os dados das PMUs são aplicados em algoritmos de monitoramento de estabilidade, dinâmicas em tempo real, estimação de estados, etc (MONDAL et al., 2014).

3.1.2 *Smart meter*

O SM é um medidor de energia avançado que obtém informações do consumo de energia do consumidor final e fornece informações adicionais à concessionária ou ao operador do sistema para melhorar o monitoramento e faturamento. Com o SM dados elétricos, tais como tensão, fase e frequência, são medidos e as informações de consumo de energia em tempo real são armazenadas. Os dados coletados pelo SM possuem uma combinação de parâmetros composta, por exemplo, pelos dados referentes ao tempo e valores de consumo de eletricidade. O SM suporta a comunicação bidirecional entre o medidor e a central de operações, assim a capacidade de conectar/reconectar remotamente certas cargas elétricas pode ser utilizada para gerenciar a demanda. Na Figura 18 é comparada a arquitetura de um medidor de energia convencional com a arquitetura do SM.

Figura 18 - Arquiteturas de medição de um medidor de energia convencional e de um SM.



Fonte: Adaptado de (DEPURU et al., 2011).

Os sistemas de medição inteligentes diferenciam-se com relação à tecnologia e projeto, mas operam através de um procedimento geralmente simples. Os SMs coletam dados dos clientes residenciais ou industriais e transmitem essas informações, via uma rede de comunicação, para o sistema de gerenciamento de medição na central de operações. Uma vez que o caminho de comunicação é bidirecional, sinais de medição ou comando podem ser enviados diretamente à central de operações ou aos consumidores finais,

respectivamente. Existem dois tipos básicos de tecnologias de comunicação do sistema de medição inteligente que podem ser empregados após uma avaliação e análise das necessidades existentes e dos benefícios futuros de negócio (ZHENG; GAO, 2013).

- 1) *Rádio Frequência (RF)*: os SMs coletam os dados de medição dos consumidores finais e transmitem os dados através de uma rede RF sem fio para o coletor de dados. As redes RF podem possuir tanto tecnologia malhada quanto ponto-a-ponto. Na primeira, os SMs “conversam” entre si para formar uma nuvem local no ponto de coleta que transmite os dados para a central. Na segunda opção, os SMs “falam” diretamente com o coletor, localizado frequentemente em uma torre, que transmite os dados para a central;
- 2) *Portadora na linha de potência*: os dados coletados pelos SMs podem ser transmitidos para o ponto de coleta central usando as linhas de potência da concessionária de energia. A comunicação PLC é vantajosa para melhorar a relação entre custo e a eficiência das linhas rurais, mas possui alto custo nas cidades.

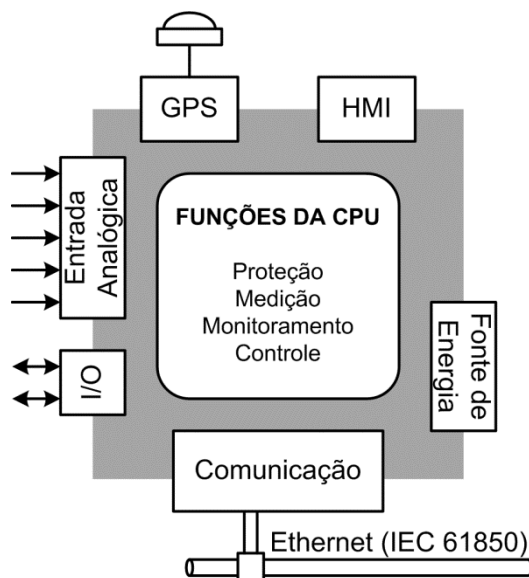
Nas modernas redes de distribuição de energia, os SMs possuem uma função importante no monitoramento do desempenho e do uso de energia característico das cargas elétricas na rede. A coleta de dados de consumo de todos os clientes em uma base regular permite às companhias concessionárias gerenciar eficientemente a demanda de eletricidade e informar aos clientes sobre os melhores modos de consumo de energia. Além disso, a integração dos SMs ajuda as companhias de energia na detecção de consumo não autorizado e furto de eletricidade melhorando a eficiência da distribuição e a qualidade da energia.

3.1.3 Dispositivo eletrônico inteligente

Os IEDs são dispositivos microprocessados que possuem a capacidade de trocar dados e sinais de controle com outros dispositivos (IED, medidor eletrônico, controlador, SCADA, etc) usando um *link* de comunicação. Os IEDs são cruciais nas operações da rede elétrica, pois eles desempenham as funções de proteção, monitoramento, controle e aquisição de dados nas subestações e ao longo dos alimentadores (KEZUNOVIC et al., 2010).

A arquitetura básica de um IED é apresentada na Figura 19, assim como, suas múltiplas funções. A informação necessária para cada uma dessas funções é extraída de uma entrada de dados única através de uma sequência de amostras fasoriais dos sinais de tensão e corrente. Essas informações são processadas pela unidade central de processamento (CPU) embarcada que possui os algoritmos das múltiplas funções do IED.

Figura 19 - Arquitetura do IED e suas múltiplas funções.



Fonte: Adaptado de (LISOWIEC; NOWAKOWSKI, 2013).

As principais vantagens dos IEDs são a total compatibilidade com o padrão IEC 61850 e o tamanho compacto do dispositivo que combina várias funções permitindo a redução no tamanho do sistema global, um aumento na eficiência e um melhoramento na robustez a partir do fornecimento de soluções baseadas, principalmente, nas tecnologias de comunicação.

Além da interoperabilidade, a tecnologia dos IEDs pode ajudar as concessionárias de energia à melhor a confiabilidade, o ganho nas eficiências operacionais, e os programas de gerenciamento de ativos incluindo a manutenção preditiva, durabilidade e planejamento melhorado (ZAVODA et al., 2013).

Considerando o funcionamento ideal dos componentes internos, a emulação dos PMUs, SMs e IEDs pode ser realizada pela adição do erro de quantização nos parâmetros elétricos monitorados e pela virtualização da estrutura de troca de dados.

3.2 ERRO DE QUANTIZAÇÃO

O algoritmo de fluxo de potência probabilístico utiliza variáveis reais com ponto flutuante de dupla precisão para calcular os parâmetros elétricos, como tensão e corrente, assim a precisão do algoritmo é de 53 bits, ou seja, aproximadamente 16 dígitos decimais. Por outro lado, a camada de interface possui conversores de analógico para digital com menor precisão, por exemplo, o SM possui tipicamente uma precisão de 12 bits (STMICROELECTRONICS, 2012) ao passo que a PMU e IED modernos têm usualmente 16 bits de precisão (DUTTA; GUAN, 2008). A diferença de precisão causa o erro de quantização que é um ruído de distribuição uniforme inserido pelo ADC e pode ser simulado através do arredondamento das magnitudes de tensão e corrente.

$$|\dot{V}_{ADC,i}^p(t_s)| = 2^{(1-b)}V_{ref} \left\lfloor \frac{|\dot{V}_i^p(t_s)|}{2^{(1-b)}V_{ref}} + \frac{1}{2} \right\rfloor \quad (3.1)$$

$$|\dot{j}_{ADC,i}^p(t_s)| = 2^{(1-b)}I_{ref} \left\lfloor \frac{|\dot{j}_i^p(t_s)|}{2^{(1-b)}I_{ref}} + \frac{1}{2} \right\rfloor \quad (3.2)$$

Em (3.1), V_{ref} é a tensão de referencia da rede elétrica e $|\dot{V}_{ADC,i}^p(t_s)|$ é o valor arredondado da magnitude de tensão que simula o sinal de saída de um ADC com b bits de precisão. Do mesmo modo, a equação (3.2) expressa o valor arredondado da magnitude de corrente.

O erro de quantização afeta somente os valores da magnitude porque a frequência do sinal elétrico é baixa, consequentemente a distorção causada pelo ADC é insignificante.

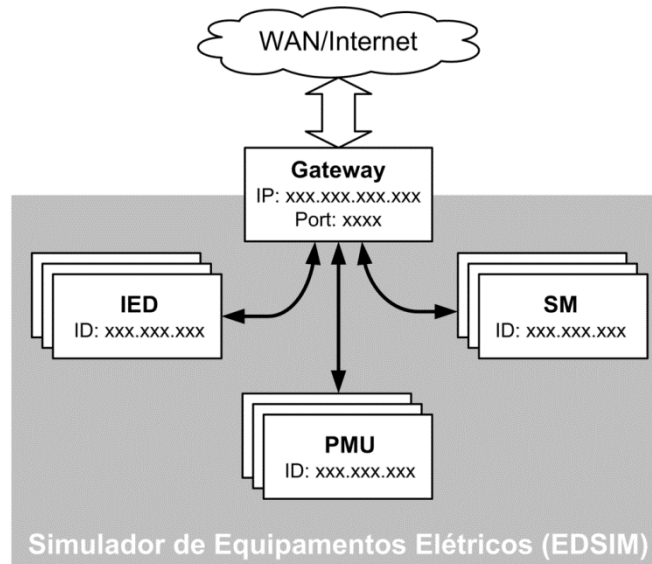
3.3 SIMULAÇÃO DO GATEWAY DA REDE

O algoritmo de fluxo de potência probabilístico calcula os valores de tensão e corrente de toda a rede de distribuição, mas, na prática, o sistema de gerenciamento conhece somente o conjunto dos parâmetros elétricos, $\psi_i(t_s)$, medidos pelas unidades de monitoramento, como dado por (3.3). Desse modo, a emulação da camada de interface também exige a individualização das unidades de monitoramento.

$$\psi_i(t_s) = \begin{cases} \dot{V}_{ADC,i}^p(t_s) \cup \dot{j}_{ADC,i}^p(t_s) & \text{se } i^{\text{ésima}} \text{ barra tem SM} \\ \dot{V}_{ADC,i}^p(t_s) \cup \dot{j}_{ADC,i}^p(t_s) & \text{se } i^{\text{ésima}} \text{ barra tem PMU} \\ \dot{V}_{ADC,i}^p(t_s) \cup \dot{j}_{ADC,i}^p(t_s) & \text{se } i^{\text{ésima}} \text{ barra tem IED} \\ \emptyset & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.3)$$

Uma solução viável é obtida pelo uso de qualquer linguagem orientada a objetos onde as unidades de monitoramento podem ser construídas como objetos seguindo as especificações de projeto. Além disso, a troca de informação com componentes externos pode ser realizada através de um *gateway*, como mostrado pela Figura 20.

Figura 20 - Estrutura de acesso às unidades de monitoramento.



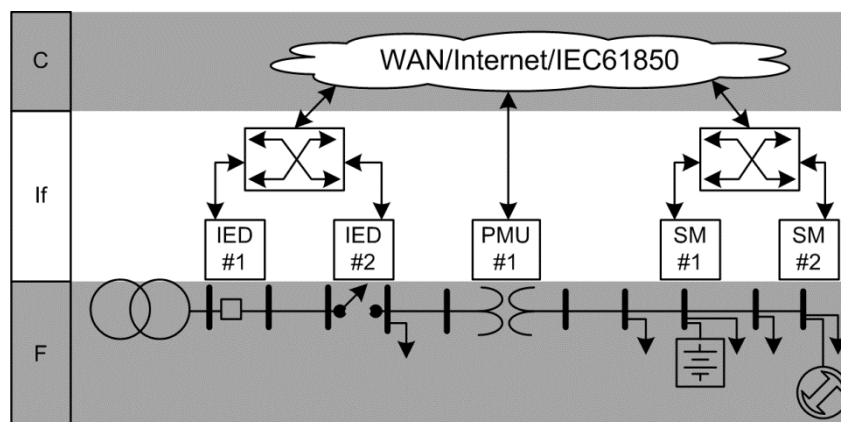
Fonte: Elaboração do próprio autor.

O sistema de gerenciamento de energia se conecta ao simulador de equipamentos elétricos (EDSIM) através do número do endereço IP e da porta de acesso. Depois da confirmação da conexão, também é necessário fornecer um número de identificação (ID) para conectar-se com a unidade de monitoramento e, assim, inserir ou coletar os dados.

4 EMULAÇÃO DA CAMADA DE COMUNICAÇÃO

Todos os dispositivos de monitoramento e controle estão localizados na camada de interface onde também existem as unidades agregadoras de dados que transferem os dados de medição via uma rede de área ampla representada por uma nuvem na camada de comunicação destacada na Figura 21.

Figura 21 - Representação da camada de comunicação.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

A palavra chave no desenvolvimento da *smart grid* é informação e para operar uma *smart grid* são necessárias informações precisas sobre o sistema elétrico, seu estado atual, suas tendências, seu histórico de informações e seus aplicativos. O acesso à informação é garantido pelas redes de comunicação, sendo este, o motivo pelo qual os protocolos e padrões de comunicação desempenham um papel fundamental no desenvolvimento da *smart grid* em todo o mundo. Através das interfaces de comunicação padronizadas, a informação não é somente acessível, mas também interoperável permitindo uma implementação com custo eficiente das funcionalidades exigidas ao longo de todo sistema.

4.1 PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO NA *SMART GRID*

Do ponto de vista da *smart grid*, a comunicação pode ser classificada em duas principais categorias: sistemas de comunicação específicos para aplicações da *smart grid*, como o IEC 61850 e IEC 61968-9; e protocolos auxiliares que desempenham um papel importante na *smart grid* e não são limitados aos domínios de suas aplicações, como os amplamente utilizados protocolos *Ethernet*, IP e TCP.

O IEC 61850, mais precisamente, os serviços de mapeamento para os protocolos de comunicação definidos nas partes IEC 61850-8-1 e IEC 61850-9-2 foram inicialmente projetados para uso dentro das subestações nos níveis da transmissão e distribuição. Entretanto, a partir das últimas extensões, o IEC 61850 passou a fornecer soluções de comunicação para a subestação, entre subestações, centros de controle, plantas de energia hidroelétrica, fontes de energia distribuídas e fazendas eólicas, sendo que é esperada, para um futuro próximo, a adição de mais domínios ao padrão (BORLASE, 2013).

4.1.1 Protocolo IEC 61850

O IEC 61850 é um padrão de sistemas aberto para serviços de comunicação que melhora a funcionalidade, simultaneamente a uma produção substancial de economia ao cliente. Independentemente do protocolo de comunicação, o padrão especifica modelos de informação padronizados para vários domínios de aplicação. Ele também define os serviços de comunicação abstratos, o mapeamento padronizado para protocolos de comunicação, o suporte ao processo de engenharia e as definições de teste. Este padrão permite a comunicação padronizada entre IEDs localizados dentro das instalações das concessionárias de energia, tais como plantas de geração, subestações e alimentadores, mas também fora dessas instalações como fazendas eólicas, veículos elétricos e sistemas de armazenamento e medição. O padrão também inclui exigências para configuração de banco de dados, definição de objetos, processamento de arquivo, e métodos auto-descritivos dos IEDs. Essas exigências tornarão a adição dos IEDs nos sistemas de automação da concessionária tão simples quanto adicionar novos dispositivos em um computador através da tecnologia “*plug-and-play*”. Com o uso do IEC 61850, as concessionárias se beneficiarão das reduções de custo no projeto do sistema, cabeamento da subestação, equipamento redundante, integração dos IEDs, configuração, teste, e comissionamento.

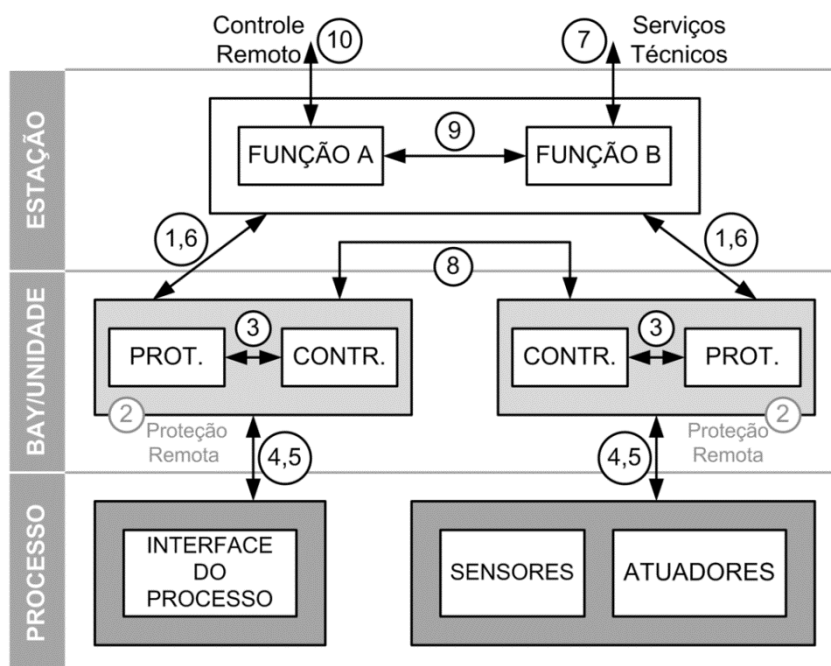
O padrão IEC 61850 foi projetado originalmente para ser uma solução das comunicações da subestação e não foi desenvolvido para ser usado em *links* de comunicação lentos, tipicamente empregados na automação da distribuição (DA).

Contudo, com os avanços nas tecnologias de área ampla e sem fio, como o WiMAX, as comunicações via IEC 61850 dos dispositivos de rede de distribuição tornaram-se possíveis. Dessa forma, espera-se que o padrão IEC 61850 seja utilizado em todos os aspectos da empresa de energia elétrica. Atualmente, uma força tarefa (IEC WG) está no processo de definir novos nós lógicos (LNs) para recursos distribuídos incluindo, por exemplo, células combustível e fotovoltaica.

Os conceitos e soluções fornecidos pelo padrão IEC 61850 são baseados em três princípios fundamentais:

- 1) *Interoperabilidade*: a capacidade do IED, de um ou vários fabricantes, de trocar informações e usar essas informações em suas próprias funções internas;
- 2) *Configuração livre*: o padrão deve suportar diferentes filosofias e permitir uma livre alocação de funções, por exemplo, o padrão trabalhará igualmente bem tanto em uma configuração centralizada (baseada em RTU) quando descentralizada (baseada no sistema de controle da subestação);
- 3) *Estabilidade de Longo-Prazo*: o padrão deve ser a prova futura, ou seja, ele deve ser capaz de seguir o progresso da tecnologia de comunicação tão bem quanto evoluir as exigências do sistema.

Figura 22 - Diagramas das interfaces lógicas no sistema de automação da subestação.



Fonte: Adaptado de (IEC 61850-1, 2003).

Estes conceitos são obtidos pela definição de um nível de abstração que permite o desenvolvimento de basicamente qualquer solução usando qualquer configuração que é interoperável e estável em longo prazo. O padrão define diferentes interfaces lógicas dentro de uma subestação que podem ser usadas por funções nesta subestação para trocar informações entre elas conforme é apresentado na Figura 22. As interfaces lógicas são definidas como:

- *IF1*: troca de dados de proteção entre os níveis de *bay* e estação;
- *IF2*: trocas de dados de proteção entre os níveis de *bay* e proteção remota;
- *IF3*: troca de informação dentro do nível de *bay*;
- *IF4*: troca de dados instantâneos do TC e TP entre os níveis de processo e *bay*;
- *IF5*: troca de dado de controle entre os níveis de processo e *bay*;
- *IF6*: troca de dados de controle entre os níveis de *bay* e estação;
- *IF7*: troca de dados entre a subestação e o escritório remoto de engenharia;
- *IF8*: troca direta de dados entre *bays*, especialmente, para funções rápidas como o intertravamento;
- *IF9*: troca de dados dentro do nível da estação;
- *IF10*: troca de dados de controle entre a subestação e o centro de controle remoto;

O padrão IEC 61850 não predefine ou prescreve nenhuma arquitetura de comunicação, em princípio, ele suporta qualquer mapeamento dessas interfaces nas redes de comunicação. Mas, as funções da subestação são logicamente alocadas em três diferentes níveis:

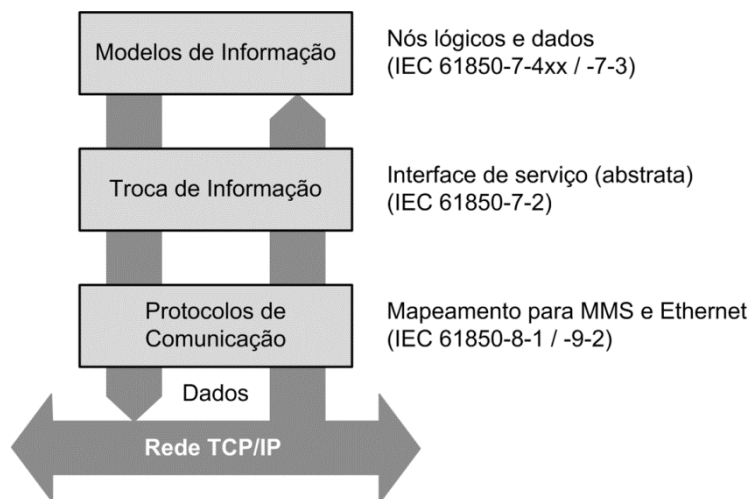
- 1) *Processo*: nível tecnológico em amadurecimento, projetado inicialmente como interface para TCs e TPs não convencionais. Por exemplo, transformadores eletrônicos podem ser utilizados em substituição aos transformadores convencionais, tão bem quanto os sinais de tensão e corrente podem ser capturados do lado primário na forma de sinais ópticos e transferidos para os dispositivos de proteção e controle via fibra óptica. Desta forma, uma grande quantidade de cabeamento de cobre entre os IEDs e dispositivos primários deve ser eliminada;

- 2) *Bay/Unidade*: a interoperabilidade entre todos os IEDs da casa de controle é realizada pelo envio de mensagens GOOSE na rede. O *switch Ethernet* é usado no processamento da prioridade de mensagem no esquema de troca de mensagem entre relés;
- 3) *Estação*: uma rede de comunicação baseada na especificação de mensagem de produção (MMS) é usada e fornece os *links* de comunicação entre o sistema SCADA, centros de controle e IEDs localizados no nível do *Bay*.

A interpretação física do diagrama de interfaces lógicas no sistema de automação da subestação sugere a instalação de diferentes dispositivos em cada nível, de acordo com sua complexidade. Desta forma, sensores inteligentes e atuadores são tratados como dispositivos do nível de processo, enquanto um computador com um banco de dados é um dispositivo do nível da estação.

Como na alocação das funções na subestação, o padrão IEC 61850 também utiliza uma abordagem estruturada em camadas na definição do acesso à informação. Nesta abordagem os modelos de informação específicos, os serviços de comunicação e os protocolos de comunicação são definidos independentemente. Este conceito é apresentado na Figura 23.

Figura 23 - Conceito do acesso à informação em camadas.



Fonte: Adaptado de (IEC 61850-7-1, 2003).

Para acessar a informação contida nos modelos de informação, o padrão IEC 61850 define um protocolo independente (serviço de comunicação abstrato) que é descrito pelo IEC 61850-7-2, assim os modelos de informação são acoplados aos serviços de comunicação ajustados para usá-los. Esta definição independente é chamada de interface

de comunicação abstrata (ACSI) cujos principais modelos de troca de informações são os seguintes:

- Ler e Escrever dados;
- Controle;
- Relatório;
- GOOSE;
- Transmissão SV;

Os primeiros três modelos são baseados na relação cliente/servidor. O servidor é o dispositivo que contém a informação enquanto o cliente está acessando a informação. Os serviços de “Ler” e “Escrever” são utilizados para acessar dados ou atributos de dados. Esses serviços são comumente utilizados para ler ou modificar os atributos de configuração. Os serviços e modelo de Controle são de certo modo uma especialização do serviço de escrita. Seu uso típico é na operação de seccionadoras, chaves de aterramento e disjuntores. O modelo de Relatório é usado para troca de informações orientadas a eventos onde a informação é transmitida de forma instantânea quando os valores dos dados são modificados.

Os outros dois modelos são baseados em um conceito de publicador/assinante. Para isso, o padrão IEC 61850 introduz o termo: comunicação *peer-to-peer*, para destacar que a comunicação publicador/assinante envolve principalmente a comunicação horizontal entre *peers*. Esses modelos de comunicação são usados para a troca de informações críticas no tempo. O dispositivo, fonte da informação, publica a informação e qualquer outro dispositivo que necessita da informação pode recebê-la. Estes modelos usam a comunicação *multicast* (a informação não é direcionada para um simples receptor).

O conceito GOOSE é um modelo de troca de informações usado na transmissão das informações de eventos de um modo rápido para múltiplos dispositivos. Ao invés de usar um serviço de confirmação da comunicação, a troca de informação é repetida regularmente. Aplicações dos serviços GOOSE incluem as trocas de informações de posicionamento de chaves para o propósito de intertravamento ou a transmissão de sinal de *trip* digital para as funções de proteção.

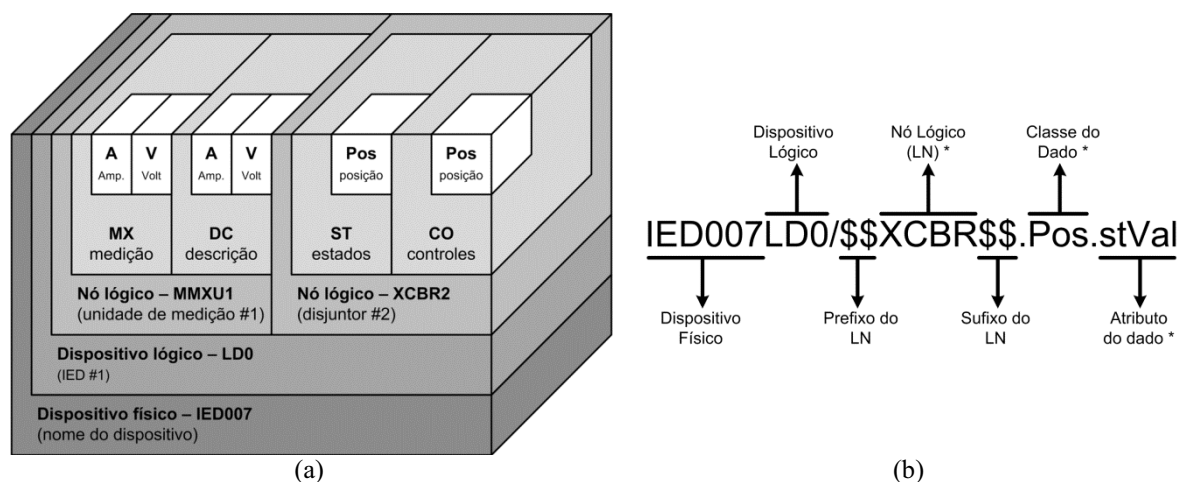
O modelo de transmissão de SVs (Valores Amostrados) é usado quando as formas de ondas precisam ser transmitidas através da comunicação digital. No dispositivo fonte a forma de onda é amostrada com uma frequência de amostragem fixa. Cada amostra é

rotulada com um contador representando o tempo de amostragem e transmitida na rede de comunicação. O modelo suporta amostragem sincronizada, ou seja, dispositivos diferentes amostram a forma de onda exatamente no mesmo instante. O contador é utilizado para correlacionar as amostras de diferentes fontes.

Os protocolos de comunicação utilizados nas implementações reais são definidos no IEC 61850-8-1 e no IEC 61850-9-2 que explicam como os protocolos de comunicação são usados para transmitir as informações contidas nos modelos especificados no IEC 61850-7-3 e no IEC 61850-7-4. A transmissão de informação é realizada pelos serviços de comunicação abstratos definidos no IEC 61850-7-2. Nas terminologias do padrão, este recurso é chamado de mapeamento de serviço de comunicação específico (SCSM).

O elemento central do modelo de informação é o nó lógico que é definido como a menor parte reutilizável de uma função. Uma boa analogia ao modelo de informação do padrão IEC 61850 é obtida pela analogia do modelo com um *container*, como apresentado pela Figura 24 (a). O modelo de informação inicia com o dispositivo físico que é definido por um endereço de rede e possui um ou vários dispositivos lógicos. Um dispositivo lógico é composto por alguns nós lógicos que contêm dados, e esses dados e os atributos dos dados associados representam a informação contida na função ou em parte dela. A anatomia da nomeação do modelo de informação pode ser facilmente compreendida a partir do exemplo apresentado na Figura 24 (b) onde são apresentadas explicações para cada parte do nome. As partes do nome do modelo marcadas com um asterisco (*) são definidas pelo padrão enquanto as outras partes podem ser livremente alocadas pelos fabricantes. De acordo com o IEC 61850 cada nome pode conter 62 marcas incluindo

Figura 24 - Representação do IED como objeto do IEC 61850: (a) analogia com um *container*; (b) anatomia do modelo de informação.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

pontos de separação. O nome do nó lógico pode conter 11 marcas incluindo ambos prefixo e sufixo.

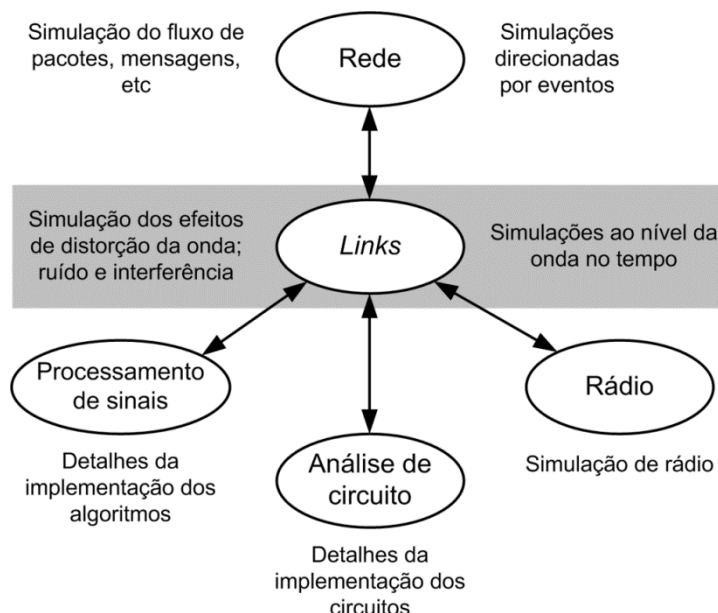
O padrão contém um compreensivo conjunto de LNs que permite modelar muitas, senão todas, as funções da subestação. No caso de uma função não existir no padrão, regras de extensão para LNs, dados e atributos foram definidos para permitir extensões estruturadas e padronizadas dos modelos de informações.

Através dessa abordagem, uma evolução nas tecnologias de comunicação é suportada, pois a aplicação e seus modelos de informação e modelos de troca de informação são desacoplados do protocolo utilizado, permitindo a atualização dos protocolos de comunicação sem afetar a aplicação no sistema elétrico.

4.2 EMULAÇÃO DA CAMADA DE COMUNICAÇÃO

Os sistemas de comunicação podem ser avaliados através de abordagens de simulação onde os sistemas podem ser modelados com quase qualquer nível de detalhes desejados, assim o espaço de projeto pode ser investigado mais profundamente (JERUCHIM et al., 2002). Uma variedade de técnicas de simulação é utilizada para avaliar o desempenho dos diferentes níveis do sistema de comunicação que podem ser representados por uma visão hierárquica, como ilustrada pela Figura 25.

Figura 25 - Destaque do nível dos *links* na visão hierárquica dos sistemas de comunicação.



Fonte: Adaptado de (JERUCHIM et al., 2002).

No nível de rede, o fluxo de pacotes e mensagens sobre a rede é simulado usando os métodos orientados por eventos. No nível intermediário, os *links* de comunicação

abordam a transmissão de informação nos diferentes canais de comunicação (espaço livre, cabos, linhas, fibras ópticas, etc) e o desempenho dos *links* de comunicação é medido em termos da característica do erro de bits. O *link* de comunicação está acima de componentes como os circuitos analógicos, circuitos digitais ou algoritmos implementados num processador digital programável que desempenha as operações de processamento de sinais.

Neste trabalho, foi adotado o IEC 61850 sobre uma rede *Ethernet* que é assumida livre das falhas de congestão, portanto o alvo da emulação é o canal de comunicação, ou seja, o meio utilizado para a transmissão da informação que pode ser perturbado pelo ruído e distorção. A figura do ruído envolve as perturbações estatísticas e imprevisíveis enquanto a figura da distorção é uma operação fixa aplicada ao sinal que pode ser corrigida (SHANNON, 1984). Desta forma, o canal de comunicação é tido como ruidoso quando a transmissão de dados falha devido a um nível de ruído maior que um limite superior, que é estabelecido em concordância com o tipo de tecnologia utilizada.

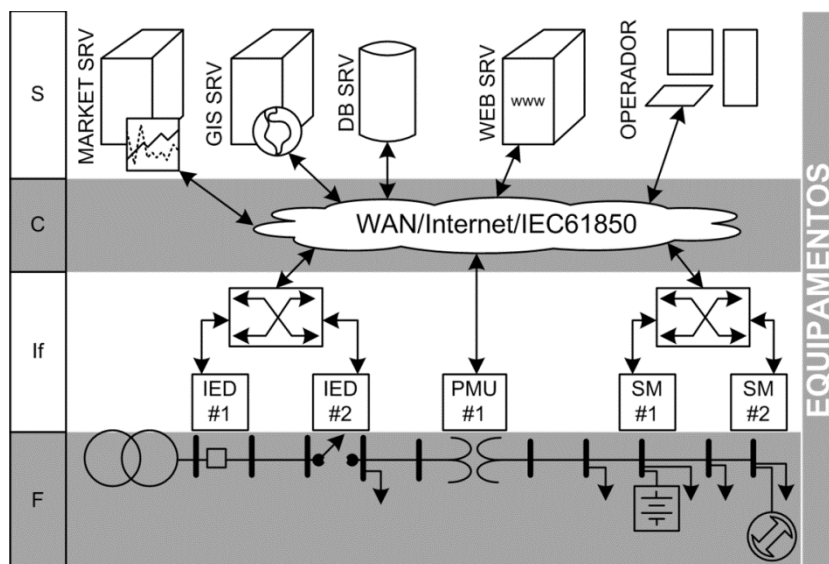
$$\psi_i^t(t_s) = \begin{cases} \psi_i(t_s) & \text{se } \left[-\frac{N_0^2 A^4 T_b^2 \ln(\gamma_i)}{2} \right]^{\frac{1}{2}} \leq \frac{A^2 T_b}{2} \\ \emptyset & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.1)$$

O canal de comunicação pode ser emulado por (4.1) onde $\psi_i^t(t_s)$ é o conjunto dos parâmetros elétricos transmitidos à camada do sistema e ele é vazio quando o limite do ruído máximo é violado, em outras palavras, os dados medidos são perdidos e nada é transmitido para a camada do sistema ($\psi_i^t(t_s) = \emptyset$) sempre que a energia do ruído é maior ou igual a metade da energia necessária para transmitir um *bit*. O primeiro termo da desigualdade não estrita refere-se ao inverso da função Gaussiana sendo γ_i um número aleatório real, de 0 a 1, que permite calcular o nível de ruído, além disso, T_b é a duração do *bit*, A é a amplitude do *bit* e N_0 é a densidade espectral do ruído.

5 VIRTUALIZAÇÃO DA CAMADA DO SISTEMA

As primeiras quatro camadas do modelo de referência são compostas por todos os equipamentos necessários para o processamento da energia elétrica, comunicação e informação, como destacado na Figura 26. A camada do sistema possui, principalmente, elementos computacionais, tais como servidores (aplicativo (WEB SRV), banco de dados (DB SRV), informações geográficas (GIS SRV) e mercado (MARKET SRV)) e clientes (operador), que coletam e processam os dados fornecidos pela camada de comunicação.

Figura 26 - Apresentação dos elementos da camada do sistema.



Fonte: Elaboração do próprio autor

Na arquitetura de referência simplificada da *smart grid* desenvolvida pelo FG-Smart, os domínios do fornecedor de serviços, rede e consumidor são conectados através de uma complexa rede de comunicação para trocar informações entre eles, assim, a arquitetura SCADA baseada na *Web* fornece os recursos necessários para realizar a

expansão da estrutura da *smart grid*. A acessibilidade dos serviços da *smart grid* através do navegador típico de *Web* permite a total interoperabilidade com os serviços tradicionais de *Web* na *internet*, e isso é fundamental para o sucesso de um mercado de energia aberto global (BUI et al., 2012).

5.1 ARQUITETURA SCADA BASEADA NA WEB

O sistema SCADA tem suportado as operações da rede de energia elétrica por mais de quatro décadas (IEEE PES, 2003). Embora os sistemas SCADA primitivos tenham sido ligeiramente modificados e muitos elementos de suas arquiteturas ainda sejam utilizados hoje em dia, o tradicional sistema SCADA não é completamente eficiente para operar a *smart grid*. Felizmente, as tecnologias da *Internet/Web* têm sido intensamente melhoradas a fim de solucionar algumas dificuldades, tais como a vulnerabilidade contra ataques cibernéticos e a perda de desempenho em tempo real. O uso de *midway*, que inclui um sistema de gerenciamento de banco de dados distribuído, comunicação *multicast* baseada no protocolo da *internet* e a estrutura de servidores em área ampla contribuem para aumentar a confiabilidade da arquitetura SCADA baseada na *Web* (EBATA et al., 2000).

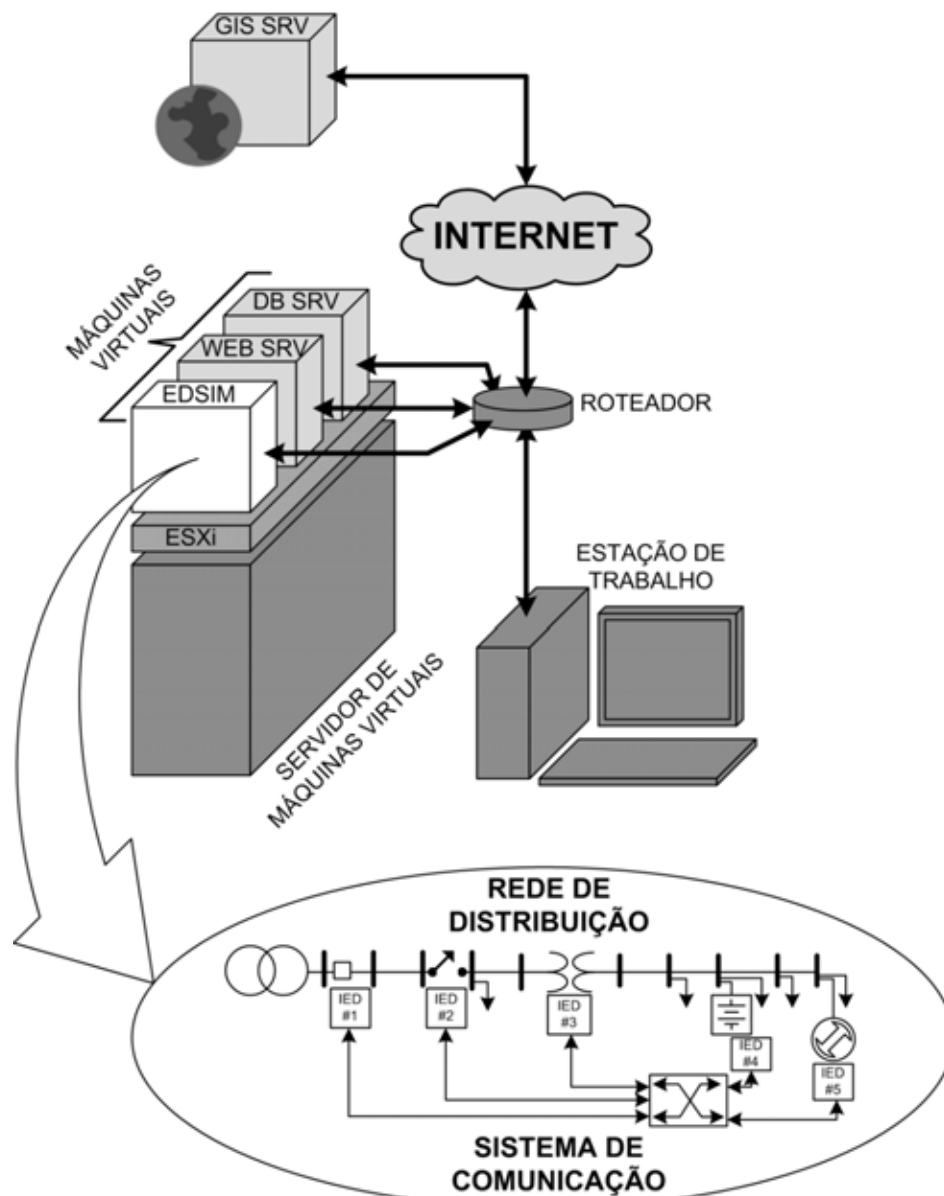
Na arquitetura SCADA baseada na *Web*, os usuários são clientes que utilizam um navegador de *internet* para acessar os aplicativos da *Web* hospedados nos servidores. Cada cliente é livre para desempenhar qualquer função na rede de energia elétrica porque ele não precisa instalar um aplicativo específico dedicado ao gerenciamento de somente uma tarefa, deste modo, a flexibilidade do sistema SCADA é ampliada. Em comparação com o sistema SCADA tradicional ainda existem outras vantagens, tais como:

- 1) *Custo do sistema*: a quantidade de equipamento exigida para implantar a arquitetura SCADA baseada na *Web* é menor que a quantidade empregada na arquitetura tradicional. Por exemplo, não há nem a necessidade de construir muitas LANs nem o uso de muitos servidores;
- 2) *Compartilhamento de dados*: no DMS avançado o sistema SCADA é constantemente solicitado para compartilhar dados com outros sistemas computacionais. Enquanto a arquitetura SCADA tradicional exige a utilização de *softwares* especiais para compartilhar dados com outros computadores, a arquitetura SCADA baseada na *Web* não requer esse *software* adicional, pois os dados são compartilhados através da URL (*Uniform Resource Locator*);

- 3) *Sistema de migração*: quando o antigo sistema SCADA é substituído pela arquitetura SCADA baseada na *Web*, as unidades controladas remotamente são reutilizadas, neste caso cada unidade remota é conectada à WAN por um *gateway* que envia e recebe sinais de controle dos servidores.

As vantagens fornecidas pela arquitetura SCADA baseada na *Web* dão suporte as exigências da *smar grid* e tornam claro o seu uso na estrutura do DMS avançado. Desta forma, os principais componentes que compõem a arquitetura SCADA baseada na *Web*, tais como o servidor de *Web*, banco de dados e informações geográficas, são estudados e implementados em um ambiente virtual.

Figura 27 - Diagrama do ambiente computacional usado para desenvolver o DMS avançado.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

5.2 DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA SCADA

A camada física tem os equipamentos da rede de energia elétrica enquanto as camadas de interface e comunicação estão associadas aos dispositivos de conversão e transmissão da informação. Assim, a camada de sistema suporta os equipamentos computacionais que manipulam os vários tipos de ferramentas do DMS avançado empregadas no processamento de todas as informações da *smart grid*.

Na Figura 27 é mostrado o diagrama de blocos do ambiente de simulação usado para a implementação do sistema SCADA e desenvolvimento das ferramentas do DMS avançado. Cada bloco lógico representa um computador com sua função específica: o primeiro representa o simulador de equipamentos elétricos (EDSIM), que emula a camada física, interface e comunicação; o segundo representa o servidor de aplicativos (WEB SRV); e o terceiro representa o servidor de banco de dados (DB SRV). Todos os três computadores são máquinas virtuais criadas em uma camada de *software* chamada VMware ESXi. Além disso, cada máquina virtual possui um endereço do protocolo de *internet* (IP) e um adaptador de rede virtual conectado em um *switch* virtual que permite a comunicação entre as máquinas virtuais. As máquinas virtuais também trocam informações com computadores externos uma vez que o adaptador de rede da máquina hospedeira está conectado com a *internet*. Por exemplo, as máquinas virtuais recebem vários tipos de mapas a partir de um servidor de informações geográficas (GIS SRV) hospedado na *internet*.

O virtualizador, VMware ESXi é adotado para emular o sistema SCADA pois ele fornece como benefícios a sua aquisição gratuita, capacidade de criar poderosas redes virtuais e consequente redução do custo total do projeto para o usuário (VMWARE, 2011). Portanto, os recursos da tecnologia da informação, que são exigidos para operar o DMS avançado, podem ser desenvolvidos neste ambiente de simulação de baixo custo.

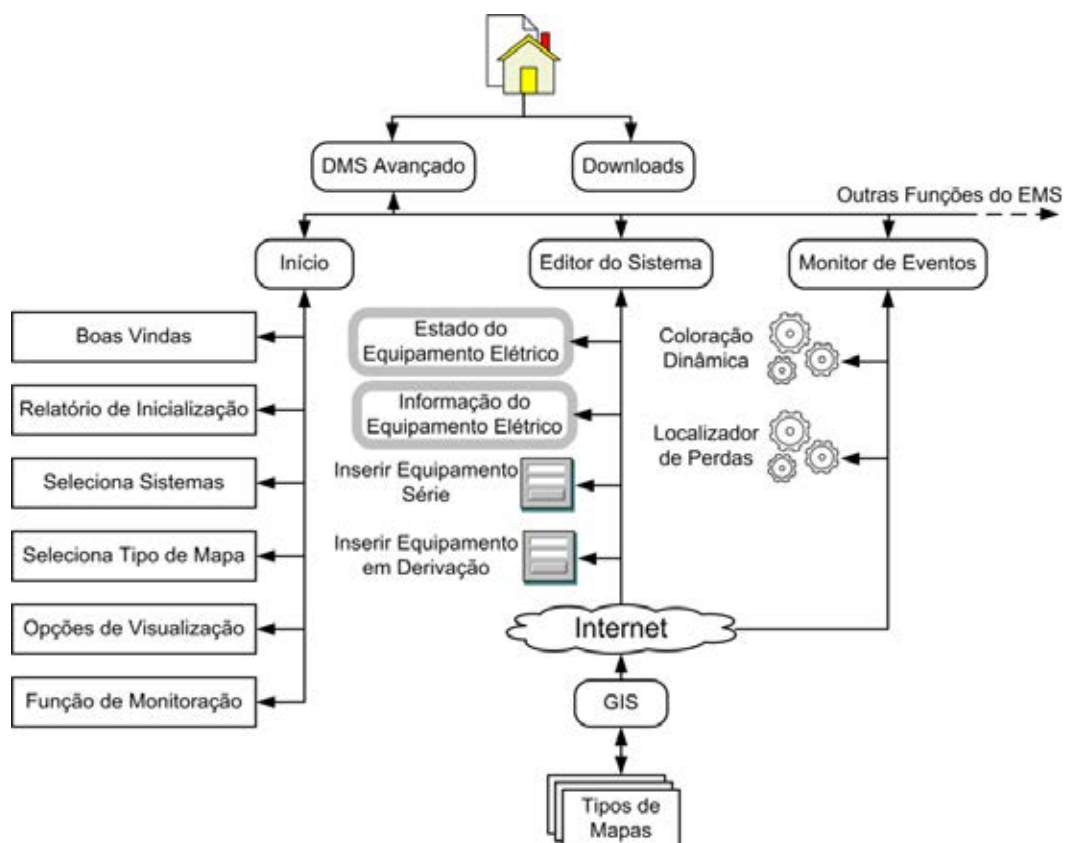
5.2.1 Servidor de Web

O EDSIM fornece os dados de medição, em tempo real, da rede de energia elétrica à camada do sistema, conforme as formulações e explanações nos capítulos 2, 3 e 4 deste trabalho. O servidor de *Web* é a porta de entrada ao DMS avançado, pois a arquitetura SCADA baseada na *Web* é empregada para gerenciar o sistema de distribuição. O servidor de *Web* acumula algumas funcionalidades como, por exemplo, servidor do sistema de nomes do domínio (DNS), que converte os nomes dos computadores para endereços IP. Ele também tem a função principal de servidor de aplicativos fornecendo tecnologias

essenciais, como os serviços de informação da *internet* (ISS), que permitem distribuir e operar os aplicativos da *Web*.

O aplicativo da Web empregado para gerenciar o sistema de distribuição possui as características de uma página de *Web*, ou *webpage*, cujo mapa de navegação é apresentado na Figura 28. A página principal, ou *homepage*, está conectada a duas outras páginas: uma página de *download*, que fornece documentos explicativos e rotinas para o ajuste do navegador aos clientes; e a página do DMS avançado, que é o aplicativo do supervisor com as funções do EMS. Na página inicial do DMS avançado, existem a mensagem de boas vindas e o relatório de inicialização que informa o cliente sobre a situação do sistema SCADA. Também existem elementos, nomeados como: seleciona sistema; seleciona tipo de mapa; opções de visualização; e função de monitoração que permitem modificar as configurações iniciais das funções do EMS.

Figura 28 - Mapa de navegação da página principal hospedada no servidor de *Web*.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

O Editor do Sistema é uma função do EMS que permite modificar a topologia de uma rede de distribuição selecionada ou qualquer outro equipamento elétrico selecionado. As modificações topológicas são realizadas usando os formulários que permitem a inserção de dispositivos conectados em série ou derivação. A janela de diálogo do Estado dos

Equipamentos Elétricos permite verificar o fluxo de potência, os perfis de tensão e corrente, e também modificar a situação do dispositivo, por exemplo, abrir ou fechar uma chave automática.

O Monitor de Eventos é outra função do EMS que permite monitorar as condições operacionais da rede de distribuição selecionada usando algumas ferramentas, tais como a coloração dinâmica e o localizador de perdas de energia. A primeira ferramenta fornece diferentes tons de cor para cada segmento do diagrama de rede em concordância com o perfil de tensão ou corrente, enquanto a segunda ferramenta é capaz de indicar os dispositivos elétricos com fuga de energia no diagrama topológico da rede elétrica.

Tanto o Editor do Sistema quanto o Monitor de Eventos possuem suas áreas de trabalho em múltiplas camadas. A camada de frente tem o diagrama da topologia da rede de distribuição com o símbolo de cada dispositivo elétrico cuja localização é georeferenciada e apresentada na camada de fundo, que pode ter ou um mapa de rua ou imagens de satélite fornecidas pelo servidor de informações geográficas.

5.2.2 Servidor de informações geográficas

A tecnologia do sistema de informação geográfica tem sido utilizada para melhorar a tomada de decisões, gerenciar eficazmente os recursos e bens, e aumentar a eficiência dos fluxos de trabalho permitindo reduzir custos para organizações de pequeno, médio ou grande porte. Quando os recursos de informações geográficas estão disponibilizados em rede, os dados geoespaciais são armazenados em servidores e podem ser acessados por vários usuários com diferentes níveis de permissão. Além disso, muitos servidores de informação geográfica permitem o acesso às bases de dados para consulta, geração de mapas temáticos entre outras funções de análise (BOOTH; MITCHELL, 2011).

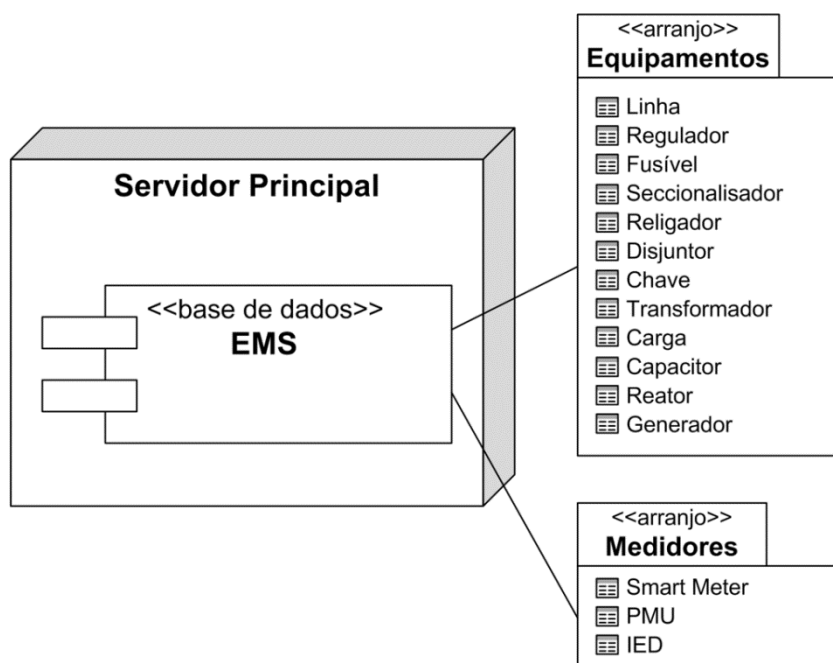
Na *Web*, existem diversos servidores de informações geográficas onde o mais popular é o servidor do *Google*, mas, neste projeto, o fornecedor de dados geoespaciais adotado é o *ArcGIS Server* devido à sua compatibilidade com outros componentes do sistema SCADA e a disponibilidade de uma base de dados gratuita, que é acessada pelos clientes como uma base de dados local. O servidor *ArcGIS* fornece vários serviços, tais como *Feature* (para edição de *Web*), *Image* (para fornecimento de controle sobre a distribuição de imagens) e *Map* (para o armazenamento e otimização dos serviços de mapas), que são utilizados nas diferentes camadas do aplicativo de *Web* do DMS avançado. Por exemplo, a camada da frente utiliza o serviço de *Feature* enquanto a camada de fundo

usa os serviços de *Image* e *Map* que são automaticamente atualizados para facilitar a navegação ao longo da área da rede de distribuição.

5.2.3 Servidor de banco de dados

O sistema de banco de dados é um componente essencial da infraestrutura das tecnologias de informação e comunicação porque ele armazena os dados de modo sistemático e permite a recuperação, processamento e análise dos dados no instante ou após o armazenamento, portanto, o servidor de banco de dados é indispensável para a arquitetura do DMS avançado (SHAWKAT ALI, 2013). No servidor de banco de dados, a informação é metodicamente organizada através de tabelas, por exemplo, cada equipamento da rede de energia elétrica pode possuir uma tabela específica onde tenham valores relacionados às características elétricas, controle e estado.

Figura 29 - Representação do servidor de banco de dados.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Figura 29 é mostrado um diagrama de blocos do servidor de banco de dados onde o nó chamado Servidor Principal representa uma máquina virtual que possui o banco de dados da estrutura do DMS avançado. A base de dados, EMS, é dividida em dois arranjos de grupos de tabelas. O primeiro arranjo possui as tabelas de todos os dispositivos elétricos que podem estar em operação em uma rede de distribuição, tais como cargas, transformadores de distribuição e linhas. O segundo arranjo possui as tabelas que armazenam os dados de medição fornecidos pelos *smart meters*, PMUs e IEDs.

5.3 ESQUEMA DE CONTROLE COM IEC 61850

O padrão IEC 61850 é, em princípio, restrito às interfaces de comunicação, mas ele também inclui modelos de informações de domínios específicos. No caso da subestação, um conjunto de funções foi modelado através de uma representação virtual do equipamento da subestação. Além disso, o padrão inclui a especificação de uma linguagem de configuração. Esta linguagem define um conjunto de arquivos padronizados em XML que pode ser utilizado para definir de modo padronizado a especificação do sistema, a configuração do sistema e a configuração de IEDs individuais dentro do sistema. Os arquivos podem ser utilizados para a troca de informações de configuração entre as ferramentas de diferentes fabricantes dos equipamentos de automação da subestação. Existem quatro tipos de arquivos que são descritos pelo padrão IEC 61850:

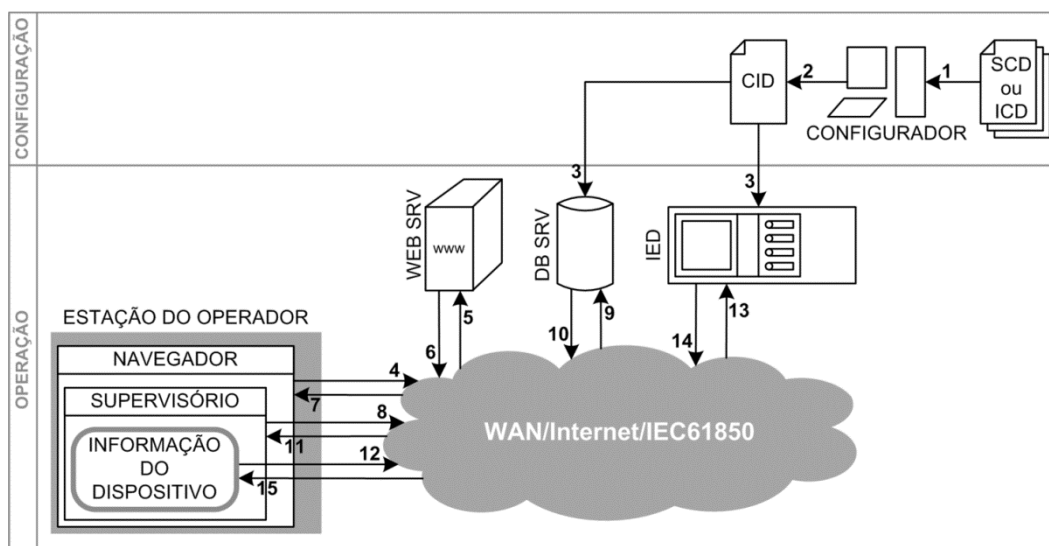
- *Descrição Específica da Subestação (SSD)*: usado para especificar a estrutura da subestação. O arquivo contém todos os nós lógicos exigidos e descreve um diagrama unifilar da subestação;
- *Descrição da Capacidade do IED (ICD)*: descreve o modelo de dados e serviços de comunicação de um IED específico. Com este arquivo o engenheiro do sistema pode parametrizar as mensagens de comunicação entre IEDs;
- *Descrição da Configuração da Subestação (SCD)*: faz uma completa descrição do sistema de automação da subestação. O arquivo contém todos os IEDs, seção de descrição da subestação e configuração da comunicação que definem as propriedades de transmissão e recepção dos dispositivos;
- *Descrição do IED Configurado (CID)*: é dedicado a um projeto específico de IED contendo todos os dados de configuração necessários à perfeita operação do IED;

Em especial, o arquivo CID contém o endereço atual do IED na seção de comunicação sendo, portanto, o seu uso indispensável para o controle remoto do dispositivo. Na Figura 30 é apresentado um cenário de interações necessárias para o acesso às informações de um IED usando os recursos da camada de sistema proposta.

O cenário iterativo de controle revela o fluxo de informação durante os procedimentos de configuração e operação. No procedimento de configuração ocorre a parametrização do IED de acordo com os projetos de engenharia, ao passo que no

procedimento de operação o IED já está totalmente integrado ao ambiente da *smart grid*, funcionando conforme as diretrizes de projeto e prontamente disponível para as ações de supervisão remota. Para realização desses procedimentos destacam-se os quinze fluxos de informação propostos.

Figura 30 - Fluxo de informação no cenário iterativo de controle proposto.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Os fluxos 1, 2 e 3 ocorrem durante a parametrização do IED e em sua consequente integração ao sistema SCADA. O fluxo 1 representa a importação do arquivo de formato ICD que contém os *templates* dos dados necessários ao IED incluindo as definições do tipo de nó lógico. Com esse arquivo e usando um configurador fornecido pelo fabricante do dispositivo, o engenheiro de configuração pode gerar o arquivo do tipo CID conforme as especificações de projeto, fluxo 2. Após isso, ocorre o fluxo 3 quando o arquivo CID é exportado tanto ao IED quanto ao servidor de banco de dados. A configuração do IED termina com a atualização dos seus parâmetros internos usando o arquivo CID que, também, é armazenado no banco de dados. Desta forma, os modelos de informação do dispositivo parametrizado são compartilhados com outros equipamentos localizados além do domínio da subestação para possíveis trocas de informações.

Os fluxos de 4 a 15 representam as interações entre os diversos componentes da estrutura do sistema SCADA proposto para o acesso à informação do IED. Primeiramente, o operador em sua estação de trabalho abre seu navegador genérico e, através da URL, solicita o acesso ao aplicativo supervisório do DMS avançado, fluxo 4. O servidor de aplicativos (WEB SRV) recebe via WAN a solicitação de acesso ao aplicativo supervisório, fluxo 5, e atualiza o navegador do operador com a última versão do

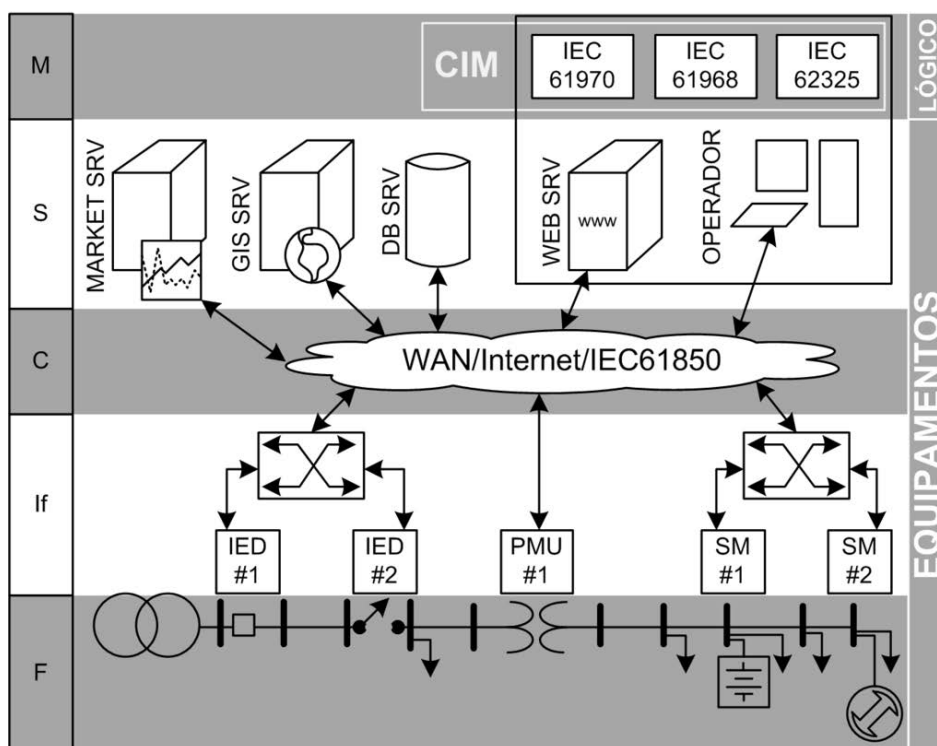
aplicativo, fluxos 6 e 7. Com o navegador atualizado e executando o aplicativo supervisorio, o operador utiliza a função de Editor do Sistema para navegar até o equipamento elétrico controlado pelo IED. O operador clica no símbolo do equipamento iniciando o procedimento de acesso à informação do IED onde, primeiramente, é solicitado o arquivo de parametrização do dispositivo, fluxos 8 e 9. O servidor de banco de dados (DB SRV), ao receber a solicitação, seleciona o arquivo CID dentro da tabela do equipamento elétrico em supervisão e envia este arquivo ao aplicativo supervisorio do operador, fluxos 10 e 11. Neste momento, o aplicativo abre a caixa de dialogo de informação do dispositivo que é construída usando as informações do arquivo CID obtido do banco de dados. Em posse do arquivo com os modelos de informação, a ferramenta de informação do dispositivo inicia o procedimento de sincronização dos estados do IED com interface gráfica da caixa de diálogo via interface de comunicação abstrata do padrão IEC 61850 usando o serviço Ler do modelo de troca de informação. Os fluxos de informação de 12 a 15 ocorrem durante essa sincronização.

A estrutura de controle com IEC 61850 exemplifica algumas interações entre os servidores de banco de dados e de aplicativos que compõem o núcleo da camada do sistema, a última camada da estrutura do DMS avançado fisicamente equipada com computadores, pois as próximas três camadas superiores são somente lógicas.

6 CAMADA DE MODELOS

A camada de modelos é a primeira camada lógica e faz uma representação abstrata das camadas de sistema, comunicação, interface e física através de padrões internacionais que estabelecem as regras para representar os dados de medição e topológicos da rede de energia elétrica.

Figura 31 - Apresentação dos elementos da camada de modelos.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

O modelo de informação comum (CIM) é padronizado por três séries de padrões da Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC), nomeados de IEC 61970, IEC 61968 e IEC 62325 e constitui o principal conjunto de regras da camada de modelos, como demonstrado

pela Figura 31. O uso contínuo desses modelos de informações padronizados pode aumentar intensamente a confiabilidade de todo o sistema de automação.

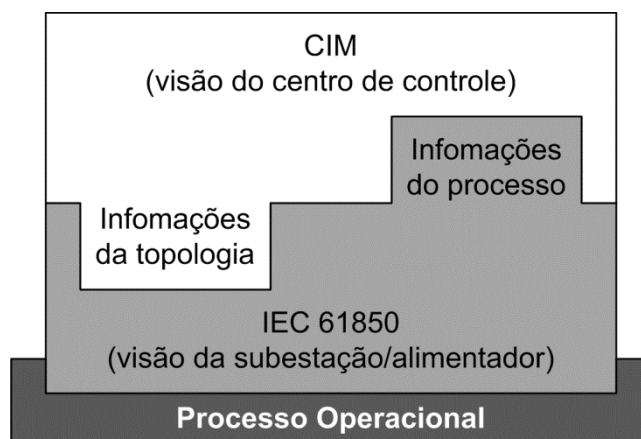
6.1 DEPENDÊNCIA ENTRE OS MODELOS DE INFORMAÇÕES

Um modelo de informação é uma representação de alguns aspectos das funções reais e dos sistemas de comunicação e automação associados. O propósito da criação de um modelo de informação consiste na ajuda da compreensão e descrição de como a informação se parece e como trocar essa informação entre os dispositivos no mundo real.

O modelo de informação para equipamentos da subestação e alimentador (IEC 61850-7) descreve a informação relacionada ao processo que está tipicamente localizada próxima ao equipamento elétrico, ou mesmo no primeiro nível dos controladores inteligentes. Já, o CIM descreve uma visão superior do sistema de energia elétrica modelando todas as informações a partir dos dispositivos relacionados ao processo. Este modelo é utilizado para gerenciar o sistema elétrico inteiro de uma região, ou mesmo toda a rede elétrica. O CIM fornece toda a topologia do sistema de energia elétrica incluindo linhas, subestações, transformadores, disjuntores, etc.

A origem e o destino da informação do processo operacional modelados no CIM, também são modelados no IEC 61850, pois os dispositivos relacionados ao processo operacional controlam e monitoram o equipamento elétrico e, portanto, coletam as medições e os estados da informação do processo. Na Figura 32 é mostrada a dependência conceitual entre o CIM e os modelos de informação do IEC 61850. As informações da topologia são fornecidas principalmente pelo CIM enquanto as informações operacionais, exigidas pelas aplicações do centro de controle, são fornecidas pelos modelos de informação da subestação/alimentador.

Figura 32 – Dependência conceitual entre CIM e IEC 61850.



Fonte: Adaptado de (SCHWARS, 2004).

Os modelos do IEC 61850-7 são usados para troca de informações entre dispositivos através do uso de protocolos de comunicação concretos que transmitem as informações entre dispositivos. Por outro lado, o CIM fornece o intercâmbio de modelos do sistema elétrico entre os vários aplicativos no centro de controle com o objetivo de auxiliar na integração de aplicativos desenvolvidos independentemente entre sistemas EMS de fabricante específico ou entre um sistema EMS e outros sistemas que operam diferentes aspectos do sistema elétrico.

6.2 HISTÓRICO DO CIM

Em 1990, o EPRI lançou um projeto chamado de Interface de Programação de Aplicação do Centro de Controle (CCAPI) para reduzir o custo e o tempo necessário na adição de novos aplicativos ao EMS, e para poupar os recursos investidos nos aplicativos existentes que funcionam eficientemente. A principal finalidade do CCAPI foi desenvolver um conjunto de diretrizes e especificações para permitir a criação de aplicativos extras num ambiente de centro de controle. O CCAPI é essencialmente uma interface padronizada que permite aos usuários integrarem aplicativos de várias origens através da especificação dos dados compartilhados e dos procedimentos de compartilhamento. Na realização deste projeto, a principal estrutura do modelo do sistema elétrico foi definida como o CIM compondo a parte central do CCAPI.

A conformidade do CIM permite a combinação, em uma ou mais plataformas integradas, de *softwares* para gerenciar a economia e confiabilidade do sistema elétrico. Como resultado, a atualização e migração dos sistemas do EMS podem ser realizadas modular e rapidamente, preservando enquanto isso os investimentos anteriores da concessionária de energia em pacotes de *softwares*. Na migração, os custos de atualização são reduzidos no mínimo em 40%, permitindo que as companhias de energia ganhem vantagens estratégicas no uso de novos aplicativos assim que eles se tornam disponíveis.

6.3 DEFINIÇÃO DO CIM

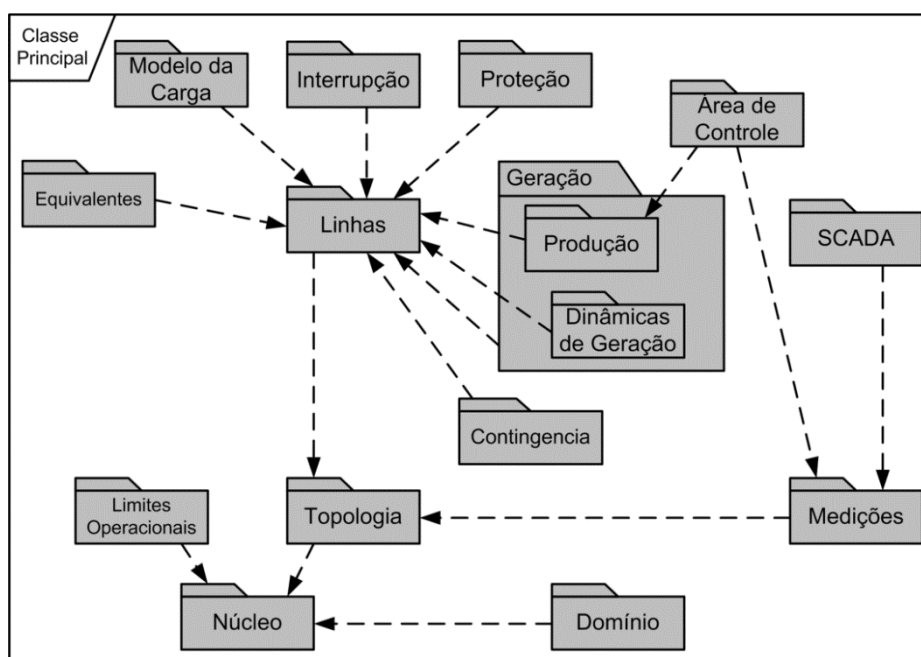
O CIM é um modelo abstrato que representa todos os componentes de uma concessionária de energia elétrica e define classes e atributos para esses componentes bem como para suas relações usando a notação da linguagem de modelagem unificada (UML) que pode ser facilmente convertida em linguagem de marcação extensível (XML) (SHAHIDEHPOUR; WANG, 2003). Usando o CIM, a informação de interesse comum

pode ser definida num modelo comum para o qual aplicativos independentes convertem seus projetos locais.

O CIM, por fornecer uma representação padronizada dos modelos do sistema elétrico, tal como a combinação de múltiplos modelos de sistemas elétricos independentes num simples modelo interno unificado, facilita a integração de aplicativos dos EMSs desenvolvidos por diferentes fabricantes, ou entre EMSs e outros sistemas que operam diferentes aspectos do sistema elétrico, tais como a geração ou o gerenciamento da distribuição. Isso é acompanhado pela definição das interfaces padronizadas de programação de aplicativo permitindo que tais aplicativos acessem dados públicos e troquem informações independentemente da representação interna dessa informação.

A utilização do CIM vai além dos aplicativos do EMS, pois esse padrão deve ser entendido como uma ferramenta para integração de qualquer domínio onde um modelo comum do sistema elétrico é necessário para facilitar a interoperabilidade e compatibilidade entre aplicativos e sistemas independentes de qualquer implementação particular. Por exemplo, o CIM é constituído por um conjunto de séries de padrões nomeados como IEC 61970, IEC 61968 e IEC 62325 onde cada série tem suas abordagens e perspectivas particulares focando, respectivamente, nas interfaces de programação de aplicativos do sistema de gerenciamento de energia, aplicação da integração nas concessionárias de energia elétrica e estrutura para comunicação do mercado de energia (USLAR et al., 2012).

Figura 33 - Pacotes do CIM de nível superior do padrão IEC 61970-301.



Fonte: Adaptado de (IEC 61970-301, 2011).

6.4 PACOTES DO CIM

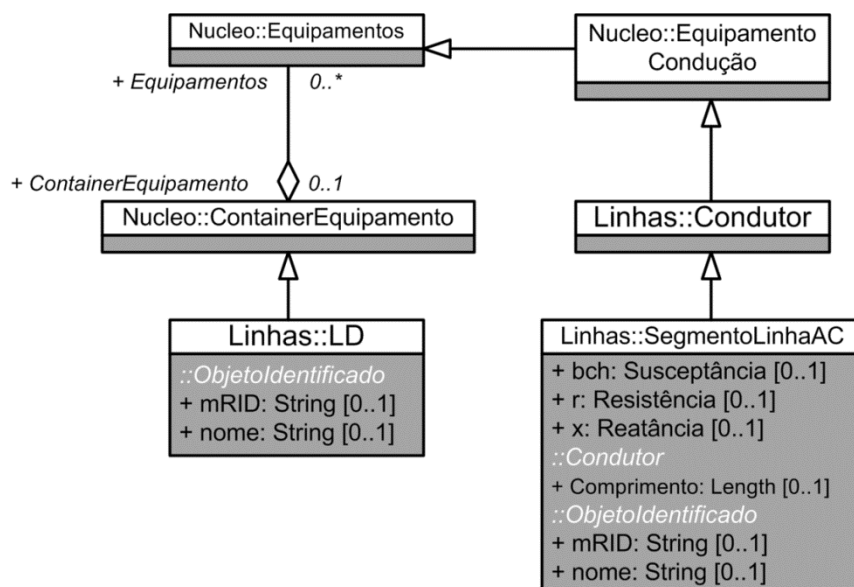
Geralmente, um pacote do CIM é usado para agrupar elementos de modelos relacionados. Cada pacote contém uma quantidade de classes definidas e um ou mais diagramas mostrando graficamente tanto as classes quanto seus relacionamentos. A utilização do conceito de pacotes torna o CIM fácil de projetar, compreender e rever. Além disso, pacotes adicionais devem ser definidos conforme o necessário para suportar novas visões do modelo do sistema elétrico.

Na Figura 33 é apresentado um compreensivo CIM fracionado em vários pacotes onde as relações de dependência são indicadas pelas linhas tracejadas com a cabeça da seta apontando para o pacote provedor. Na norma IEC 61970-301 são definidos e descritos todos os pacotes, por exemplo:

- 1) *Núcleo*: contém as entradas básicas que são compartilhadas por todos os aplicativos;
- 2) *Topologia*: modela a conectividade que é a definição física de como os equipamentos elétricos estão juntamente conectados;
- 3) *Linhas*: modela a informação das características elétricas das redes de distribuição e transmissão;
- 4) *Interrupção*: modela a informação da configuração de rede atual e planejada;
- 5) *Proteção*: modela a informação dos equipamentos de proteção como os relés;
- 6) *Medição*: contém as entradas que descrevem a dinâmica de troca de dados medidos entre os aplicativos;
- 7) *Modelo de carga*: fornece os modelos dos consumidores de energia e cargas do sistema elétrico;
- 8) *Produção*: fornece os modelos de vários tipos de geradores e modelos das informações para o custo de produção;
- 9) *Dinâmicas de Geração*: fornece os modelos para máquinas primárias necessárias para simulação e propósitos educativos;
- 10) *Domínio*: é um dicionário de dados das variáveis e unidades que definem os tipos de dados para atributos que podem ser usados por qualquer classe em qualquer outro pacote;
- 11) *SCADA*: contém as classes que modelam os pontos de dados localizados nas unidades remotas.

Cada pacote CIM contém um número de classes definidas que descrevem as características de um componente encontrado no sistema de energia elétrica real usando atributos, por exemplo, na Figura 34 é mostrado um diagrama de classe da linha de distribuição com alguns atributos relevantes.

Figura 34 - Diagrama de classe das partes relevantes da linha de distribuição.



Fonte: Adaptado de (USLAR et al., 2012).

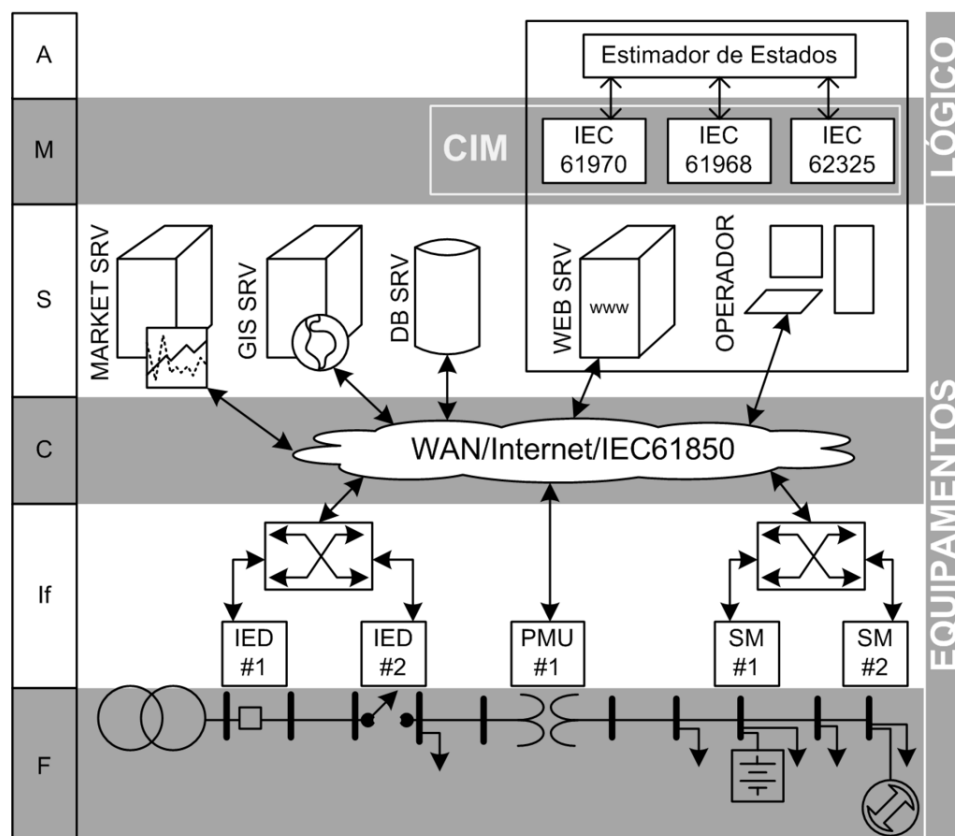
As linhas de distribuição (LD) são encontradas no pacote das Linhas que possui a classe SegmentoLinhaAC com características elétricas consistentes dadas por atributos como a susceptância, resistência, reatância e comprimento. A classe ContainerEquipamento possui vários tipos de equipamentos e está associada como os pontos de conectividade que são objetos topológicos lógicos necessários à ligação conjunta dos objetos físicos.

Portanto, os atributos das classes do CIM fornecem as informações de todos os componentes do sistema elétrico de potência para as metodologias de verificação presentes na camada de análise.

7 CAMADA DE ANÁLISE

A camada de análise é uma camada lógica e possui todas as funcionalidades e aplicativos necessários para manter as decisões automáticas e as tomadas de decisões do operador usando tanto os dados em tempo real quanto os dados históricos da camada do sistema via a camada de modelo, como está ilustrado na Figura 35.

Figura 35 - Apresentação dos elementos da camada de análise.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Uma das principais funcionalidades da camada de análise é a estimação de estados que pode obter uma boa estimativa dos estados das variáveis da rede elétrica através do processamento das medições disponíveis junto com os conhecimentos da topologia da rede e dos parâmetros dos modelos de linhas.

7.1 A ESTIMAÇÃO DE ESTADOS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

O sistema SCADA, tradicionalmente, conecta dois ambientes: a subestação e o centro de controle (IEEE PES, 2003). No início, os sistemas SCADA eram implementados usando um complexo sistema de chaveamento eletromecânico baseado na tecnologia telefônica discada capaz de ler instrumentos e operar equipamentos. O advento do computador no controle e processamento transformou o sistema SCADA no seu formato atual que permite o emprego de muitos aplicativos avançados. Como resultado, o sistema foi renomeado para EMS utilizando a estimação de estado como a principal ferramenta capaz de fornecer um conjunto completo de dados para controle e monitoramento em tempo real do sistema elétrico (LI et al., 2013). Estimadores de estados convencionais permitem um monitoramento preciso e eficiente dos fluxos de corrente nas linhas e dos perfis de tensão nas barras a fim de identificar o estado atual de operação que pode ser normal, emergência ou restaurativo (MONTICELLI, 1999). O aplicativo de estimação de estados normalmente possui as seguintes funções (SHAHIDEHPOUR; WANG, 2003) (ABUR; EXPÓSITO, 2004):

- *Processador de Topologia*: define a topologia do sistema através dos dados de estados dos disjuntores e chaves;
- *Análise de Observabilidade*: determina a viabilidade da solução da estimativa de estados para o conjunto de medições disponíveis;
- *Solução da Estimação de Estados*: calcula as tensões das barras e os fluxos das linhas usando o conjunto de medições disponíveis;
- *Processamento de dados inválidos*: identifica e elimina os dados inválidos do conjunto de medições disponíveis;
- *Processamento de parâmetros e erros estruturais*: estima vários parâmetros da rede e detecta erros na estrutura da rede;

Métodos de solução da estimação de estados, como os mínimos quadrados ponderados (WLS) (BOSE; CLEMENTS, 1987), valor mínimo absoluto (LAV)

(KOTIUGA, 1985) e valor mínimo absoluto ponderado (WLAV) (CELIK; ABUR, 1992), têm sido utilizados nos sistemas de transmissão desde os anos 1970, época em que os sistemas de distribuição eram “cegos”. Somente no passado recente, as concessionárias têm implementado a automação da distribuição para melhorar a qualidade de serviço resultando no desenvolvimento do DMS onde um dos principais aplicativos também é a estimação de estados (BARAN, 2001). Contudo, as metodologias de estimação de estados dos sistemas de transmissão não podem ser diretamente aplicadas no sistema de distribuição porque as redes de distribuição são desbalanceadas e radiais, têm grande quantidade de barras e a taxa de impedância R/X é maior ou igual a um (ABDEL-MAJEED, 2013). Portanto, muitos estudos encontrados na literatura propõem algumas adaptações à estimação de estados tradicional a fim de elaborar um estimador de estados às redes de distribuição.

A década de 1990 é marcada pela proposta de várias técnicas para estimação de estados no sistema de distribuição, assim, em (ROYTELMAN; SHAHIDEHPOR, 1993), o problema de estimação de estados dos mínimos quadrados é solucionado usando as leis de Kirchhoff ao lado dos modelos estatísticos das cargas que representam o carregamento dos transformadores de distribuição. Uma abordagem básica do WLS é proposta em (BARAN; KELLY, 1994) onde os elementos da matriz Jacobiana são simplificados resultando uma estimação de estados dependente intensamente da previsão das cargas. Baran (BARAN; KELLY, 1995) desenvolve um estimador de estados baseado nas correntes dos ramos que tenta incorporar a natureza desbalanceada das redes de distribuição, mas ele simplifica a topologia da rede através da remoção dos alimentadores laterais. Uma formulação baseada na corrente também é adotada por (LU et al., 1995) onde, primeiramente, o algoritmo estima as pseudo-medidas nos transformadores de distribuição e, posteriormente, as equações não lineares são iterativamente resolvidas usando o método de Newton. Lin (LIN; TENG, 1996a) apresenta uma estimação de estado desacoplada rápida baseada na corrente na forma retangular, aqui, a matriz de ganho é desacoplada em duas matrizes. O desacoplamento também é empregado por (LIN; TENG, 1996b) que introduz as medições de injeções de cargas nulas manipuladas através dos multiplicados de Langrange. Li (LI, 1996) propõe um modelo de carga estocástico influenciado pela variação cronológica e condições relacionadas ao clima. Em (GHOSH et al., 1997), um modelo probabilístico atende a diversidade de carga e o comportamento estatístico não normal das cargas. Celik (CELIK; LIU, 1999) assume a confiabilidade dos dados medidos e utiliza uma versão modificada do algoritmo de fluxo de potência de Gauss-Seidel, mas sua metodologia não suporta malhas fechadas nem geradores distribuídos. No geral, as propostas de estimação

de estados para sistemas de distribuição são baseadas no fluxo de potência probabilístico ou adaptações do método dos WLS.

Na década de 2000, metodologias da estimação de estados para sistemas de distribuição foram avaliadas, desta forma, (LUBKEMAN et al., 2000) faz uma implementação em campo da estimação de estados e discute questões ainda não solucionadas como as estratégias de modelagem das cargas. Depois de uma breve revisão da estimação de estados, Baran (BARAN, 2001) conclui que métodos mais adequados precisam ser desenvolvidos a fim de resolver problemas práticos da operação das redes de distribuição. Wang (WANG; SCHULZ, 2004) revê o método baseado nas correntes dos ramos e emprega os dados da leitura automáticas dos medidores (AMR) para estimar as cargas nos transformadores de distribuição. Por fim, (SINGH, 2009) avalia comparativamente as técnicas dos WLS, WLAV e *Scheweppe Huber generalized M* (SHGM). Os resultados finais mostraram que os algoritmos baseados nos WLS trabalham bem quando a característica de ruído é conhecida caso contrário uma nova classe de algoritmos deve ser desenvolvida.

O início da década de 2010 tem sido influenciado pelos conceitos da *smart grid* que incentivam o desenvolvimento de novos algoritmos para estimação de estados, assim (TAYLOR et al., 2011) assume a existência de redundância na informação fornecida pelos dados e sugere o desenvolvimento de novos métodos de estimação de estados para redes de distribuição que integrem os *smart meters* e DGs com baixo tempo computacional. Similarmente, (FARANTATOS et al., 2011) propõe uma estimação de estados dinâmica usando as medições sincronizadas altamente precisas das PMUs, contudo a metodologia trabalha somente dentro da subestação de interesse e ignora toda complexidade topológica da rede de distribuição.

Neste capítulo, as tendências da *smart grid* são seguidas no desenvolvimento de um método novo para estimação baseado no sistema de medição inteligente. O método proposto emprega um modelo de transformador de distribuição para acoplar a solução de estimação de estados da rede secundária com a primária, o que permite a criação de uma sequência de cálculo para cada estado desconhecido usando a solução do problema do ciclo Hamiltoniano. A estrutura da AMI fornece dados de medição com alta precisão e resolução (YING HU et al., 2011). Além disso, se qualquer *smart meter* perder seus dados de medição, devido á falha de comunicação, a metodologia proposta continua estimando o estado da rede de distribuição porque a estrutura da AMI possui um número redundante de *smart meters*. Outra característica distintiva do algoritmo proposto para estimação de

estados é sua formulação matemática baseada nas leis de Kirchhoff que permitem o cálculo direto e rápido dos estados desconhecidos.

7.2 DESENVOLVIMENTO DO ALGORITMO DE ESTIMAÇÃO DE ESTADOS

No sistema elétrico, o conjunto dos estados da rede, Ω , é composto pela união das tensões de barra, \dot{V}_i , corrente de ramo, \dot{J}_i , e as injeções de corrente, \dot{I}_i , nos m pares de barra-ramo da rede de distribuição como dado por (7.1). Em (7.2), ψ_i^t é o conjunto de estados medidos transmitidos à camada de sistema e a união deles forma o conjunto de estados medidos, Ψ . Por fim, o conjunto dos estados desconhecidos, X , contém todos os estados de rede que não são medidos, em outras palavras, é o complemento de Ψ em Ω como expresso por (7.3).

$$\Omega = \left\{ \omega \left| \omega \in \bigcup_{i=1}^m ([\dot{V}_i]_{3 \times 1}, [\dot{J}_i]_{3 \times 1}, [\dot{I}_i]_{3 \times 1}) \right. \right\} \quad (7.1)$$

$$\Psi = \left\{ \psi \left| \psi \in \Omega \wedge \omega \in \bigcup_{i=1}^m \psi_i^t \right. \right\} \quad (7.2)$$

$$X = \{ \chi | \chi \in \Omega \wedge \omega \notin \Psi \} = \Omega \setminus \Psi \quad (7.3)$$

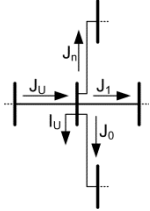
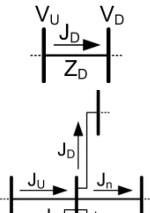
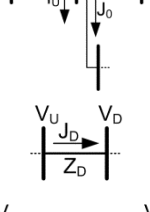
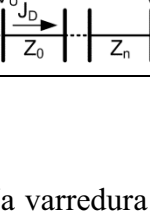
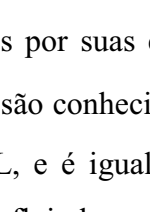
A estimação de estados, tipicamente, obtém os valores de X usando os valores de Ψ e uma sequência de múltiplas regressões. Alternativamente, a estimação de estado pode ser realizada usando a solução do problema do ciclo Hamiltoniano, mas antes de abordar sua formulação matemática, alguns modelos matemáticos empregados na metodologia proposta são desenvolvidos.

7.2.1 Equações da corrente e tensão

O comportamento de rede de distribuição é linear para certa condição de carregamento, mas sua formulação matemática, que calcula os estados da rede, é não-linear porque a rede de distribuição é modelada usando um grande e complexo circuito elétrico. Por outro lado, a rede de distribuição pode ser vista como um arranjo de muitos pequenos e simples circuitos elétricos (zonas de rede) que possuem soluções lineares obtidas pelas leis de Kirchhoff das correntes e tensões (KCL e KVL). Na Tabela 5 são descritas algumas

zonas de rede através do diagrama unifilar e da formulação matemática que resolve o estado desconhecido para as varreduras: *backward* e *forward*.

Tabela 5 - Diagrama unifilar das zonas de rede e suas equações para calcular os estados desconhecidos.

Modo	Zona de rede	Conjunto dos estados requeridos	Formulação trifásica	
<i>Backward</i>		$\Psi_1(j_U) = \left\{ i_U, \bigcup_{i=0}^n j_i \right\}$	$[j_U]_{3x1} = [i_U]_{3x1} + \sum_{i=0}^n [j_i]_{3x1} = f(\Psi_1(j_U))$	(7.4)
		$\Psi_2(\dot{V}_U) = \{\dot{V}_D, j_D\}$	$[\dot{V}_U]_{3x1} = [\dot{V}_D]_{3x1} + [\bar{Z}_D]_{3x3} [j_D]_{3x1} = f(\Psi_2(\dot{V}_U))$	(7.5)
<i>Forward</i>		$\Psi_3(j_D) = \left\{ j_U, i_U, \bigcup_{i=0}^n j_i \right\}$	$[j_D]_{3x1} = [j_U]_{3x1} - [i_U]_{3x1} - \sum_{i=0}^n [j_i]_{3x1} = f(\Psi_3(j_D))$	(7.6)
		$\Psi_4(\dot{V}_D) = \{\dot{V}_U, j_D\}$	$[\dot{V}_D]_{3x1} = [\dot{V}_U]_{3x1} - [\bar{Z}_D]_{3x3} [j_D]_{3x1} = f(\Psi_4(\dot{V}_D))$	(7.7)
		$\Psi_5(j_D) = \{\dot{V}_U, \dot{V}_n\}$	$[j_D]_{3x1} = \left[\sum_{i=0}^n [\bar{Z}_i]_{3x3} \right]^{-1} ([\dot{V}_U]_{3x1} - [\dot{V}_n]_{3x1}) = f(\Psi_5(j_D))$	(7.8)

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na varredura *backward*, os estados desconhecidos à montante, j_U e \dot{V}_U , podem ser resolvidos por suas equações sempre que o conjunto dos estados requeridos, $\Psi_1(j_U)$ ou $\Psi_2(\dot{V}_U)$, são conhecidos. Em (7.4), a corrente no ramo à montante, $[j_U]_{3x1}$, é solucionada pela KCL, e é igual a injeção de corrente na barra, $[i_U]_{3x1}$, mais a soma de todas as correntes fluindo nos ramos adjacentes à jusante. A equação (7.5) expressa a solução da tensão na barra à montante, $[\dot{V}_U]_{3x1}$, usando a KVL, que é igual a tensão da barra à jusante, $[\dot{V}_D]_{3x1}$, mais a queda de tensão sobre o ramo adjacente à jusante.

Similarmente, a varredura *forward* pode resolver os estados desconhecidos à jusante, j_D e \dot{V}_D , sempre que o conjunto dos estados requeridos, $\Psi_3(j_D)$, $\Psi_4(\dot{V}_D)$ ou $\Psi_5(j_D)$, são conhecidos. Em (7.6), qualquer corrente no ramo à jusante, $[j_D]_{3x1}$, é resolvida pela KCL, e é igual a corrente no ramo adjacente à montante, $[j_U]_{3x1}$, menos a injeção de corrente na barra à jusante, $[i_U]_{3x1}$, menos a soma de todas as correntes fluindo nos ramos adjacentes. A equação (7.7) expressa a solução da tensão na barra à jusante,

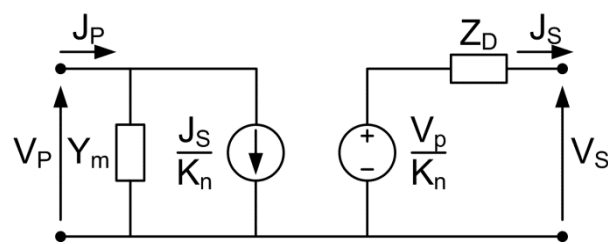
$[\dot{V}_D]_{3 \times 1}$, usando a KVL, que é igual a tensão na barra à montante, $[\dot{V}_U]_{3 \times 1}$, menos a queda de tensão sobre o ramo adjacente. A corrente na barra à jusante, $[\dot{J}_D]_{3 \times 1}$, também pode ser resolvida por (7.8) onde ela é igual à tensão na barra à montante, $[\dot{V}_U]_{3 \times 1}$, menos a tensão na barra remota à jusante, $[\dot{V}_n]_{3 \times 1}$, e então essa queda de tensão é dividida pela soma de todas as impedâncias conectadas em série entre essas duas barras. Esta última equação só pode ser utilizada quando não existe injeção de corrente entre as duas barras distantes com tensões conhecidas.

As zonas de rede são elementos discretizados que têm os ramos e barras da rede de distribuição. Os ramos podem ser linhas ou transformadores de distribuição. Os transformadores de distribuição são dispositivos típicos que conectam a rede primária com a rede secundária e podem causar um deslocamento no ângulo de fase aos valores de tensão e corrente de acordo com o tipo de conexão. Desta forma, a formulação matemática das zonas de rede deve ser melhorada para suportar as características operacionais do transformador de distribuição.

7.2.2 Modelo do transformador de distribuição

O transformador de distribuição pode ser visto como um quadripolo onde os parâmetros da formulação matemática são obtidos a partir da placa de informação e dos testes de curto-circuito e circuito aberto. Na Figura 36 é mostrado o diagrama elétrico de um transformador de distribuição modelado através dos conceitos de quadripolo.

Figura 36 - Análise do transformador de distribuição como quadripolo.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Os modelos matemáticos de duas portas, ou quadripolo, mais comuns são referenciados como de parâmetros z , y , h , g e $ABCD$ e são descritos por uma matriz quadrada de números complexos. De acordo com essa tendência, o modelo do transformador de distribuição também é tido como de parâmetros híbridos (parâmetros h) cujos parâmetros da diagonal principal são adimensionais devido à exigência de alguns algoritmos de fluxo de potência em calcular a corrente de primário, \dot{J}_P , na varredura

backward e a tensão de secundário, \dot{V}_S , na varredura *forward*. A equação (7.9) expressa o modelo do transformador de distribuição por fase e sua adaptação para cálculos nas redes trifásicas é dado pela equação (7.10).

$$\begin{bmatrix} \dot{J}_P \\ \dot{V}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_n^{-1} & \bar{Y}_m \\ -\bar{Z}_D & K_n^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{J}_S \\ \dot{V}_P \end{bmatrix} \quad (7.9)$$

$$\begin{bmatrix} [\dot{J}_P]_{3 \times 1} \\ [\dot{V}_S]_{3 \times 1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_n^{-1}[\Phi]_{3 \times 3} & [\bar{Y}_m]_{3 \times 3} \\ -[\bar{Z}_D]_{3 \times 3} & K_n^{-1}[\Phi]_{3 \times 3}^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\dot{J}_S]_{3 \times 1} \\ [\dot{V}_P]_{3 \times 1} \end{bmatrix} \quad (7.10)$$

No modelo do transformador de distribuição para redes trifásicas, uma matriz de deslocamento de fase, $[\Phi]_{3 \times 3}$, é adicionada como resultado da análise de incidência sobre os terminais do transformador para diferentes tipos de conexão. Na Tabela 6 são apresentados os valores de cada elemento da matriz de deslocamento de fase para os principais tipos de conexão dos transformadores.

Tabela 6 - Matriz de deslocamento de fase para vários tipos de conexão.

Conexão	ϕ_{11}	ϕ_{12}	ϕ_{13}	ϕ_{21}	ϕ_{22}	ϕ_{23}	ϕ_{31}	ϕ_{32}	ϕ_{33}
Yg-Yg ^a	1	0	0	0	1	0	0	0	1
Yg- Δ ^b	1	0	-1	-1	1	0	0	-1	1
Δ -Yg ^c	1	-1	0	0	1	-1	-1	0	1
Δ - Δ ^d	1	0	0	0	1	0	0	0	1

Fonte: Elaboração do próprio autor.

A relação de transformação, K_n , que é dada pela relação entre a tensão de entrada e a tensão de saída, também tem seu valor modificado conforme o tipo de conexão do transformador de distribuição. Na Tabela 7 são resumidos os valores de K_n para os principais tipos de conexão do transformador de distribuição.

Tabela 7 - Relação de transformação para vários tipos de conexão.

Conexão	K_n	Conexão	K_n
Yg-Yg ^a	V_{PL}/V_{SL}	Δ -Yg ^c	$\sqrt{3} V_{PL}/V_{SL}$
Yg- Δ ^b	$V_{PL}/\sqrt{3} V_{SL}$	Δ - Δ ^d	V_{PL}/V_{SL}

^a Primário e secundário são conectados em estrela aterrado (Yg);

^b Primário em estrela aterrado e secundário conectado em delta;

^c Primário em delta e secundário conectado em estrela aterrado;

^d Primário e secundário são conectados em delta (Δ).

Fonte: Elaboração do próprio autor.

A tensão de linha primária, V_{PL} , e a tensão de linha secundária, V_{SL} , são parâmetros elétricos encontrados na placa de informação de um transformador de distribuição, onde valores adicionais também são encontrados, tais como a potência trifásica, $S_{3\phi}$, e a impedância percentual, $Z_{\%}$, que são utilizadas para calcular a impedância de dispersão, \bar{Z}_D , e a admitância de magnetização, \bar{Y}_m , como dado por (7.11) e (7.12).

$$\bar{Z}_D = \frac{V_{SL}^2}{S_{3\phi}} \left(\frac{P_{Cu}}{S_{3\phi}} + j \sqrt{Z_{\%}^2 - \left(\frac{P_{Cu}}{S_{3\phi}} \right)^2} \right) \quad (7.11)$$

$$\bar{Y}_m = \frac{1}{3V_{PL}^2 \sqrt{\frac{1}{P_{Fe}^2} + \left(\frac{(1 - Z_{\%})V_{SL}}{2V_{PL}S_{3\phi}} \right)^2}} e^{-j \arctg \left(\frac{2V_{PL}S_{3\phi}}{P_{Fe}(1 - Z_{\%})V_{SL}} \right)} \quad (7.12)$$

Em adição aos valores da placa de informação, os resultados dos testes de curto-circuito e circuito aberto, tais como a perda no cobre, P_{Cu} , a perda no núcleo, P_{Fe} , também são utilizados para calcular os valores de \bar{Z}_D e \bar{Y}_m que preenchem a diagonal principal das matrizes $[\bar{Z}_D]_{3 \times 3}$ e $[\bar{Y}_m]_{3 \times 3}$, respectivamente. Uma vez que o modelo do transformador de distribuição foi formulado, as equações da Tabela 5 podem ser adaptadas através de algumas manipulações algébricas simples para suportar os ramos que possuem um transformador de distribuição.

$$[j_U]_{3 \times 1} = K_n^{-1} [\Phi]_{3 \times 3} [j_D]_{3 \times 1} + [\bar{Y}_m]_{3 \times 3} [\dot{V}_U]_{3 \times 1} \quad (7.13)$$

$$[\dot{V}_U]_{3 \times 1} = K_n [\Phi]_{3 \times 3} \left([\dot{V}_D]_{3 \times 1} + [\bar{Z}_D]_{3 \times 3} [j_D]_{3 \times 1} \right) \quad (7.14)$$

$$[j_D]_{3 \times 1} = K_n [\Phi]_{3 \times 3}^T \left([\bar{Y}_m]_{3 \times 3} [\dot{V}_U]_{3 \times 1} + [j_U]_{3 \times 1} \right) \quad (7.15)$$

$$[\dot{V}_D]_{3 \times 1} = K_n^{-1} [\Phi]_{3 \times 3}^T [\dot{V}_U]_{3 \times 1} - [\bar{Z}_D]_{3 \times 3} [j_D]_{3 \times 1} \quad (7.16)$$

Se o transformador de distribuição é comparável a um ramo, então os estados à montante são os valores do primário, e os estados à jusante são os valores do secundário do transformador de distribuição. Desta forma, (7.13) e (7.14) expressam a corrente de ramo à montante e a tensão de barra à montante, respectivamente, para um transformador de distribuição no modo de varredura *backward*. As equações (7.15) e (7.16) expressam a

corrente de ramo à jusante e a tensão de barra à jusante para um transformador de distribuição no modo de varredura *forward*. Em síntese, o modelo quadripolo do transformador funciona totalmente para o modo de varredura *backward/forward* sem a inversão de matrizes eliminando os problemas de singularidade.

7.2.3 Redes de distribuição malhadas

O transformador de distribuição não é a única particularidade das redes de energia elétrica, por exemplo, as redes de distribuição malhadas possuem barras especiais denominadas de *breakpoints* que fecham as malhas, assim a divisão das redes malhadas em muitas zonas de rede produz algumas zonas de rede com duas correntes de ramo convergindo para o mesmo *breakpoint* porque a direção das correntes de ramo é dada pelo sentido convencional, Figura 37(a).

Figura 37 - Representação de um *breakpoint*: (a) sentido convencional; (b) sentido real.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

No sentido convencional, a zona de rede do *breakpoint* possui duas correntes opostas, uma da esquerda, $[j_{i,L}]_{3 \times 1}$, e outra da direita, $[j_{i,R}]_{3 \times 1}$, o que não corresponde ao comportamento real, pois o *breakpoint* é uma barra de passagem ao invés de uma barra de drenagem. De fato, as direções das correntes são desconhecidas, Figura 37(b), portanto a igualdade (7.17) é essencial para preservar a robustez das equações da Tabela 5.

$$[j_U]_{3 \times 1} = [j_{i,L}]_{3 \times 1} = [j_{i,R}]_{3 \times 1} = [j_D]_{3 \times 1} \quad (7.17)$$

Na varredura *backward*, os estados desconhecidos à montante são resolvidos pelos estados conhecidos à jusante, desse modo, da perspectiva do ramo da esquerda, $[j_{i,L}]_{3 \times 1}$ é o estado desconhecido à montante e é igual à $[j_{i,R}]_{3 \times 1}$, que é estado conhecido à jusante e, da perspectiva do ramo da direita, uma correspondência similar é usada.

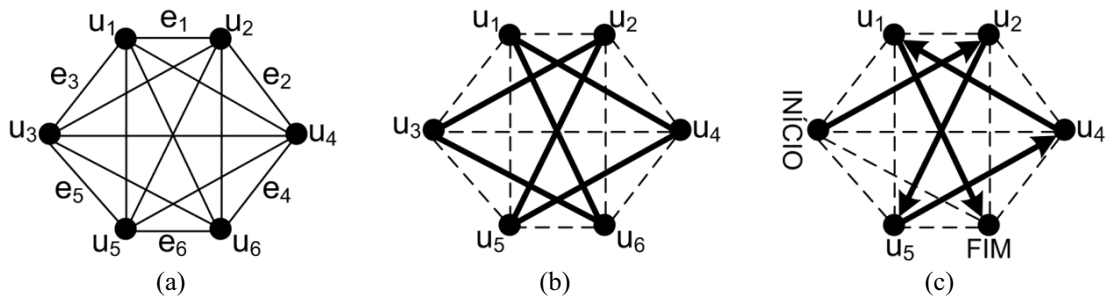
Na zona de rede do *breakpoint*, as direções das correntes de ramo são desconhecidas tanto quanto a equação de solução de cada estado desconhecido, portanto,

um processo de busca é necessário a fim de determinar a equação de solução de cada estado desconhecido e o momento em que cada estado desconhecido deve ser calculado.

7.2.4 Problema do ciclo Hamiltoniano

Na matemática, um grafo representa um conjunto de pontos (vértices) e linhas (arestas) em que cada linha conecta dois pontos. Um tipo particular de grafo é o grafo Hamiltoniano, Figura 38(a), que possui um ou mais ciclos Hamiltoniano, Figura 38(b), onde cada vértice é visitado somente uma vez de acordo com o caminho Hamiltoniano, Figura 38(c), (DEO, 1974).

Figura 38 - Definição do arranjo de vértices, u_i , e arestas, e_i : (a) grafo Hamiltoniano; (b) ciclo Hamiltoniano; (c) caminho Hamiltoniano.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Se os elementos de \mathbf{X} são dispostos em um grafo Hamiltoniano, cada vértice assume um elemento χ_i . Consequentemente, existe um caminho Hamiltoniano adequado capaz de fornecer uma sequência de cálculo dos estados desconhecidos, portanto a solução do problema do ciclo Hamiltoniano é um dos principais objetivos do processo proposto de estimação de estados. O problema do ciclo Hamiltoniano é um caso especial do problema do caixeiro viajante (TSP), ou seja, um problema NP-difícil, e pode ser formulado como um problema de programação linear inteiro.

Em (7.18), $F(\mathbf{X})$ é a função objetivo do problema do ciclo Hamiltoniano proposto e tem seu valor ótimo igual a zero quando o ciclo Hamiltoniano adequado é encontrado pelo processo de otimização que usa as restrições de (7.19) à (7.24) como guia. As equações (7.19) e (7.20) são restrições típicas do TSP e auxiliam na criação de ciclos arbitrários. Os elementos binários h_{ij} compõem a matriz quadrada, H , e são iguais a 1 sempre que existe uma aresta conectando o vértice de χ_i ao vértice de χ_j . A restrição (7.19) evita a repetição do valor 1 nas linhas da matriz, e a restrição (7.20) evita a repetição nas colunas da matriz, Desta forma, cada vértice é visitada somente uma vez por um ou mais ciclos disjuntos.

$$\min F(\mathbf{X}) = \sum_{j=1}^{n_X} C_j \quad (7.18)$$

Sujeito à:

$$\sum_{i=1, i \neq j}^{n_X} h_{ij} = 1, \quad j = 1, 2, \dots, n_X \quad (7.19)$$

$$\sum_{j=1, j \neq i}^{n_X} h_{ij} = 1, \quad i = 1, 2, \dots, n_X \quad (7.20)$$

$$s_i - s_j + n_X h_{ij} \leq n_X - 1, \quad s_i \neq n_X, i, j = 1, 2, \dots, n_X \quad (7.21)$$

$$A(j) = \{\chi_i | s_i < s_j\}, \quad i, j = 1, 2, \dots, n_X \quad (7.22)$$

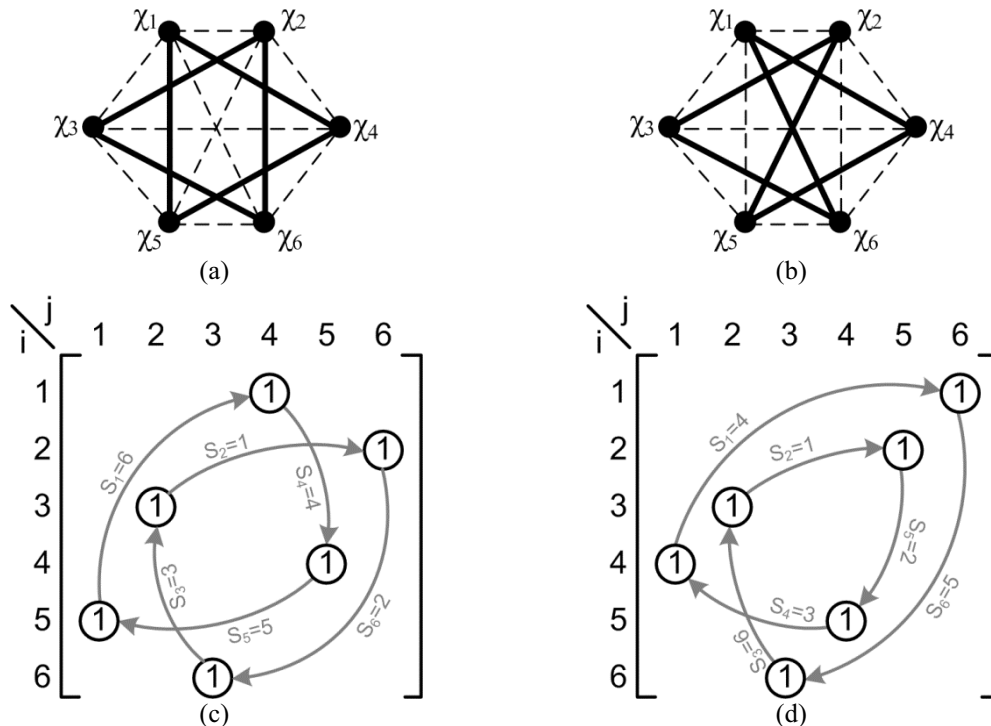
$$C_j = \begin{cases} 0, & \text{if } \Psi_k(\chi_j) \subset A(j) \cup \Psi \\ 1, & \text{caso contrário} \end{cases}, \quad j = 1, 2, \dots, n_X \quad (7.23)$$

$$1 \leq s_i \neq s_j \leq n_X, \quad i, j = 1, 2, \dots, n_X \quad (7.24)$$

$$h_{ij}, C_j \text{ binário} \quad (7.25)$$

$$s_i \text{ inteiro} \quad (7.26)$$

Figura 39 - Construção da matriz H : os ciclos disjuntos em (a) resulta na solução inviável em (c) ao passo que o ciclo Hamiltoniano em (b) produz a solução factível em (d).



Fonte: Elaboração do próprio autor.

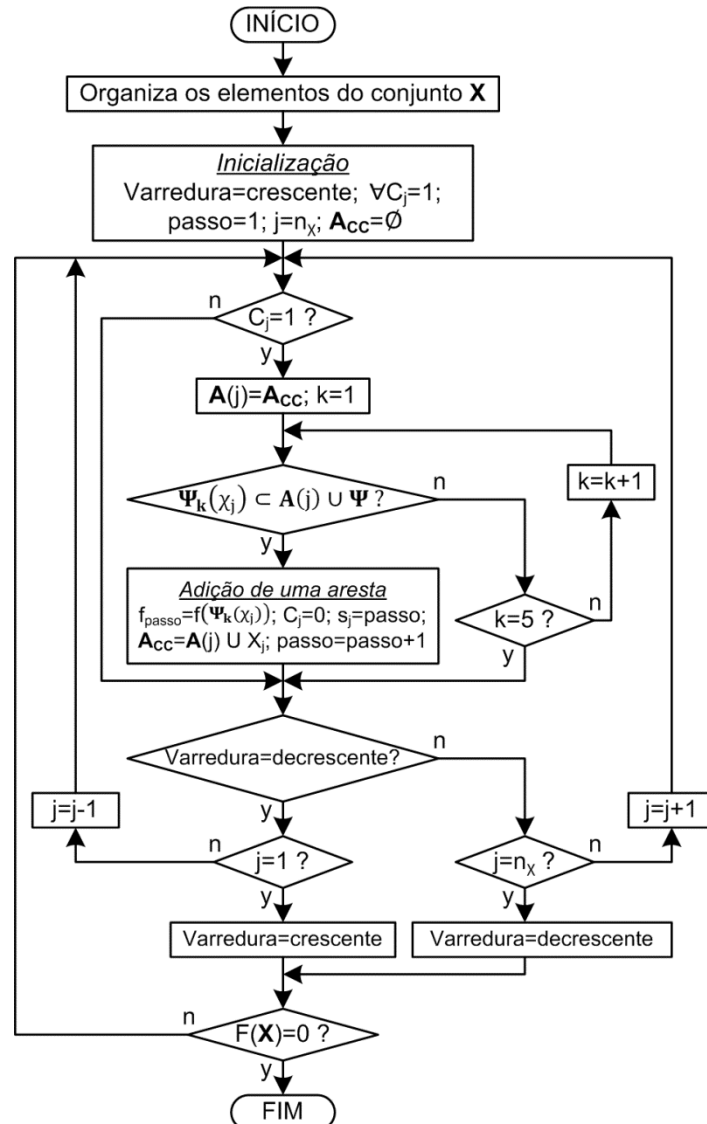
A restrição (7.21) força a construção do ciclo Hamiltoniano, por exemplo, na Figura 39(c) é mostrada a matriz H para os dois ciclos disjuntos ilustrados na Figura 39(a). Esta é uma solução inviável, pois o resultado de $s_3 - s_2 + n_X h_{32}$ contradiz a desigualdade (7.21). Por outro lado, na Figura 39(d) é demonstrada uma solução factível produzida pelo ciclo Hamiltoniano mostrado na Figura 39(b). A variável s_i é o passo do ciclo e indica o instante em que o vértice de χ_i é visitado, consequentemente, o conjunto $A(j)$ contém todos os vértices visitados até a visita ao vértice de χ_j , como dado por (7.22). Em outras palavras, se a equação de solução, $f(\Psi_k(\chi_j))$, do estado desconhecido é obtida durante a visita ao seu vértice, então o conjunto $A(j)$ acumula todos os estados desconhecidos cujo valor já foi solucionado em uma visita anterior. Desta forma, a equação (7.23) expressa o custo de uma visita ao vértice de χ_j , e este custo, C_j , é igual a zero sempre que os conjunto dos estados requeridos, $\Psi_k(\chi_j)$, é um subconjunto da união entre os conjuntos $A(j)$ e Ψ . Na Tabela 5 são estabelecidas cinco equações de solução básicas e seus conjuntos de estados requeridos, $\Psi_1(j_U)$, $\Psi_2(\dot{V}_U)$, $\Psi_3(j_D)$, $\Psi_4(\dot{V}_D)$ e $\Psi_5(j_D)$, para cada zona de rede, contudo esta correspondência varia de acordo com as particularidades das zonas de rede. Assim, o conjunto original $\Psi_1(j_U)$ altera-se para $\Psi_1^{BP}(j_U) = \{j_D\}$ quando a zona de rede tem um *breakpoint* e para $\Psi_1^{DT}(j_U) = \{j_D, \dot{V}_D\}$ na presença de um transformador de distribuição que também modifica o conjunto original $\Psi_3(j_D)$ para $\Psi_3^{DT}(j_D) = \{j_U, \dot{V}_U\}$.

O passo do ciclo, s_i , é um valor inteiro que varia, sem repetição, de 1 até o número de estados desconhecidos, n_X , como dado por (7.24). Por fim, a aresta que fecha o ciclo Hamiltoniano ($s_i = n_X$) é removida para produzir o caminho Hamiltoniano ou a sequência de cálculo dos estados desconhecidos.

7.2.5 Solução do Ciclo Hamiltoniano via algoritmo especializado

O problema do ciclo Hamiltoniano é um problema NP-difícil que exige um elevado custo computacional para encontrar qualquer ciclo Hamiltoniano e não violar as restrições de (7.19) à (7.21) quando o espaço de busca é grande. A redução do espaço de busca é uma abordagem eficiente para superar essa dificuldade, uma vez que os estados desconhecidos dependem da topologia da rede que é conhecida. Desta forma, um algoritmo pode encontrar um ciclo Hamiltoniano adequado com baixo custo computacional. Na Figura 40 é mostrado o fluxograma do algoritmo especializado onde um ciclo auxiliar é percorrido de cima a baixo usando as varreduras do tipo decrescente e crescente durante a busca pelo ciclo Hamiltoniano adequado.

Figura 40 - Fluxograma do algoritmo utilizado para encontrar o ciclo Hamiltoniano.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

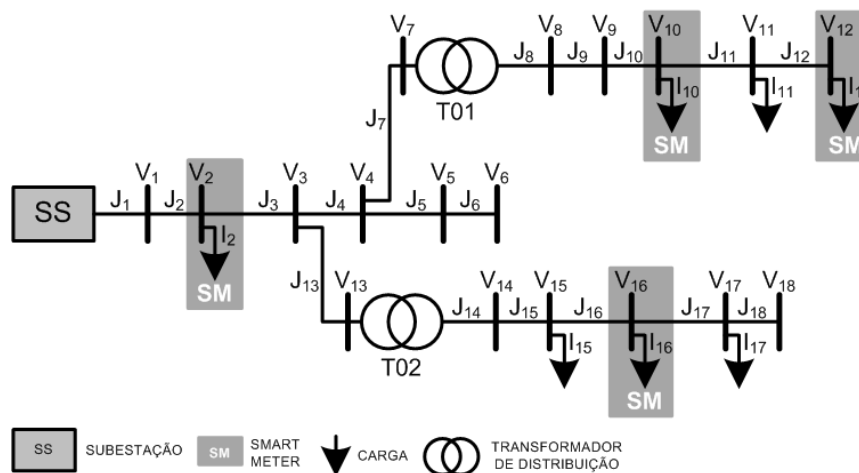
Primeiramente, o algoritmo organiza os elementos do conjunto X seguindo a topologia da rede de distribuição. Desse modo as variáveis de estado mais periféricas ficam no final do ciclo auxiliar, ao passo que as variáveis de estado próximas à subestação ficam no início do ciclo auxiliar. Em segundo lugar, a inicialização do algoritmo é realizada, por exemplo, a varredura é ajustada para o tipo decrescente e todos os valores de C_j são definidos iguais a 1. Posteriormente, o algoritmo inicia o processo para construção do ciclo Hamiltoniano usando as restrições (7.22) e (7.23). Se o valor de C_j é igual a 1, o vértice de x_j não está incluso no ciclo Hamiltoniano em construção, então o conjunto $A(j)$ é construído e a possibilidade de resolver o valor de x_j é verificada. No caso da possibilidade ser confirmada, a adição de uma aresta no ciclo Hamiltoniano em construção

é realizada. Em outras palavras, a equação de solução $f(\Psi_k(\chi_j))$ é especificada, o valor de C_j vai para zero e s_i assume o valor do passo do ciclo, que também é incrementado em uma unidade. Esses procedimentos são repetidos pelo algoritmo durante toda a varredura decrescente. Em seguida, a minimização de $F(\mathbf{X})$ é verificada. Se seu valor é igual a zero então o ciclo Hamiltoniano está completo e o algoritmo pausa, caso contrário uma varredura do tipo crescente é iniciada. O algoritmo continua realizando as varreduras até ele completar o ciclo Hamiltoniano.

7.2.6 Caso de estudo: rede de distribuição simplificada

Neste caso de estudo, se ilustra a execução do algoritmo especializado sobre uma rede de distribuição simplificada que possui um número satisfatório de dispositivos elétricos e uma topologia realista. Além disso, a redundância da infraestrutura do AMI está desfeita e somente algumas cargas são medidas.

Figura 41 - Diagrama topológico da rede de distribuição simplificada.



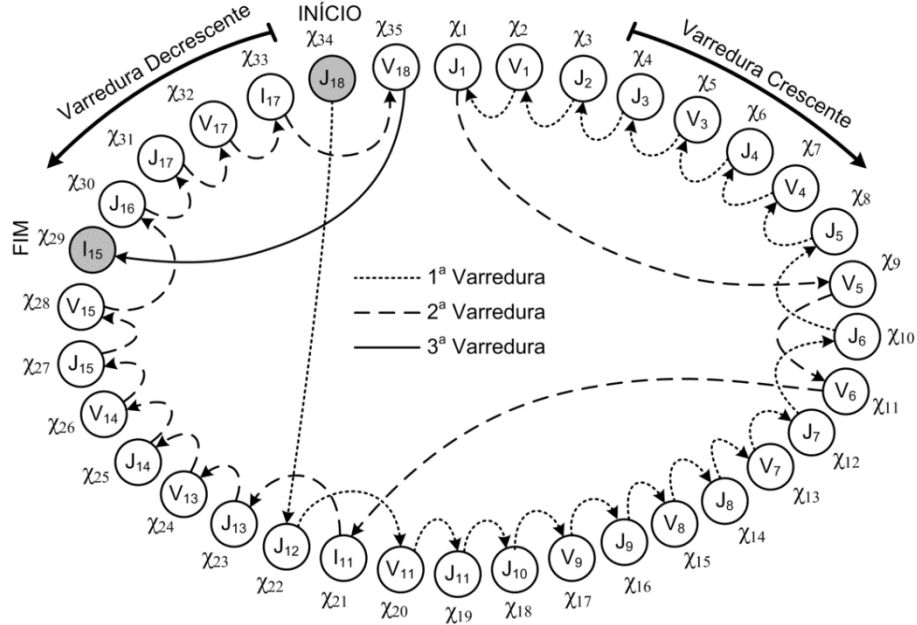
Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Figura 41 é mostrado o diagrama da rede simplificada que permite a construção do conjunto de medições, $\Psi = \{\dot{V}_2, \dot{I}_2, \dot{V}_{10}, \dot{I}_{10}, \dot{V}_{12}, \dot{I}_{12}, \dot{V}_{16}, \dot{I}_{16}\}$, cuja dimensão é $n_\Psi = 8$. Analogamente, é possível construir o conjunto dos estados desconhecidos, \mathbf{X} , cuja dimensão é $n_X = 35$.

Os estados estão indexados em concordância com a topologia da rede. Desta forma, os estados entram sequencialmente no ciclo auxiliar ($\chi_1 = \dot{I}_1, \chi_2 = \dot{V}_1, \dots, \chi_{35} = \dot{V}_{18}$), como mostrados pela Figura 42. Portanto, a varredura do tipo decrescente examina os estados de χ_{35} a χ_1 para encontrar a equação de solução de cada χ_j . Do mesmo modo, a varredura do tipo crescente examina os estados de χ_1 a χ_{35} . Em cada varredura, o

algoritmo constrói uma seção do ciclo Hamiltoniano, por exemplo, na Figura 42 são mostradas as seções construídas na 1ª, 2ª e 3ª varreduras. O produto final é o caminho Hamiltoniano que é uma sequência de cálculo para cada estado desconhecido através de equação de solução encontrada, como dado pela Tabela 8.

Figura 42 - Caminho Hamiltoniano obtido pelo algoritmo especializado.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Tabela 8 - Sequência de cálculo obtida a partir do caminho Hamiltoniano.

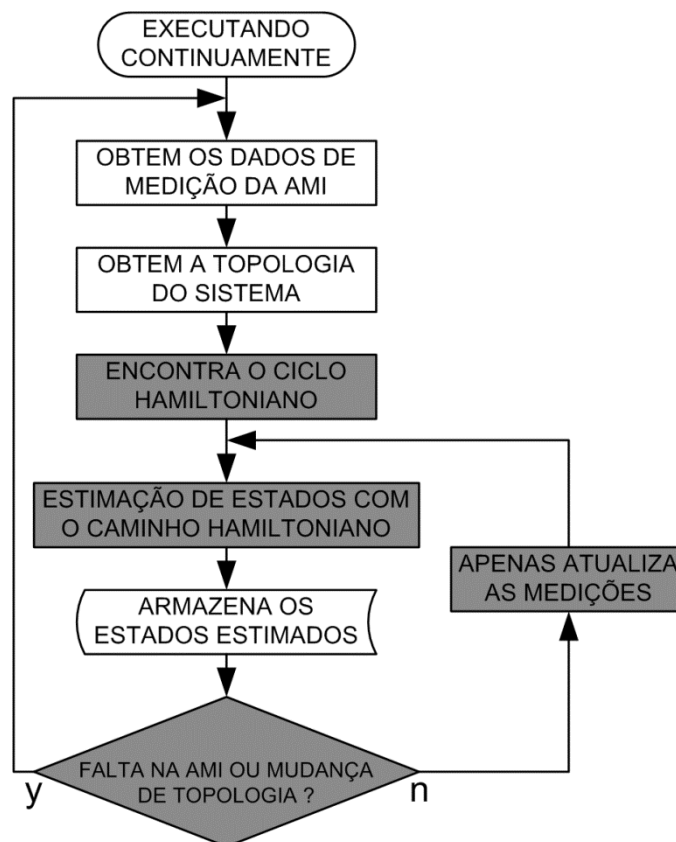
s_j	$f(\Psi_k(\chi_j))$	s_j	$f(\Psi_k(\chi_j))$
1	$[j_{18}] = [\dot{0}]$	19	$[\dot{v}_1] = [\dot{v}_2] + [\bar{z}_{1,2}][j_2]$
2	$[j_{12}] = [\dot{i}_{12}]$	20	$[j_1] = [j_2]$
3	$[\dot{v}_{11}] = [\dot{v}_{12}] + [\bar{z}_{11,12}][j_{12}]$	21	$[\dot{v}_5] = [\dot{v}_4] - [\bar{z}_{4,5}][j_5]$
4	$[j_{11}] = [\bar{z}_{10,11}]^{-1}([\dot{v}_{10}] - [\dot{v}_{11}])$	22	$[\dot{v}_6] = [\dot{v}_5] - [\bar{z}_{5,6}][j_6]$
5	$[j_{10}] = [\dot{i}_{10}] + [j_{11}]$	23	$[\dot{i}_{11}] = [\dot{j}_{11}] - [\dot{j}_{12}]$
6	$[\dot{v}_9] = [\dot{v}_{10}] + [\bar{z}_{9,10}][j_{10}]$	24	$[j_{13}] = [j_3] - [j_4]$
7	$[j_9] = [j_{10}]$	25	$[\dot{v}_{13}] = [\dot{v}_3] - [\bar{z}_{3,13}][j_{13}]$
8	$[\dot{v}_8] = [\dot{v}_9] + [\bar{z}_{8,9}][j_9]$	26	$[j_{14}] = k_n[\Phi]^T([\bar{v}_m][\dot{v}_{13}] + [j_{13}])$
9	$[j_8] = [j_9]$	27	$[\dot{v}_{14}] = k_n^{-1}[\Phi]^T[\dot{v}_{13}] + [\bar{z}_0][j_{14}]$
10	$[\dot{v}_7] = k_n[\Phi]([\dot{v}_8] + [\bar{z}_0][j_8])$	28	$[j_{15}] = [j_{14}]$
11	$[j_7] = k_n^{-1}[\Phi][j_8] + [\bar{v}_m][\dot{v}_7]$	29	$[\dot{v}_{15}] = [\dot{v}_{14}] - [\bar{z}_{14,15}][j_{15}]$
12	$[j_6] = [\dot{0}]$	30	$[j_{16}] = [\bar{z}_{15,16}]^{-1}([\dot{v}_{15}] - [\dot{v}_{16}])$
13	$[j_5] = [j_6]$	31	$[j_{17}] = [j_{16}] - [j_{16}]$
14	$[\dot{v}_4] = [\dot{v}_7] + [\bar{z}_{4,7}][j_7]$	32	$[\dot{v}_{17}] = [\dot{v}_{16}] - [\bar{z}_{16,17}][j_{17}]$
15	$[j_4] = [j_7] + [j_5]$	33	$[\dot{i}_{17}] = [j_{17}] - [j_{18}]$
16	$[\dot{v}_3] = [\dot{v}_4] + [\bar{z}_{3,4}][j_4]$	34	$[\dot{v}_{18}] = [\dot{v}_{17}] - [\bar{z}_{17,18}][j_{18}]$
17	$[j_3] = [\bar{z}_{2,3}]^{-1}([\dot{v}_2] - [\dot{v}_3])$	35	$[\dot{i}_{15}] = [j_{15}] - [j_{16}]$
18	$[j_2] = [j_3] + [j_2]$		

Fonte: Elaboração do próprio autor.

7.2.7 Processo de estimação de estados

O caminho Hamiltoniano é direcional e fornece uma sequência de cálculos, assim os estados desconhecidos são rapidamente estimados por um método não iterativo. Desta forma, o processo de estimação de estados deve somente solucionar o problema de otimização para encontrar um novo ciclo Hamiltoniano quando o sistema de distribuição sofre alguma contingência que altera a sua topologia ou uma falha na AMI, como mostrado na Figura 43. Na condição de operação normal, a estimação de estados é rapidamente realizada pelo caminho Hamiltoniano que usa um conjunto de medições atualizadas.

Figura 43 - Fluxograma do processo de estimação de estados.

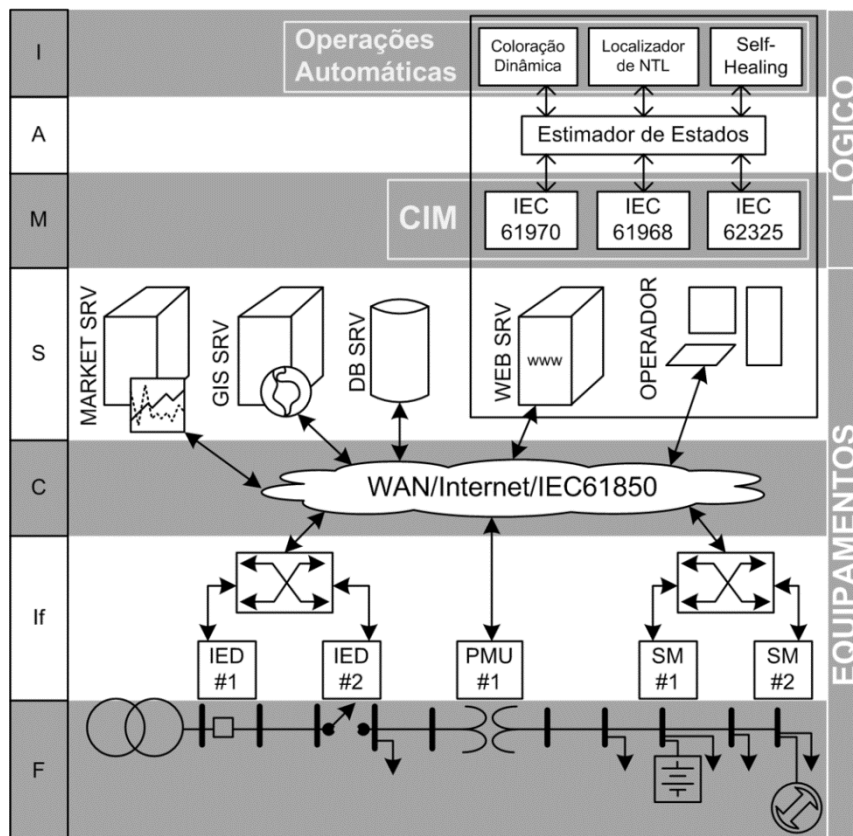


Fonte: Elaboração do próprio autor.

8 CAMADA DE INTELIGÊNCIA

As três camadas superiores são lógicas e possuem aplicações de programação computacional que são metas de muitas pesquisas da *smart grid*, por exemplo, o estimador de estados, na camada de análise, é fundamental para o DMS avançado e suporta muitas operações automáticas da camada de inteligência tais como o *self-healing* e a localização de perdas não técnicas (NTL).

Figura 44 - Modelo de referência completo para o DMS avançado na *smart grid*.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Figura 44 é inserida a camada de inteligência que é a camada mais elevada do modelo de referência da *smart grid* e inclui os aplicativos avançados de processamento de dados a fim de reduzir a intervenção humana tanto quanto fornecer inteligência no suporte da tomada de decisão.

8.1 COLORAÇÃO DINÂMICA

A ferramenta de coloração dinâmica permite ao operador do sistema monitorar a qualidade de energia entregue aos consumidores finais usando, por exemplo, a monitoração do perfil de tensão. A ferramenta de coloração dinâmica utiliza vários recursos do DMS avançado, tais como os diagramas topológicos georeferenciados em múltiplas camadas e os resultados produzidos pelo estimador de estados. Se as faixas de variação dos perfis de tensão são padronizadas (ANEEL, 2010) e associadas a uma cor específica, então cada ramo desenhado deve possuir uma cor diferente no diagrama topológico de acordo com o valor da tensão fornecido pelo estimador de estados. Assim, o modelo da linha de distribuição deve possuir um atributo formado pelo vetor binário $[RGB_i]_{1 \times 3}$ que indica a quantidade de vermelho, verde e azul incluído no diagrama da linha de distribuição.

$$[RGB_i] = \begin{cases} [0 \ 1 \ 0], & 0.93V_B \leq |\dot{V}_i^{SE}| \leq 1.05V_B \\ [0 \ 0 \ 1], & 0.90V_B \leq |\dot{V}_i^{SE}| < 0.93V_B \\ [1 \ 0 \ 0], & |\dot{V}_i^{SE}| < 0.90V_B \vee |\dot{V}_i^{SE}| > 1.05V_B \end{cases} \quad (8.1)$$

Em (8.1), V_B é a tensão de referência da rede de distribuição e $|\dot{V}_i^{SE}|$ é a magnitude da tensão de barra no final do i -ésimo ramo. Deste modo, a cor do ramo desenhado ou é verde, para uma faixa de tensão apropriada entre 93 e 105% de V_B , ou é azul, para uma faixa de tensão precária entre 90 e 93% de V_B , ou ainda é vermelho, para uma faixa de tensão crítica inferior a 90% ou superior a 105% de V_B . A ferramenta de coloração dinâmica atualiza a coloração do diagrama topológico em cada intervalo de tempo o que melhora o processo de tomada de decisão em situações de estresse.

8.2 LOCALIZAÇÃO DE PERDAS NÃO TÉCNICAS

A perda de energia elétrica representa a diferença entre a quantidade de energia injetada no sistema de distribuição e o que é cobrado. Existem dois tipos de perdas de energia elétrica: perdas técnicas e não técnicas. As perdas técnicas compõem-se da dissipação de energia nos equipamentos do sistema elétrico, tais como linhas e

transformadores de distribuição. Por outro lado, as perdas não técnicas são causadas pelas ações externas ao sistema de potência e representam a principal fonte de perdas comerciais devido à dificuldade para medi-las. A causa mais provável das perdas não técnicas está intimamente relacionada às fraudes tais como consumo de energia não contabilizada (contornando o medidor da concessionária ou drenando energia diretamente da rede secundária) e a alteração da precisão dos medidores.

A questão das perdas não técnicas é um problema típico das concessionárias ao redor do mundo, logo muitos estudos são encontrados na literatura sobre este tema. Por exemplo, em (AGUERO, 2012) são enumeradas e discutidas as perdas no sistema de potência incluindo as perdas não técnicas e indicam-se alguns caminhos para prevenir essas perdas focando nos equipamentos elétricos e suas instalações. Além de indicar algumas soluções para evitar as perdas não técnicas, (DOS ANGELOS et al., 2011) também propõe uma metodologia baseada na descoberta de conhecimento em banco de dados para identificar perfis suspeitos de consumidores de energia.

Há alguns anos, a indústria de eletricidade vem procurando resolver alguns desafios, tais como a diversificação da geração, resposta à demanda e conservação de energia, que não podem ser resolvidos nas tradicionais redes de eletricidade. A *smart grid* representa a próxima geração de redes elétricas que pode resolver esses problemas das redes tradicionais (GLOVER et al., 2010). A arquitetura da *smart grid* possui os domínios do fornecedor de serviço, de rede e do consumidor que são interconectados através de uma rede de comunicação (LEE; SU, 2013). Esta arquitetura permite à *smart grid* fornecer uma visibilidade total e controle difuso sobre todos os ativos e serviços da companhia de energia elétrica, como apresentado nos capítulos anteriores.

Alguns estudos sobre a detecção de perdas não técnicas no cenário da *smart grid* também são encontrados na literatura. Em (LO et al., 2012) os prováveis pontos de uso irregular de energia são localizados por meio de uma metodologia baseada no algoritmo tradicional de estimação de estados. Este algoritmo usa a técnica dos mínimos quadrados ponderados que é um procedimento iterativo, demanda alto custo computacional e utiliza pseudo-medidas; além disso, o problema de perdas não técnicas é discutido usando a abordagem tradicional da rede de eletricidade. Por outro lado, (MOHSENIAN-RAD, 2011) considera as novas vulnerabilidades na infra-estrutura da *smart grid* como ataques cibernéticos que devem atingir qualquer setor do sistema de potência: geração, distribuição e controle, e consumo. Embora seu objetivo principal seja o cálculo do custo de proteção

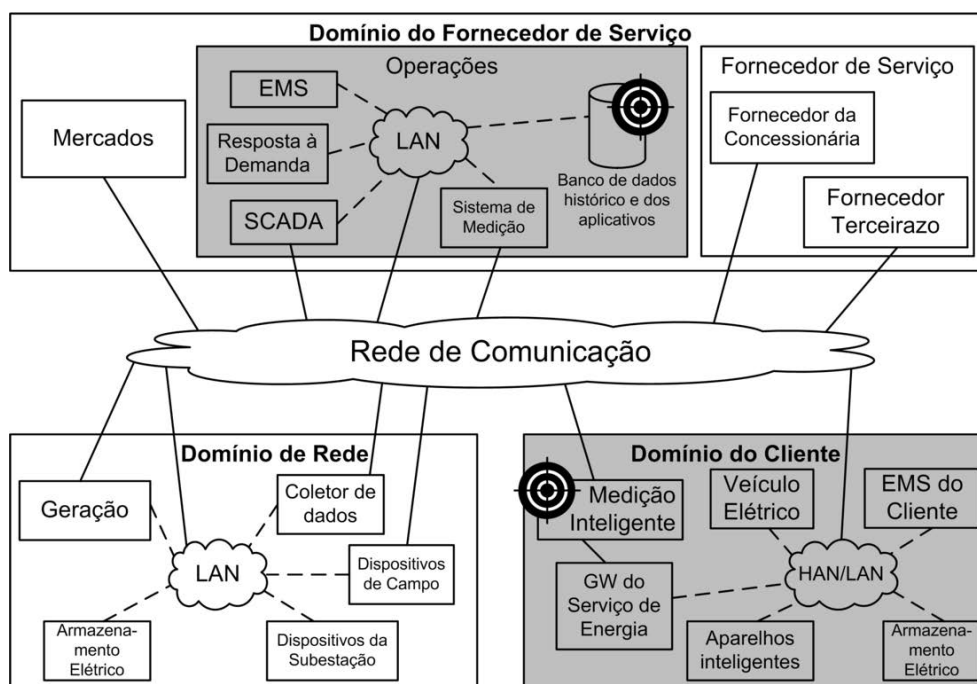
de todas as cargas vulneráveis em grandes sistemas de potência, discutem-se também vários mecanismos de defesa e os cenários em que os ataques podem ter sucesso.

Se existir alguma vulnerabilidade na infraestrutura da *smart grid*, *hackers* podem fraudar as companhias de energia elétrica através de ataques cibernéticos. Estas fraudes são caracterizadas como perdas não técnicas sempre que a companhia de energia elétrica tiver perdas comerciais. Portanto, esta seção dedica-se a identificar os tipos de ataques cibernéticos que podem produzir perdas não técnicas à infraestrutura da *smart grid* e a descrever uma metodologia capaz de detectar perdas não técnicas tanto para o ataque cibernético bem sucedido quanto ao tradicional furto de eletricidade.

8.2.1 Perdas não técnicas na *smart grid*

As concessionárias de energia consideram o furto de eletricidade como a principal fonte de perdas não técnicas. No sistema de potência tradicional, o furto de eletricidade é realizado pela conexão direta de uma carga ou a alteração do equipamento de medição que, às vezes, são descobertos pelos leituristas durante a coleta dos dados de consumo. O sistema de medição inteligente utiliza a coleta automática dos dados de consumo. Deste modo, a segurança da informação torna-se um poderoso mecanismo para proteger as concessionárias de energia contra vários tipos de fraudes, mas alguns componentes do sistema de informação podem continuar vulneráveis aos ataques cibernéticos devido aos altos custos para proteção de todo sistema elétrico (MOHSENIAN-RAD, 2011).

Figura 45 - Arquitetura simplificada da *smart grid* e prováveis alvos de ataques cibernéticos.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Figura 45 é mostrado um diagrama da arquitetura de informação simplificada da *smart grid* a fim de identificar seus componentes críticos. No domínio de rede, os ataques cibernéticos podem danificar o sistema de potência, mas os *hackers* não têm ganhos financeiros diretos com este tipo de ataque, portanto os *hackers* devem focar no sistema de medição inteligente dentro do domínio do cliente ou no banco de dados histórico e dos aplicativos no subdomínio de operações.

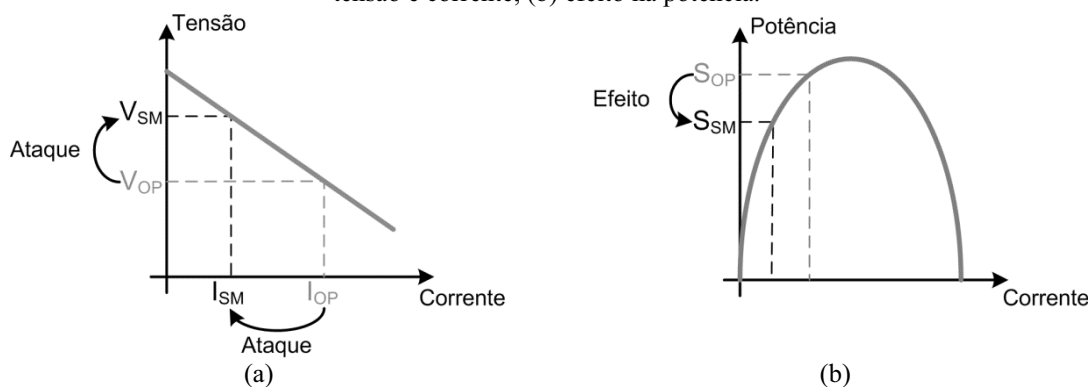
8.2.1.1 Ataque ao banco de dados histórico e dos aplicativos

No subdomínio de operações, a rede local é uma rede privada que pertence a companhia de energia elétrica e é altamente protegida. Um ataque cibernético de fora da rede seria difícil de realizar, então o ataque cibernético mais comum ao banco de dados histórico e dos aplicativos é feito de dentro da rede. Quando um *hacker* invade o banco de dados, ele pode apagar os dados de um cliente particular que, assim, torna-se não registrado e oculto para a companhia de energia elétrica. Consequentemente, a companhia de energia elétrica não deve contabilizar o consumo de energia deste cliente oculto, caracterizando uma perda não técnica semelhante à conexão direta de uma carga.

8.2.1.2 Ataque ao sistema de medição inteligente

Este tipo de ataque é mais fácil que o ataque ao banco de dados, pois o alvo é o sistema de medição inteligente que está localizado no domínio do cliente cuja rede de comunicação pode estar fracamente protegida. Um ataque ao sistema de medição inteligente consiste na adulteração digital intencional do *smart meter* (ERICSSON, 2010) ou do sistema de gerenciamento de energia do consumidor (HEMS) a fim de corromper os valores medidos.

Figura 46 - Ataque ao sistema de medição inteligente e suas consequências: (a) alteração dos valores de tensão e corrente, (b) efeito na potência.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Figura 46 são mostrados dois gráficos de linha que ilustram um ataque ao sistema de medição inteligente. Em um provável ataque, o valor da corrente é reduzido e o valor da tensão é elevado. Assim, a corrente medida pela concessionária, I_{SM} , torna-se menor que a corrente de operação, I_{OP} , e a tensão medida, V_{SM} , se torna maior que a tensão de operação, V_{OP} . Se essas modificações seguirem um critério, a potência medida, S_{SM} , deve se tornar menor que a potência de operação na carga, S_{OP} , consequentemente, a diferença entre os valores de potência medida e de operação devem representar a perda não técnica, pois a perda de energia é o produto da diferença de potência pelo período de tempo.

8.2.2 Estratégias para a detecção de perdas não técnicas

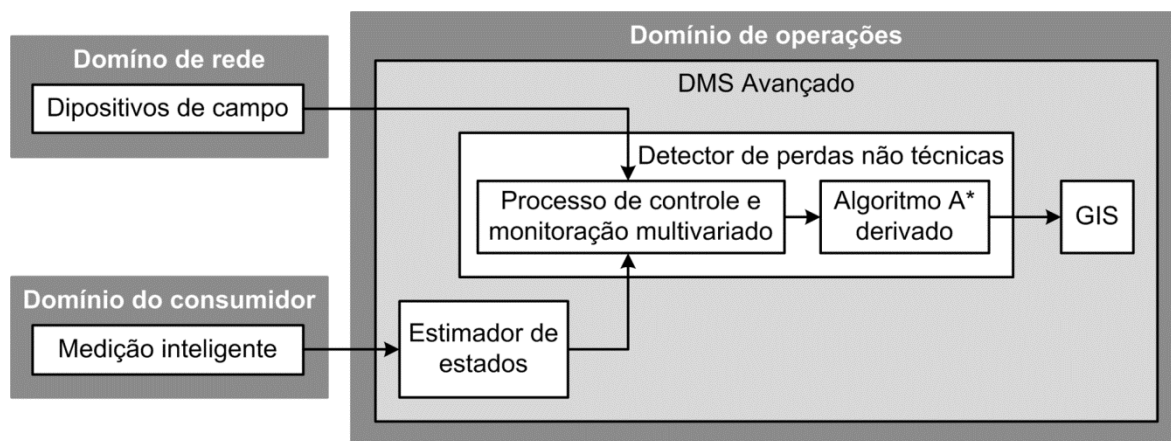
A proteção total do sistema de informação exige alto custo, alternativamente, aplicativos avançados devem utilizar todos os recursos da *smart grid* para proteção da informação de modo barato e eficiente. A detecção de perdas não técnicas usando os dados dos domínios de rede e do consumidor pode ser desenvolvida como uma ferramenta do DMS avançado. Como o DMS avançado está interconectado com o servidor GIS, então o detector de perdas não técnicas pode localizar a barra consumidora de energia no local onde o furto de eletricidade está ocorrendo.

Muitos esquemas de detecção de erros comparam uma informação recebida com a informação confiável que é fornecida por uma função *hash* adequada ou um algoritmo de *checksum*. Por exemplo, na Teoria da Informação os esquemas de detecção de erros usam métodos, como *bits* de paridade, *checksums*, verificação de redundância cíclica (CRC), funções de *hash* criptográficas e códigos de correção de erros, que sempre comparam uma informação recebida ou derivada com a informação confiável. Portanto, a comparação entre os estados da rede obtidos pelo sistema de medição inteligente no domínio dos consumidores e os estados da rede medidos por dispositivos de campo no domínio de rede é uma estratégia atrativa para a detecção de perdas não técnicas. Os dados do domínio de rede são mais confiáveis, porque a LAN pertence à concessionária de energia elétrica e os dispositivos neste domínio usam protocolos de comunicação padronizados para o sistema de potência.

Contudo, a comparação dos estados de rede no sistema de potência possui o problema da seletividade porque são comparados valores grandes e detectados erros pequenos. Os valores grandes são as magnitudes de tensão e corrente e os valores pequenos são as diferenças de tensão e corrente. A utilização do processo de controle e monitoração

multivariado supera este problema de seletividade. Essa técnica é um importante método para monitoração e controle de duas ou mais características de qualidade correlacionadas. Na indústria, o procedimento de inspeção automática utiliza esta técnica para medir vários parâmetros em cada unidade do produto manufaturado. Além disso, a utilização de um espaço amostral variável permite o desenvolvimento de um detector de perdas não técnicas rápido.

Figura 47 - Diagrama de blocos do procedimento para detecção de perdas não técnicas.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

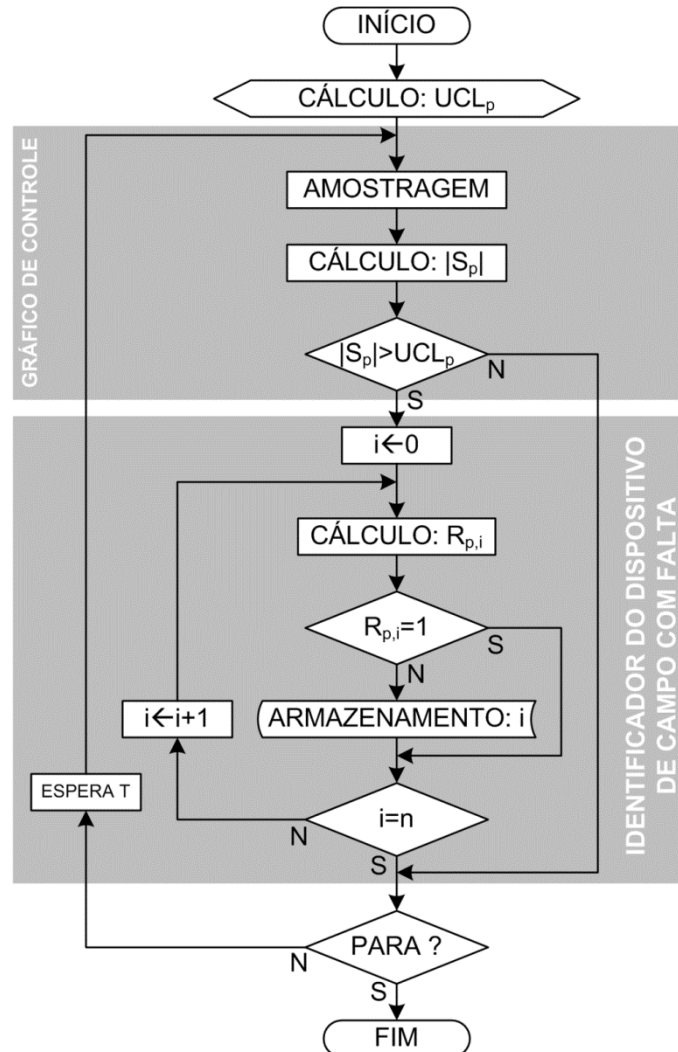
O diagrama de blocos do procedimento para detecção de perdas não técnicas é mostrado na Figura 47. Os dados de entrada do detector de perdas não técnicas provêm dos domínios de rede e do consumidor. Os dados do domínio de rede são os estados confiáveis medidos por dispositivos de campo como as unidades de medição fasorial e dispositivos eletrônicos inteligentes. Esses dispositivos podem medir os estados da rede nos terminais dos transformadores de distribuição ou das chaves automáticas. Os estados confiáveis são comparados aos estados produzidos pelo estimador de estados que usa dados do sistema de medição inteligente. Um algoritmo baseado no processo de monitoração e controle multivariado usa estes dados como entrada para a detecção de alguma possível perda de energia nos terminais do transformador de distribuição. Depois, um algoritmo *A estrela* (A^*) derivado procura a unidade de consumo com a perda de energia. Por fim, a aplicação GIS recebe a identificação da unidade de consumo fraudulenta e localiza as coordenadas da perda não técnica no mapa geográfico.

8.2.3 Processo de monitoração e controle multivariado

No controle de qualidade estatístico univariado, uma distribuição normal descreve o comportamento de uma característica de qualidade contínua. Esta mesma abordagem pode

ser usada no caso de q variáveis onde o seu comportamento é descrito por uma distribuição normal multivariada (MONTGOMERY, 2009). O detector de perdas não técnicas compara as variáveis de tensão e corrente, assim $q = 2$ e uma distribuição normal bivariada descreve a qualidade do espaço amostral.

Figura 48 - Algoritmo baseado no processo de monitoração e controle multivariado para a detecção de perdas não técnicas.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

O gráfico de controle é o procedimento mais popular para o processo de monitoração e controle multivariado onde a inspeção da variabilidade do processo é essencial. Na Figura 48 é mostrado o algoritmo para a detecção de perdas não técnicas, onde um gráfico de controle monitora a variância amostral generalizada, $|S_p|$. Se o valor da variância está acima do limite de controle superior, UCL_p , então existe alguma perda não técnica no espaço amostral e provavelmente o alimentador inspecionado possui mais

perdas. Assim, uma rotina de busca é executada pelo algoritmo para identificar os dispositivos de campo que revelaram essas perdas ao longo do alimentador.

8.2.3.1 Amostragem

O procedimento de amostragem calcula um valor de erro que representa as diferenças de tensão e corrente de cada dispositivo de campo durante um período T de tempo, como dado pelas equações (8.2) e (8.3).

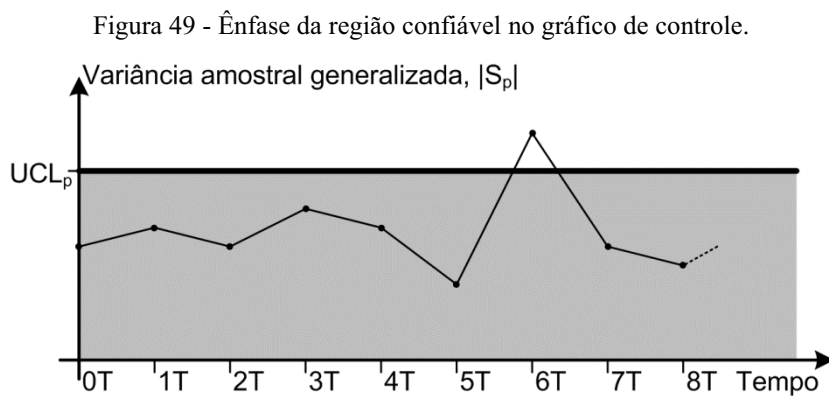
$$d_{p,1,i} = -\log_{10} |\dot{V}_{p,i}^{FD} - \dot{V}_{p,i}^{SE}|, \quad p = 1,2 \text{ ou } 3 \quad i = 1,2, \dots, N \quad (8.2)$$

$$d_{p,2,i} = -\log_{10} |\dot{I}_{p,i}^{FD} - \dot{I}_{p,i}^{SE}|, \quad p = 1,2 \text{ ou } 3 \quad i = 1,2, \dots, N \quad (8.3)$$

Os dispositivos de campo medem a tensão, $\dot{V}_{p,i}^{FD}$, e a corrente, $\dot{I}_{p,i}^{FD}$, cujos valores são comparados à tensão, $\dot{V}_{p,i}^{SE}$, e corrente, $\dot{I}_{p,i}^{SE}$, calculados pelo estimador de estados para cada fase p . A quantidade de comparações define a dimensão do espaço amostral que é igual à N . Além disso, o algoritmo escolhe aleatoriamente todos os elementos do espaço amostral.

8.2.3.2 Gráfico de controle

O gráfico de controle indica o comportamento da variância amostral generalizada, se seu valor está dentro da região confiável, então nenhuma perda não técnica foi encontrada no alimentador inspecionado.



Os parâmetros de controle definem a região confiável e são calculados para um sistema de energia elétrica perfeitamente operacional. Na Figura 49 é mostrado o comportamento de $|S_p|$ ao longo do tempo onde o parâmetro de controle é UCL_p .

$$UCL_p = |\Sigma_p|(b_1 + a_{p,0}\sqrt{b_2}) \quad (8.4)$$

$$|\Sigma_p| = \begin{vmatrix} \sigma_{p,1}^2 & \sigma_{p,12} \\ \sigma_{p,21} & \sigma_{p,2}^2 \end{vmatrix} \quad (8.5)$$

$$b_1 = \frac{1}{(N-1)^q} \prod_{i=1}^q (N-i) \quad (8.6)$$

$$b_2 = \frac{1}{(N-1)^{2q}} \prod_{i=1}^q (N-i) \left(\prod_{j=1}^q (N-j+2) - \prod_{j=1}^q (N-j) \right) \quad (8.7)$$

$$a_{p,i} = \left\lfloor \frac{1}{q - \text{sgn}(i)(q-1)} \sum_{j=i-(\text{sgn}(i)-1)}^{i-(\text{sgn}(i)-1)q} \left(\frac{\mu_{p,j} - \min_{1 \leq k \leq N} \{d_{p,j,k}\}}{\sigma_{p,j}} \right) \right\rfloor + 1 \quad (8.8)$$

A equação (8.4) expressa o cálculo de UCL_p que depende do determinante da matriz de covariância, Σ_p , sendo os elementos da diagonal principal as variâncias, $\sigma_{p,1}^2$ e $\sigma_{p,2}^2$, e os elementos fora da diagonal as covariâncias, $\sigma_{p,12}$ e $\sigma_{p,21}$. Em (8.6) e (8.7), os coeficientes b_1 e b_2 são, respectivamente, calculados em função da dimensão do espaço amostral. Por último, a média, μ_p , e o desvio padrão, σ_p , são usados para calcular os coeficientes $a_{p,0}$, $a_{p,1}$ e $a_{p,2}$, como formulado por (8.8). Os parâmetros estatísticos, tais como a média, desvio padrão, covariância e os coeficientes a_p , são obtidos à priori para uma rede de distribuição que opera sem perdas não técnicas.

Como o parâmetro UCL_p é previamente definido, o algoritmo verifica, para cada período de tempo, se a variância amostral generalizada está dentro da região confiável. A matriz de covariância amostral generalizada, S_p , possui parâmetros estatísticos do novo espaço amostral.

$$|S_p| = \begin{vmatrix} s_{p,1}^2 & s_{p,12} \\ s_{p,21} & s_{p,2}^2 \end{vmatrix} \quad (8.9)$$

$$s_{p,i}^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{j=1}^N (d_{p,i,j} - \bar{d}_{p,i})^2 \quad i = 1 \text{ e } 2 \quad (8.10)$$

$$s_{p,12} = s_{p,21} = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (d_{p,1,i} - \bar{d}_{p,1})(d_{p,2,i} - \bar{d}_{p,2}) \quad (8.11)$$

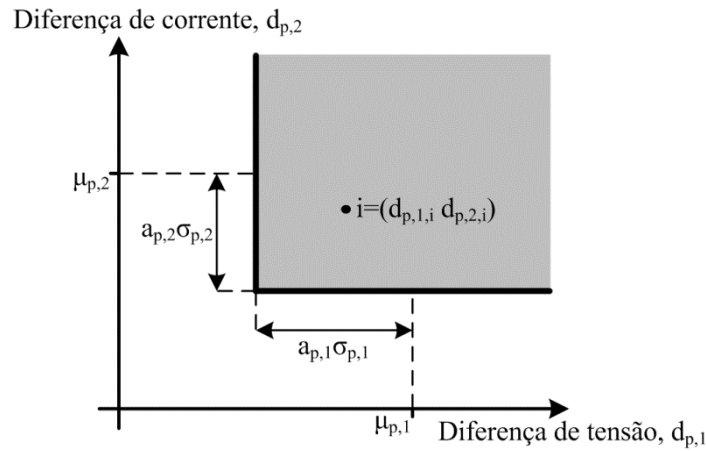
$$\bar{d}_{p,i} = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N d_{p,i,j} \quad i = 1 \text{ e } 2 \quad (8.12)$$

A equação (8.9) expressa o cálculo do determinante da covariância amostral generalizada $|S_p|$ que depende da variância, s_p^2 , covariância, s_p , e média, \bar{d}_p , da nova amostra equacionados por (8.10), (8.11) e (8.12), respectivamente.

8.2.3.3 Identificador do dispositivo de campo com perda

Quando a análise do gráfico de controle revelar a existência de perdas não técnicas, então o algoritmo realiza uma rotina para identificar os dispositivos de campo que revelaram essas perdas. A rotina de identificação é fundamentada no diagrama de dispersão das diferenças de corrente e tensão, como mostrado pela Figura 50.

Figura 50 - Ênfase da região confiável no diagrama de dispersão.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

A região confiável da rotina de identificação é definida pelo intervalo de confiança das diferenças de corrente e tensão. Os intervalos de confiança possuem um limite inferior e nenhum limite superior, pois as dissimilaridades produzem valores pequenos enquanto as similaridades produzem valores grandes, de acordo com (8.2) e (8.3).

$$R_{p,i} = \frac{1}{q} \sum_{j=1}^q \text{sgn}(d_{p,j,i} - \mu_{p,j} + a_{p,j}\sigma_{p,j}) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (8.13)$$

Uma vez que o algoritmo detecta alguma possível perda não técnica no alimentador inspecionado, todos os n dispositivos de campo são inspecionados através do cálculo de $R_{p,i}$ que indica a posição do ponto $i=(d_{p,1,i}, d_{p,2,i})$ no diagrama de dispersão. Se o valor de $R_{p,i}$ é igual a um então o ponto i está dentro da região confiável. Caso contrário, o ponto i está fora da região confiável, onde estão localizados os pontos produzidos pelos dispositivos de campo com perdas não técnicas. O algoritmo armazena o índice i do dispositivo de campo que é posteriormente utilizado pelo algoritmo A* derivado para localizar a unidade de consumo que apresenta esta perda de energia.

O processo de monitoração e controle multivariado rapidamente inspeciona o sistema de potência devido ao seu reduzido espaço amostral. Assim, o processo pode ser repetido rapidamente em grandes sistemas de potência com muitos alimentadores, pois o algoritmo não realiza a amostragem em todos os dispositivos de campo.

8.2.3.4 Algoritmo A* derivado

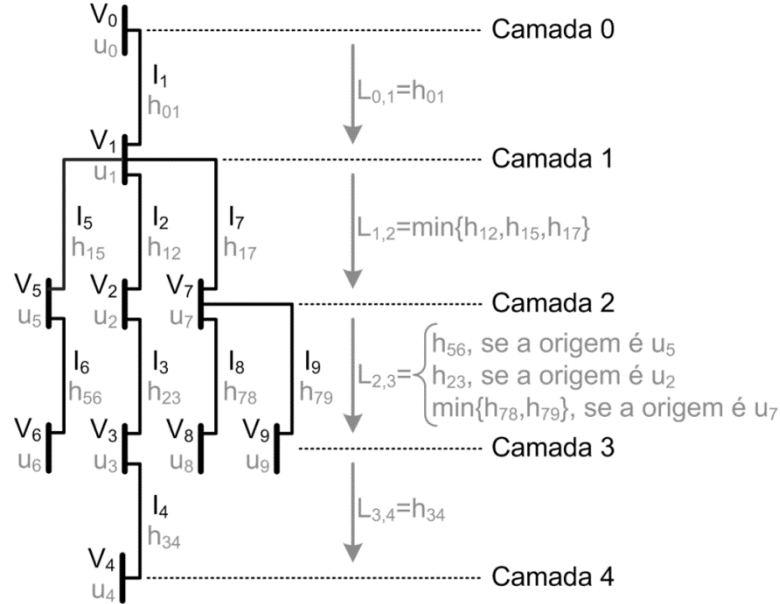
A identificação do dispositivo de campo com a perda não técnica somente encontra o transformador de distribuição, uma vez que o dispositivo de campo, sendo um IED, se encontra instalado no transformador de distribuição. Desta forma, a localização da unidade de consumo com perda de energia exige o uso de um algoritmo de *pathfinding*. O algoritmo A* é amplamente aplicado como *pathfinding* e usa a busca do primeiro melhor para encontrar um caminho de custo mínimo a partir de um nó inicial para um nó alvo. No presente problema de localização, o nó inicial é a barra do transformador de distribuição e o nó alvo é desconhecido porque ele é a barra com a perda não técnica. Usando um grafo em árvore para representar a topologia da rede de distribuição em camadas, o nó inicial fica localizado na camada raiz ($i=0$) e o nó alvo fica localizado em uma camada à jusante ($i>0$), então o algoritmo A* derivativo pode usar uma função de custo, $L_{p,i,i+1}$, como guia para deixar a camada i e entrar na camada $i+1$ até atingir o nó alvo.

$$L_{p,i,i+1} = \begin{cases} \min_{1 \leq j \leq NB_1} \{h_{p,1j}\} & \text{se a origem é } u_1 \\ \min_{1 \leq j \leq NB_2} \{h_{p,2j}\} & \text{se a origem é } u_2 \\ \vdots & \vdots \\ \min_{1 \leq j \leq NB_k} \{h_{p,kj}\} & \text{se a origem é } u_k \end{cases} \quad (8.14)$$

Em (8.14), $h_{p,ij}$ é o custo do ramo que conecta o nó u_i ao nó u_j e NB_i é a quantidade de ramos adjacentes à jusante do nó u_i . O valor de $L_{p,i,i+1}$ é o custo mínimo dos ramos

adjacentes à jusante do nó u_i , somente se o nó de origem for u_i , uma vez que as camadas podem possuir um número k de vértices de origem. O novo nó de origem é o nó de destinação do ramo que possui o menor custo na camada $i-1$. Na Figura 51 é ilustrada uma topologia de rede com suas camadas e a progressão da função custo através das camadas.

Figura 51 - Camadas da rede secundária e progressão da função custo.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

O algoritmo só progride para a próxima camada enquanto o valor do custo $L_{p,i,i+1}$ for diferente de zero, uma vez que o custo do ramo $h_{p,kj}$ é o somatório dos valores absolutos das diferenças de tensão.

$$h_{p,kj} = \sum_{l=1}^{N_{SM}} |\dot{V}_{p,l}^{SM} - \dot{V}_{p,l}^{PF}| \quad (8.15)$$

A quantidade de diferenças entre a tensão medida pelos *smart meters*, \dot{V}_p^{SM} , e a tensão calculada por um algoritmo de fluxo de potência não iterativo, \dot{V}_p^{PF} , depende da quantidade de *smart meters*, N_{SM} , que não inclui o *smart meter* da barra j que supostamente possui a unidade de consumo com a perda não técnica. Assim, o algoritmo de fluxo de potência não iterativo assume que a carga da barra j drena o erro de corrente revelado pelo dispositivo de campo e calcula o perfil de tensão ao longo da rede secundária para esta condição.

$$[\dot{V}_l^{PF}]_{3 \times 1} = [\dot{V}_{U,l}^{PF}]_{3 \times 1} - [\dot{K}_l]_{3 \times 3} [\bar{Z}_l]_{3 \times 3} [i_1^{SE}]_{3 \times 1} \quad l = 1, 2, \dots, n_{LV} \quad (8.16)$$

$$[\dot{K}_l]_{3 \times 3} = \begin{cases} 0 & \text{se fora da diagonal} \\ \frac{i_{p,l}^{SE} + i_{p,1}^{FD} - i_{p,1}^{SE}}{i_{p,1}^{SE}} & \text{se o ramo } l \text{ está entre} \\ & \text{a barra raiz e a barra } j \\ \frac{i_{p,l}^{SE}}{i_{p,1}^{SE}} & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (8.17)$$

O algoritmo do fluxo de potência não iterativo adota a tensão na barra raiz, $[\dot{V}_0^{PF}]_{3 \times 1}$, igual à tensão medida pelo dispositivo de campo, $[\dot{V}_i^{FD}]_{3 \times 1}$, que revelou a perda de energia. O algoritmo inicia a partir da camada raiz e calcula as tensões à jusante, $[\dot{V}_l^{PF}]_{3 \times 1}$, para as n_{LV} barras da rede secundária, como dado por (8.16) onde o índice U refere-se aos valores de tensão à montante e $[\dot{K}_l]_{3 \times 3}$ à matriz de corrente normalizada. A equação (8.17) expressa o modo de construir esta matriz onde o erro de corrente, $(i_{p,1}^{FD} - i_{p,1}^{SE})$, é adicionado à corrente dos ramos localizados entre a barra raiz e a barra j cuja carga drena o erro de corrente. Assim, o valor de $L_{p,i,i+1}$ deve ser muito próximo de zero quando, de fato, a barra j possui a perda de potência.

9 AVALIAÇÃO DA PLATAFORMA DESENVOLVIDA

As camadas da arquitetura do DMS avançado foram desenvolvidas e integradas ao ambiente computacional constituindo a plataforma de simulação de um ambiente *smart grid*. Assim, tornou-se possível a verificação do comportamento dos algoritmos propostos, tão bem quanto a avaliação dos aplicativos de controle e monitoração disponíveis no supervisor do DMS avançado propostos neste trabalho.

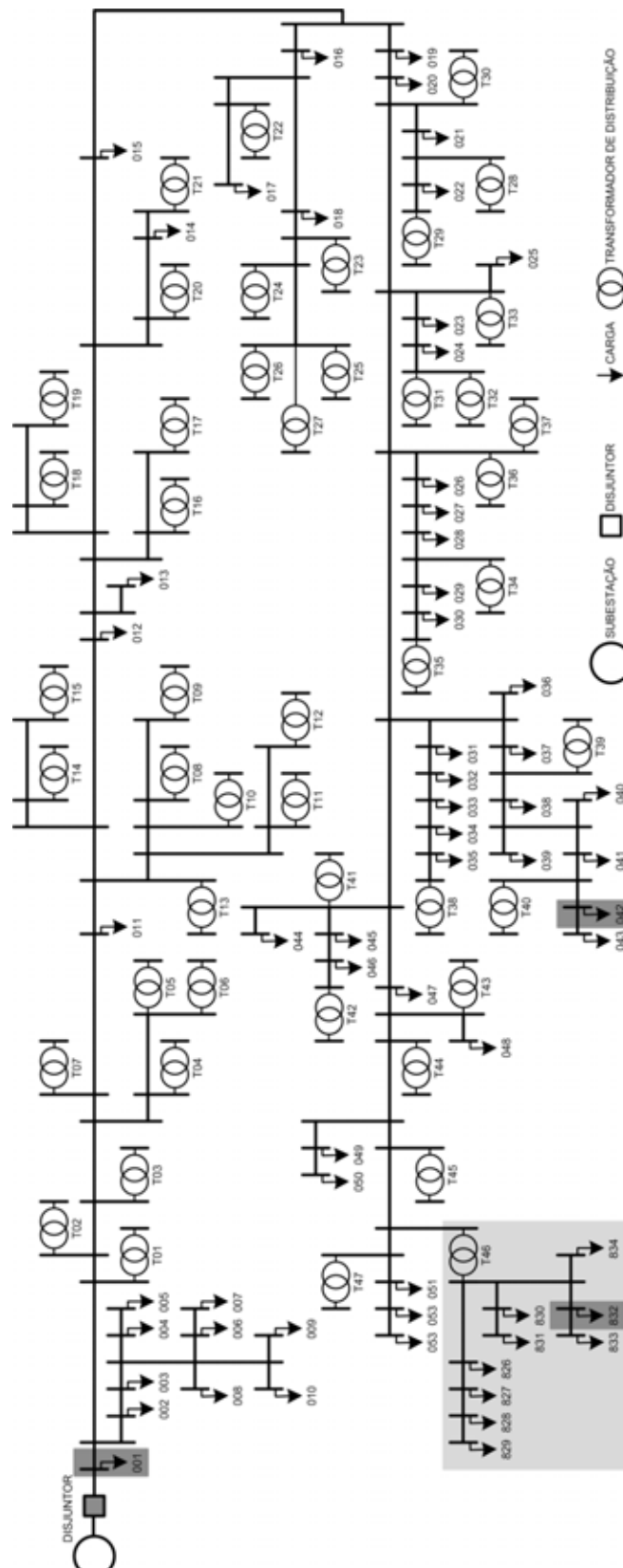
9.1 CAMADA FÍSICA

A metodologia proposta foi avaliada usando um alimentador de distribuição real (LAPSEE, 2015a) que fornece energia para 781 cargas na rede de baixa tensão (BT) e 53 cargas na rede de alta tensão (AT), consequentemente, existem 47 transformadores de distribuição na rede de distribuição testada. Na Figura 52 é mostrado um diagrama unifilar da rede, em que podem ser observados todos os transformadores de distribuição e as cargas na rede primária, ao passo que somente é ilustrada uma rede secundária, que possui suas cargas numeradas de #826 à #834. Destacam-se, também, quatro pontos importantes para a análise: o disjuntor no início do alimentador; a carga #001 está conectada próxima da principal fonte de energia; a carga #042 é influenciada pelo mercado; e a carga #832 está conectada na rede secundária.

A metodologia proposta é avaliada apresentando-se os resultados para a fase “a”, pois os resultados para as fases “b” e “c” são similares. A avaliação foi iniciada pelo cálculo do perfil de tensão ao longo do ramo principal que inicia no disjuntor e termina na carga #832. A apresentação do perfil de tensão tem por objetivo validar os modelos dos equipamentos elétricos conectados em série, especialmente o transformador de

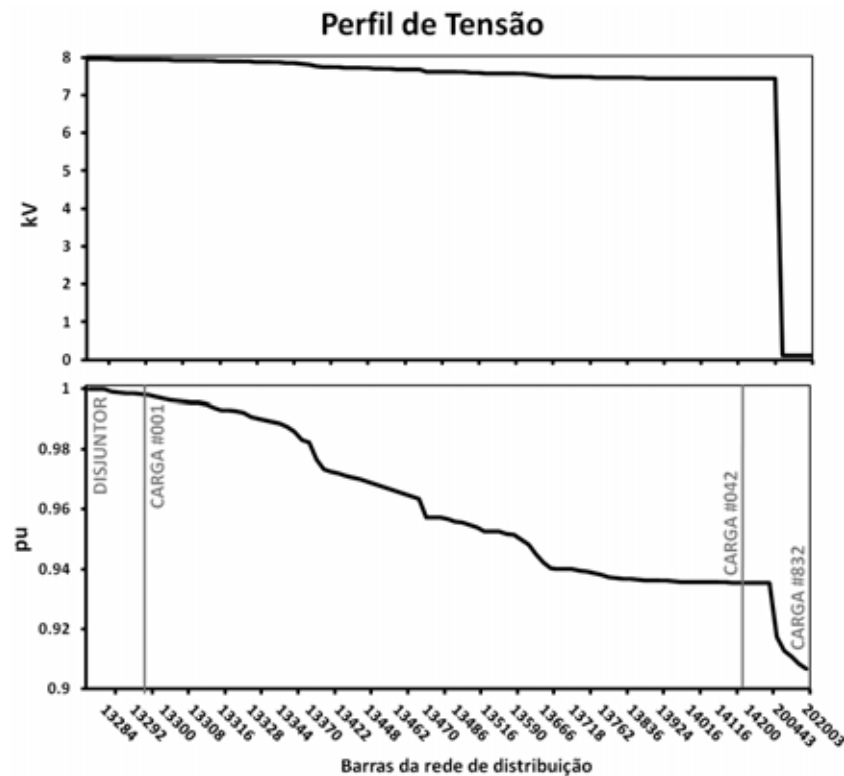
distribuição. O gráfico do perfil de tensão demonstra a queda de tensão para cada barra ao longo da rede de distribuição.

Figura 52 - Diagrama unifilar do alimentador de distribuição real.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 53 - Perfil de tensão ao longo do trecho entre a subestação e a barra #832.



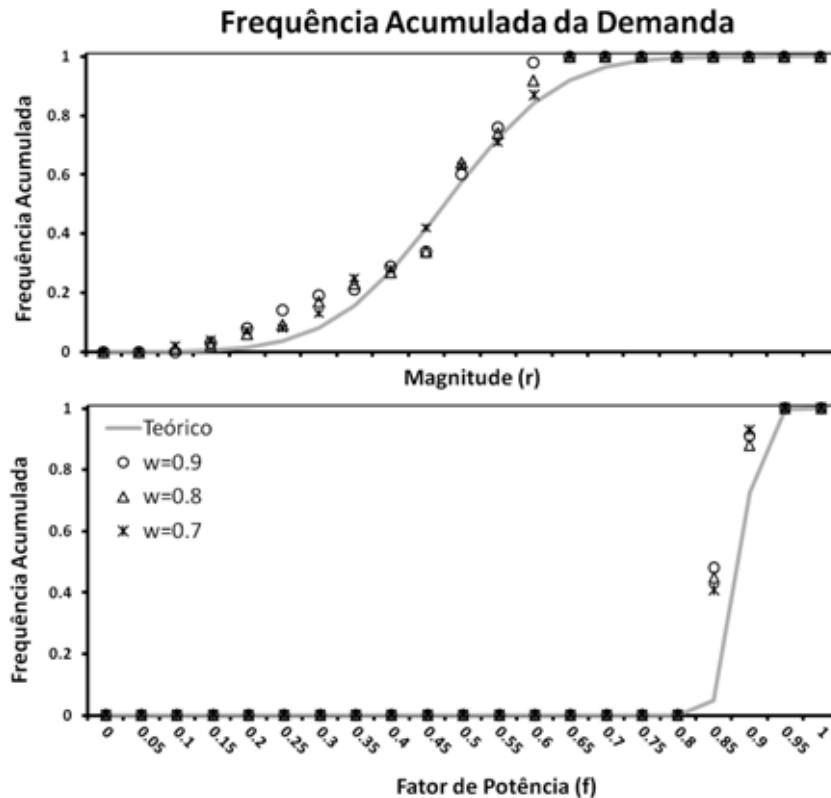
Fonte: Elaboração do próprio autor.

O perfil de tensão calculado pelo algoritmo de fluxo de potência é mostrado na Figura 53 onde o gráfico de linha, que tem a escala do eixo vertical em kilovolts (kV), destaca o desempenho do modelo do transformador de distribuição que abaixa a tensão da rede de milhares de volts para centenas de volts. Nesta simulação também se obteve uma relação de transformação do transformador em torno de 63 correspondendo à taxa esperada, pois a tensão de linha primária nominal é 13,8 kV e a secundária é 220 V. O gráfico de linha, que tem a escala do eixo vertical em pu (por unidade), revela a queda de tensão minimizando o comportamento do transformador de distribuição, logo verificou-se que a tensão na carga #001 esteve em torno de 1 pu e a carga #832 apresentou uma queda de tensão de aproximadamente 9%. Esses resultados são importantes para a compreensão do modelo de carga que é discutido nos parágrafos seguintes.

A barra da carga #001 é um ponto ideal para a avaliação da dependência do modelo de carga em relação ao fator ω , porque, nesta barra, a influência da tensão no modelo de carga ZIP é minimizada. Desse modo, foi simulada a demanda de potência da carga #001, ao meio-dia e durante 100 dias, a fim de construir as curvas de frequência acumulada, como é apresentado na Figura 54. A curva teórica foi construída usando (2.13), onde a média e o desvio padrão foram calculados utilizando os dados de medição. As curvas para

$\omega=0,7$, $\omega=0,8$, e $\omega=0,9$ foram obtidas usando os resultados da simulação. A curva de frequência acumulada para $\omega=0,7$ ficou mais próxima da curva teórica, porque a faixa de flutuação era grande, no entanto, deve-se evitar essa faixa de flutuação grande uma vez que o comportamento de medição é perdido, por isso, neste trabalho, adotou-se o valor de ω igual a 0,8 para obter a demanda de energia.

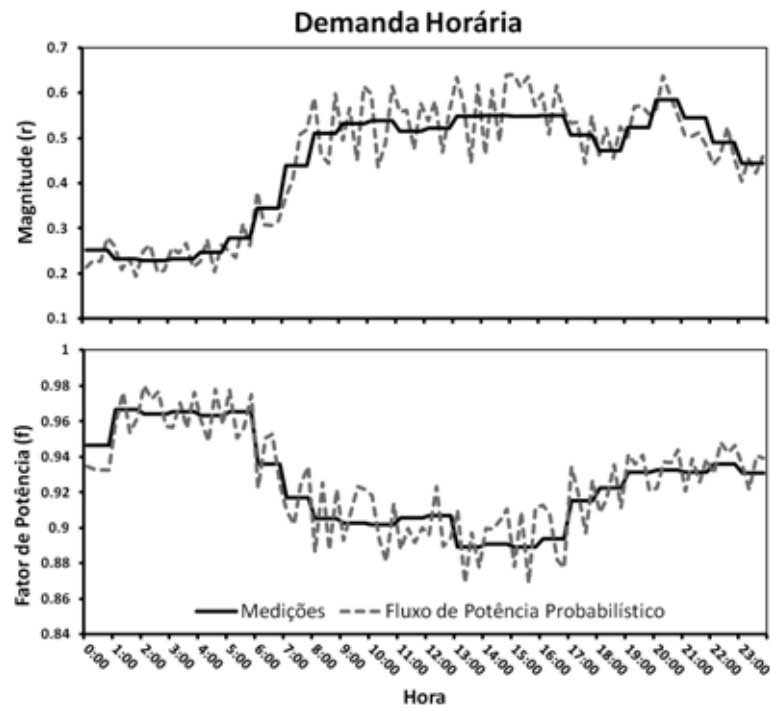
Figura 54 - Curva de frequência acumulada da carga #001 ao meio-dia.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

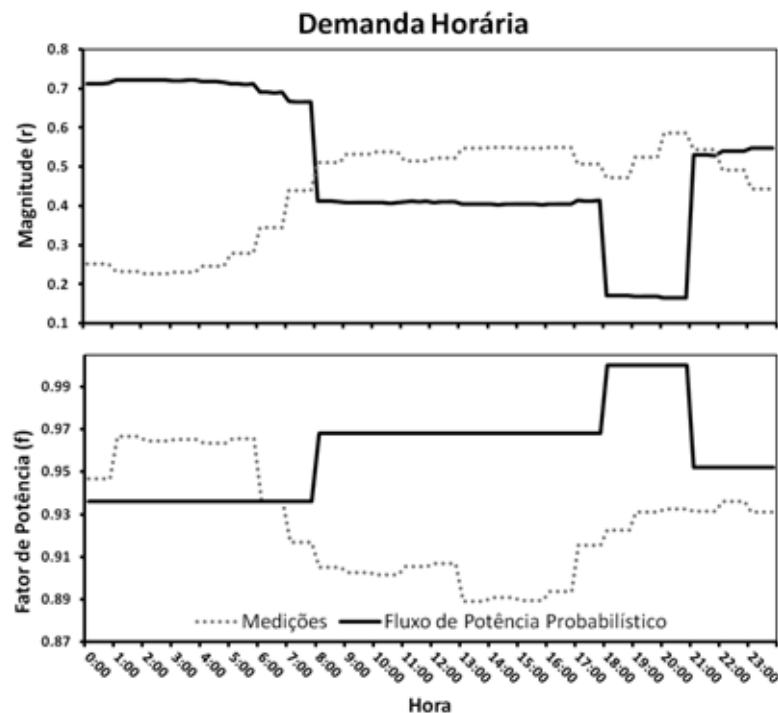
O modelo de carga ZIP também depende dos fatores de peso, λ_q , que foram ajustados com os valores: $\lambda_0=0$ e $\lambda_1=\lambda_2=0,5$. Em seguida, a demanda de energia da carga #001 foi reproduzida usando um intervalo de tempo discreto igual a 15 minutos durante 24 horas. Os resultados são mostrados na Figura 55, na qual os conjuntos de medição ($R_k(t_h)$ e $F_k(t_h)$) são as linhas sólidas e os resultados do fluxo de potência probabilístico são as linhas tracejadas. Primeiramente, observou-se uma variação dos valores da magnitude e do fator de potência para cada quarto de hora. Posteriormente, verificou-se que os resultados obtidos pelo fluxo de potência probabilístico margearam as medidas da magnitude e do fator de potência. Estes resultados, corresponderam ao comportamento esperado da carga, e desta forma, o simulador pode reproduzir a flutuação da demanda de energia de forma realista.

Figura 55 - Demanda de energia horária da carga #001.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 56 - Demanda de energia horária da carga #042.

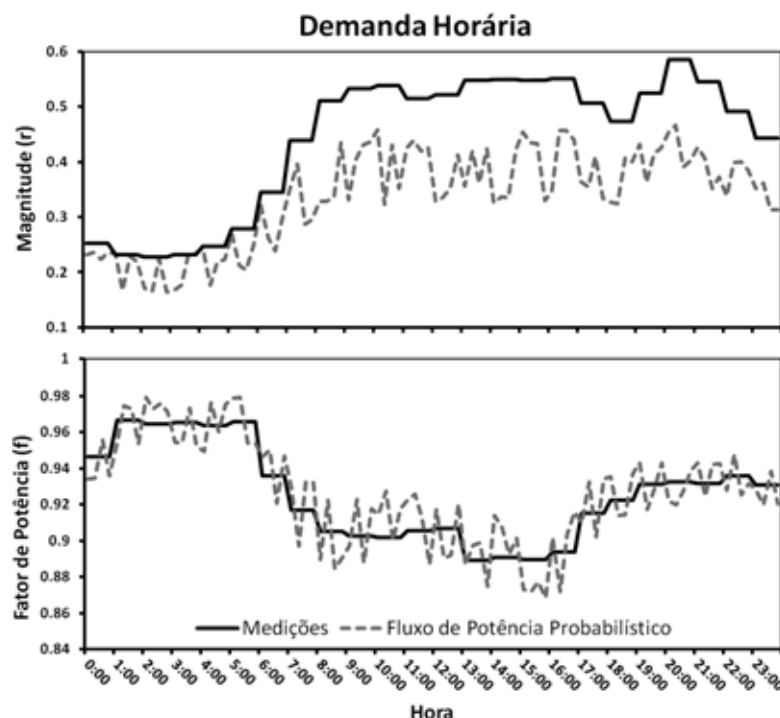


Fonte: Elaboração do próprio autor.

A influência do mercado sobre a demanda de energia foi avaliada assumindo que a carga #042 tinha um HEMS e as flutuações nos custos de energia eram de acordo com o gráfico na Figura 9. Além disso, ajustou-se $r_0=0,95$ e $\delta_R=0,75$ para a função adotada para o

controlador de magnitude, bem como $f_0=0,92$ e $\delta_F=0,08$ para a função adotada para o controlador de fator de potência. Os resultados obtidos da demanda de potência horária da carga #042 são mostrados na Figura 56, onde as flutuações do fator de potência obtidas pelo fluxo de potência probabilístico foram diretamente proporcionais ao custo da energia. Por outro lado, as flutuações da magnitude normalizada foram inversamente proporcionais ao custo de energia, pois a carga inteligente exige uma grande quantidade de energia quando a demanda total da rede de distribuição e os custos de energia são baixos, além disso, a carga inteligente tenta compensar o fator de potência da rede de distribuição, quando a demanda total da rede de distribuição e os custos de energia são altos.

Figura 57 - Demanda de energia horária da carga #832.



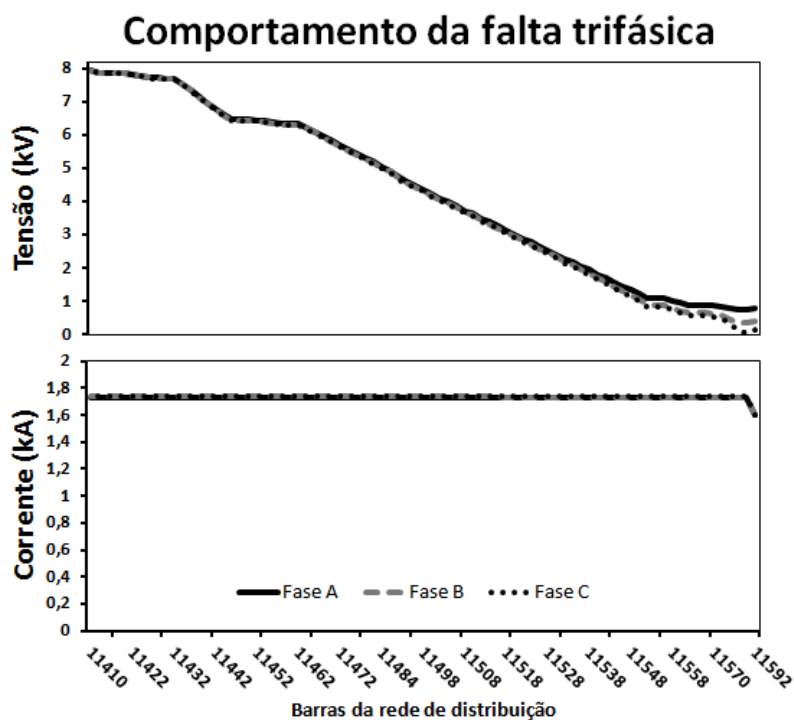
Fonte: Elaboração do próprio autor.

O último ponto de avaliação é a barra da carga #832 que está conectada à rede de baixa tensão e teve uma queda de tensão significativa, em torno de 9%. Na Figura 57 é revelada a demanda de energia por hora da carga #832, onde as medições do fator de potência foram assinaladas pela faixa de flutuação do fator de potência, obtidas pelo fluxo de potência probabilístico. No entanto, o intervalo de flutuação da magnitude obtida pelo fluxo de energia probabilística foi ligeiramente inferior às medições de magnitude, demonstrando uma dependência do modelo de carga ZIP com a queda de tensão, o que é uma característica indispensável para reproduzir o comportamento de curto-circuito numa rede de distribuição.

9.1.1 Geração de contingências

A rotina utilizada pelo algoritmo gerador de contingências simula a ocorrência de faltas na rede de distribuição e para avaliar este algoritmo foi considerado o alimentador de distribuição real na Figura 52 onde foram simuladas as faltas trifásica, bifásica e monofásica com baixa e alta impedância de curto-circuito. A análise iniciou com uma falta trifásica cujo comportamento da rede de distribuição é apresentado na Figura 58, onde se observam os perfis de tensão e fluxos de corrente ao longo do trecho compreendido entre a fonte e o ramo em falta. Como esperado, a tensão caiu gradativamente ao se afastar do nó raiz em direção ao ramo em falta onde a tensão se aproxima de zero. Neste ponto há uma pequena diferença entre as tensões das fases devido ao desequilíbrio de carga, porém este comportamento não é observado no perfil de corrente em que a magnitude é aproximadamente constante ao longo da ramificação entre o nó raiz e o ramo em falta para as três fases.

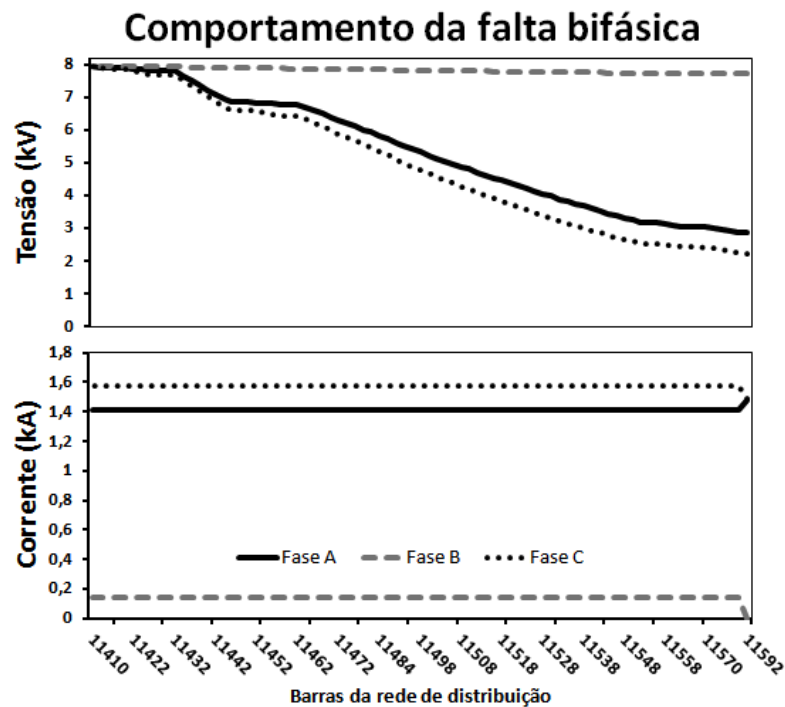
Figura 58 - Perfis de tensão e corrente durante uma falta trifásica.



Em seguida, foi avaliado o método de compensação diante da ocorrência de uma falta bifásica na rede de distribuição. Os resultados obtidos são apresentados na Figura 59 através dos perfis de tensão e fluxos de corrente que revelam a simulação de um curto-circuito entre as fases A e C, pois o nível de tensão da fase B permaneceu próximo ao nominal com baixo fluxo de corrente ao longo de toda ramificação entre o nó raiz e o ramo

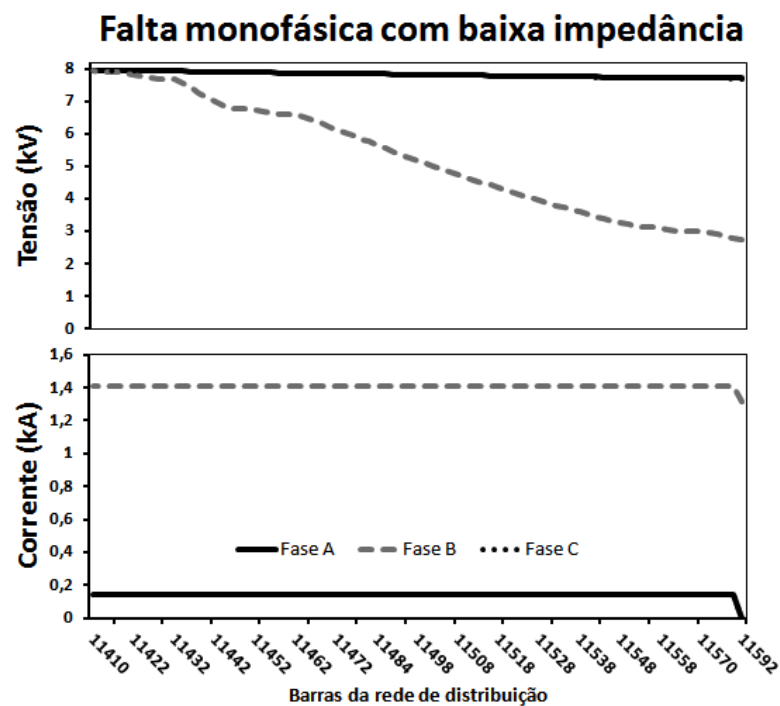
em falta. Por outro lado, as tensões das fases A e C caíram gradativamente do valor nominal para cerca de 2 kV e o fluxo de corrente nessas duas fases também foi alto, em torno de 1,5 kA, ao longo da mesma ramificação.

Figura 59 - Perfis de tensão e corrente durante uma falta bifásica.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

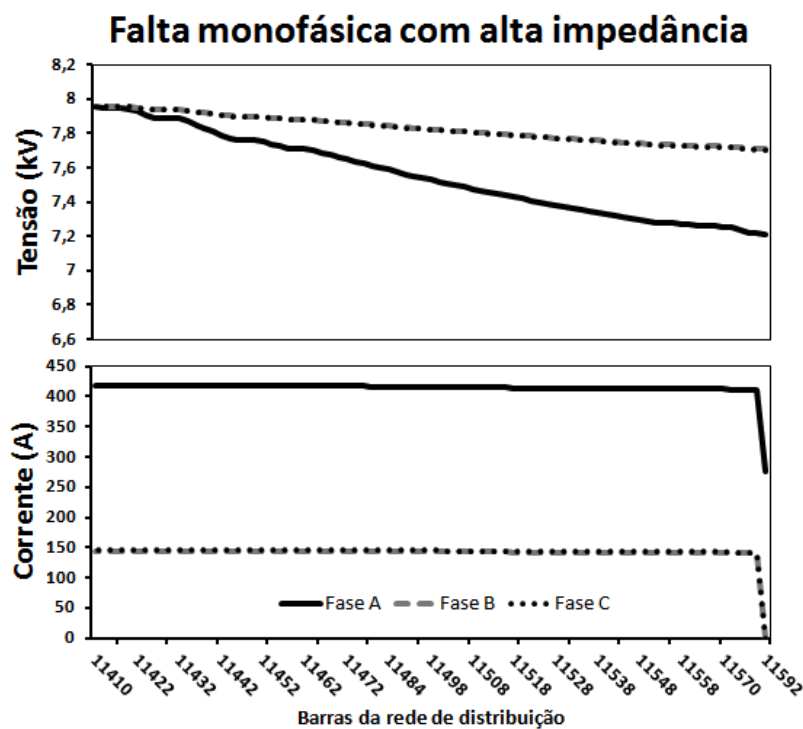
Figura 60 - Perfis de tensão e corrente durante uma falta monofásica com baixa impedância.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Por fim, foram simuladas as faltas monofásicas para baixa ($\bar{Z}_f=2\Omega$) e alta ($\bar{Z}_f=27\Omega$) impedância de curto-circuito. No primeiro caso a falta foi simulada na fase B que apresentou uma queda de tensão de aproximadamente 65% do nó raiz ao ramo em falta e a corrente de curto-circuito foi dez vezes maior que a corrente normal que fluiu pelas fases A e C, conforme os gráficos dos perfis de tensão e corrente apresentados na Figura 60. Por outro lado, na Figura 61 são apresentados os perfis de tensão e corrente resultantes da simulação do segundo caso, onde foi simulada uma falta monofásica na fase A, que apresentou uma queda de tensão em torno de 10% no ramo em falta com relação à tensão nominal da rede, também, se verificou um fluxo de corrente de curto-circuito cerca de três vezes a corrente normal fluindo pelas fases B e C.

Figura 61 - Perfis de tensão e corrente durante uma falta monofásica com alta impedância.

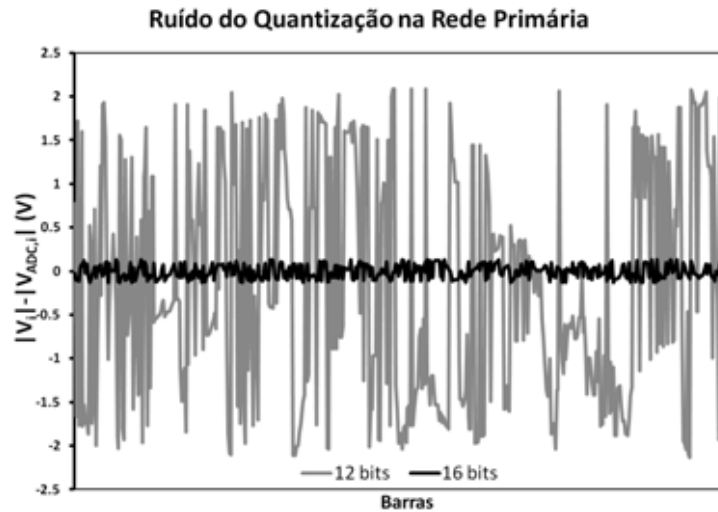


Fonte: Elaboração do próprio autor.

9.2 CAMADA DE INTERFACE

O perfil de tensão é um importante parâmetro do sistema de energia elétrica, então o erro de quantização foi medido para a conversão analógico-digital do perfil de tensão usando os dispositivos de 12 e 16 bits de resolução, como é ilustrado na Figura 62.

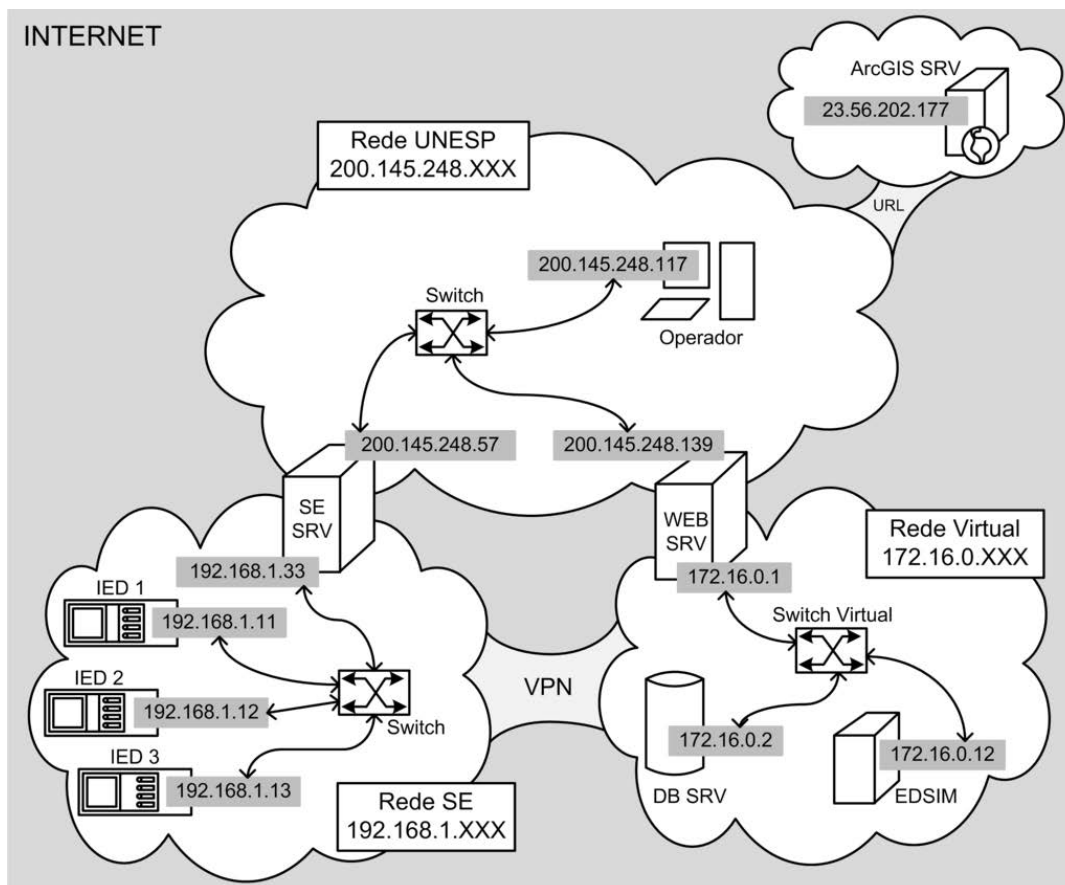
Figura 62 - Erro de quantização ao longo da rede distribuição.



O ruído de quantização foi medido ao longo da rede primária de distribuição onde o valor eficaz (RMS) do ruído foi de $d_{VRMS,12} = 1,34V$ para 12 bits e $d_{VRMS,16} = 0,07V$ para 16 bits de precisão, em valores percentuais, as diferenças de tensão foram de $d_{VRMS,12} = 0,017\%$ e $d_{VRMS,16} = 0,001\%$, respectivamente. A PMU moderna tem 16 bits de precisão e, de acordo com os resultados, o erro de quantização inserido é quase insignificante, mas deve ser considerado em análises posteriores.

9.3 CAMADA DE COMUNICAÇÃO

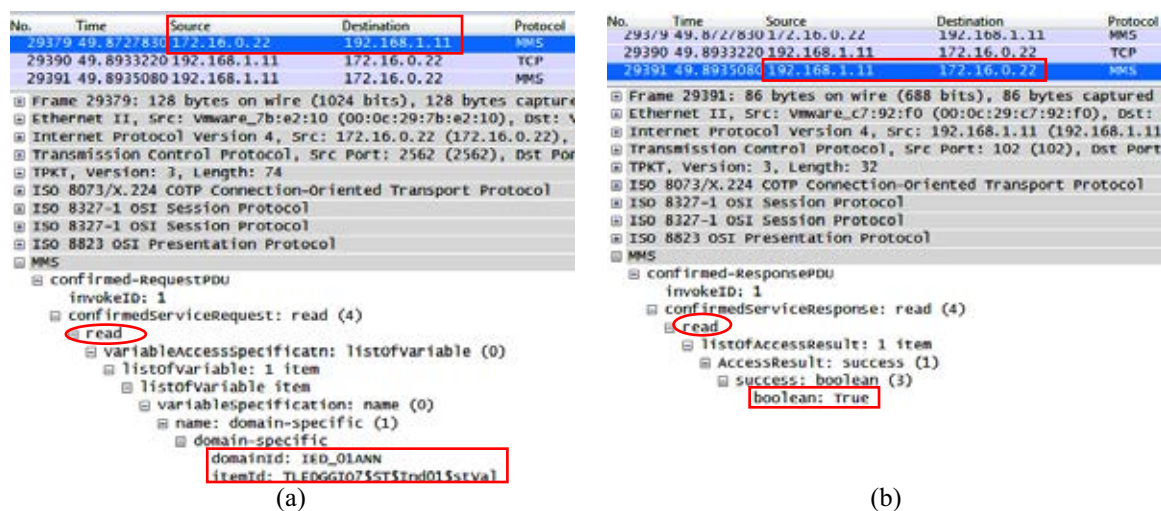
Os componentes da plataforma desenvolvida para simular o comportamento da *smart grid* trocam informações através do protocolo TCP/IP. Na arquitetura de rede desenvolvida os componentes computacionais se agrupam em redes diferentes, conforme ilustrado na Figura 63. São três as principais redes da arquitetura, a rede UNESP (200.145.168.XXX) se comporta como uma WAN conectada à *Internet* o que possibilita ao operador conectar-se ao servidor ArcGIS usando a URL desse servidor localizado em uma rede externa. Outra rede importante é a Rede SE (192.168.1.XXX) que contém os IEDs e simula uma subestação. Essa é uma rede com dispositivos reais onde o servidor da subestação (SRV SE) possui dois adaptadores de rede para roteamento dos pacotes de informações trocados entre redes. Por exemplo, o tronco de rede virtual privada (VPN) conecta a Rede SE com a Rede Virtual (172.16.0.XXX) que simula a central de controle e possui os componentes da camada de sistema como o servidor de banco de dados. O servidor da central de controle (WEB SRV) também é um servidor de VPN assim o operador pode fazer uma conexão segura ao ambiente de simulação da *smart grid*.

Figura 63 - Redes de comunicação do ambiente de simulação da *smart grid*.

Fonte: Elaboração do próprio autor.

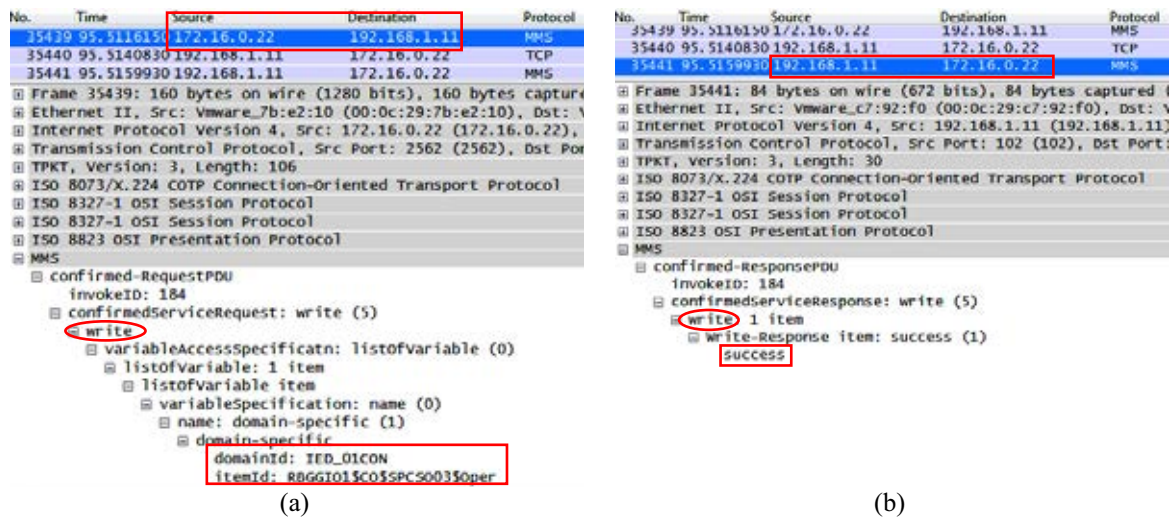
O acesso às informações dos IEDs é realizado usando o protocolo de comunicação vertical definido pelo padrão IEC 61850 e conhecido como MMS. Logo, a troca de pacotes MMS, entre o IED 1 e o operador, pode ser avaliada através da análise do protocolo com o *Wireshark*.

Figura 64 – Observação da operação de leitura: (a) pedido do operador; (b) resposta do IED.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 65 – Observação da operação escrita: (a) pedido do operador; (b) resposta do IED.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Figura 64(a), observa-se que o operador (172.16.0.22) faz um pedido de leitura do valor de um estado do IED (172.168.1.11) seguindo a estrutura do modelo de informação do IEC 61850. Logo após, o IED responde a ação de leitura informando o operador que o valor lido é um booleano e está em 1, conforme a Figura 64(b). Um procedimento semelhante é observado na ação de escrita. Na Figura 65(a), o operador pede para modificar um *bit* do IED e, na Figura 65(b), o IED responde informando o sucesso da ação de escrita.

Após a verificação das redes de comunicação, a avaliação dos canais de comunicação foi realizada através da probabilidade de erro, onde, inicialmente, assumiram-se valores típicos de taxa de erro de *bit* (BER) para três canais diferentes: microondas, cabo de cobre e cabo de fibra óptica. A Tabela 9 resume os parâmetros dos canais de comunicação necessários para a determinação da transmissão de informações.

Tabela 9 - Parâmetros dos canais de comunicação.

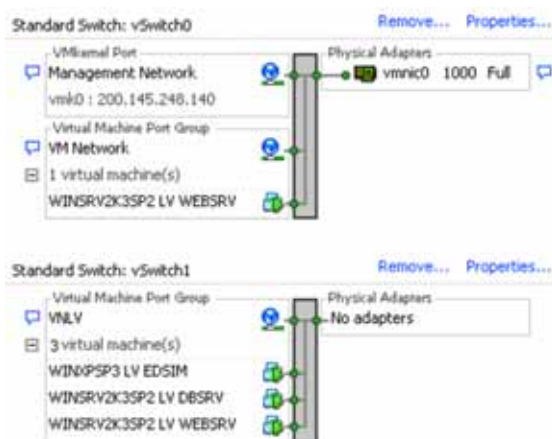
Canal	Taxa de Erro	Banda (Hz)
Cabo de cobre	10^{-6}	30×10^6
Microondas	10^{-4}	40×10^6
Cabo de fibra óptica	10^{-12}	4.38×10^{12}

9.4 CAMADA DO SISTEMA

Os recursos computacionais da camada de sistema foram emuladas usando o virtualizador *VMware ESXi* onde foram criados três máquinas virtuais (EDSIM, DBSRV e WEBSRV) ligados através de uma rede virtual (VNLV) como mostrado na Figura 66. O

diagrama de rede também demonstra a ligação de WEBSRV ao adaptador físico do servidor de máquinas virtuais. O adaptador físico está ligado a uma rede externa com acesso à *Internet* e, por conseguinte, o WEBSRV foi configurado como um roteador a fim de permitir a comunicação entre os computadores externos e as máquinas virtuais na rede virtual e vice-versa.

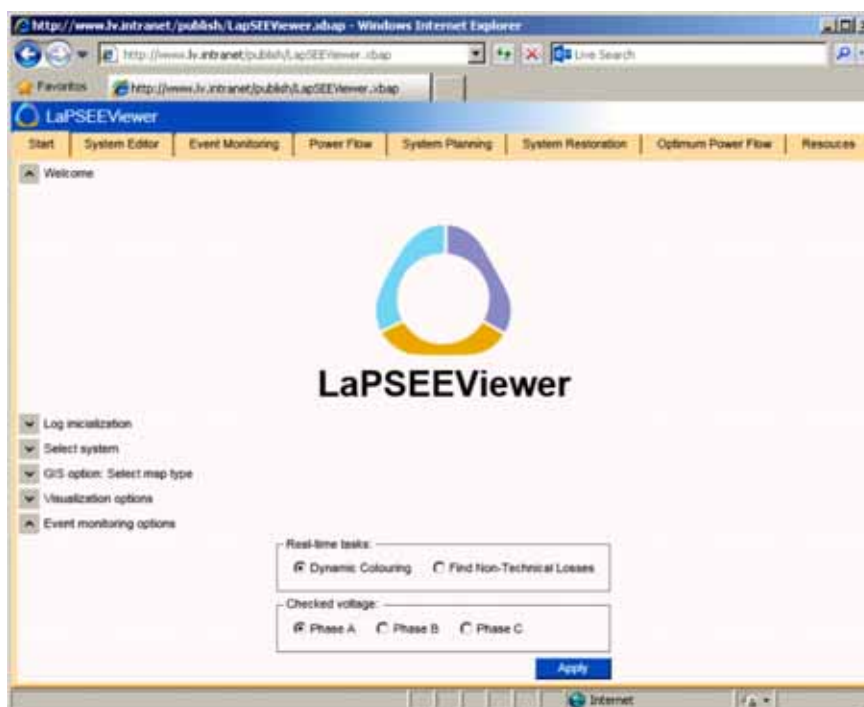
Figura 66 - Diagrama de rede do ambiente de simulação da *smart grid*.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

A máquina virtual, WEBSRV, também possui as funções de servidor de *Web* e DNS, assim, um operador usando uma estação de trabalho conectada a uma rede externa pode acessar o supervisor do DMS avançado através do seu endereço *URL*. Na Figura 67 é mostrada a página inicial do supervisor que foi acessada usando o navegador *Internet*

Figura 67 - Página inicial do supervisor do DMS avançado.

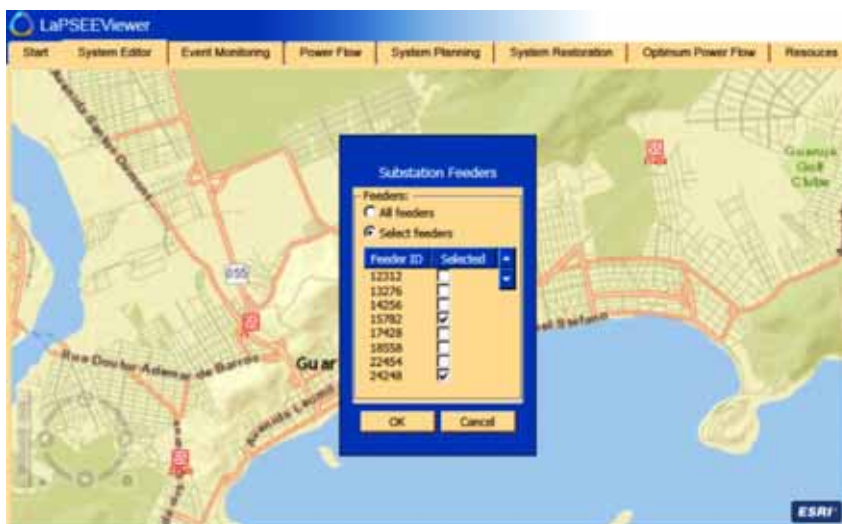


Fonte: Elaboração do próprio autor.

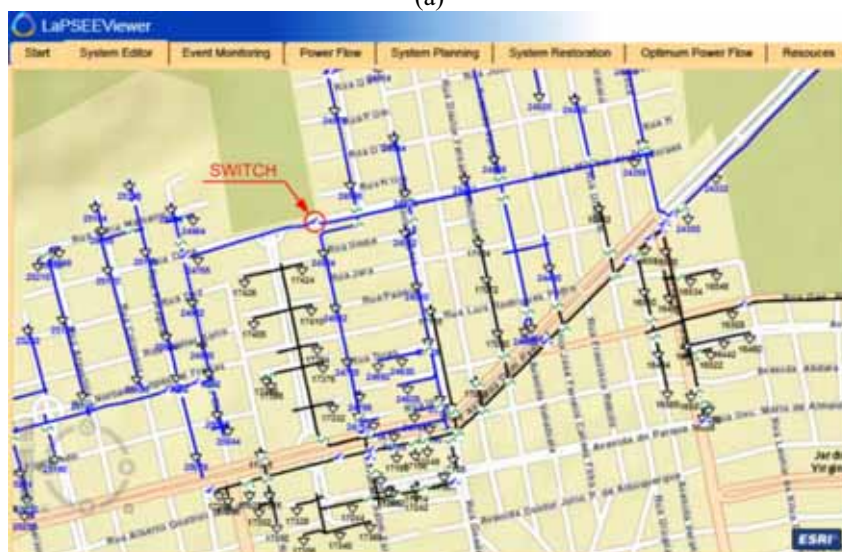
Explorer. A barra de endereços tem a URL, e a área de trabalho do navegador tem a página inicial onde a mensagem de boas-vindas é apresentada, bem como as opções selecionadas do Monitor de Eventos, tal como a coloração dinâmica para a fase A.

Uma aplicação importante no supervisor é o Editor do Sistema que permite a visualização e modificação da rede de distribuição e seus dispositivos elétricos. Na página principal do supervisor, um único clique sobre o a aba do Editor do Sistema leva o operador à aplicação cuja área de trabalho tem um tipo de mapa do servidor GIS e as subestações de energia da região de cobertura. Se alguma subestação é selecionada, o aplicativo lança uma caixa de diálogo que mostra todos alimentadores desta subestação, como ilustrado na Figura 68(a), onde os alimentadores #15782 e #24248 são checados. Na Figura 68(b) é mostrado o diagrama topológico dos dois alimentadores selecionados, um

Figura 68 - Aplicação do Editor do Sistema: (a) seleção dos alimentadores; (b) visualização dos alimentadores selecionados.



(a)



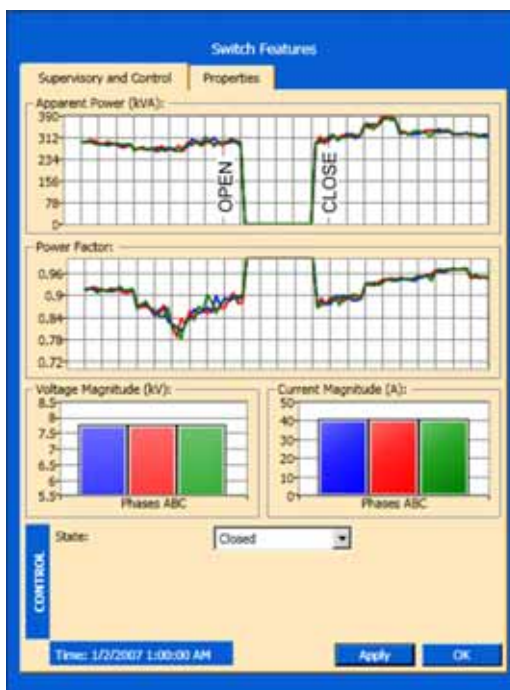
(b)

Fonte: Elaboração do próprio autor.

preto e outro de cor azul. O diagrama topológico é georreferenciado e sobrepõe o mapa de rua fornecido pelo servidor GIS. No diagrama também são mostrados os símbolos dos dispositivos elétricos tais como cargas, capacitores e switches.

O operador pode acessar os recursos dos dispositivos elétricos através de um duplo clique sobre o símbolo do dispositivo de interesse. Por exemplo, na Figura 68(b) é indicado um interruptor cuja suas propriedades são mostradas pela caixa de diálogo da Figura 69. A aba de supervisão e controle revela o comportamento do interruptor através do monitoramento dos parâmetros elétricos, como potência aparente, fator de potência, magnitudes da tensão e correntes fornecidas pelo EDSIM que simula as camadas de distribuição, de interface e de comunicação. Esta aba também permite ao operador controlar o interruptor através da modificação de seu estado, para fechado ou aberto. Na Figura 69, a curva de potência aparente indica os momentos, quando o interruptor é aberto, permanecendo aberto por quatro horas, e fechado novamente. Durante este período, o fluxo de energia através dos seus terminais é nulo.

Figura 69 - Caixa de diálogo das propriedades do interruptor.



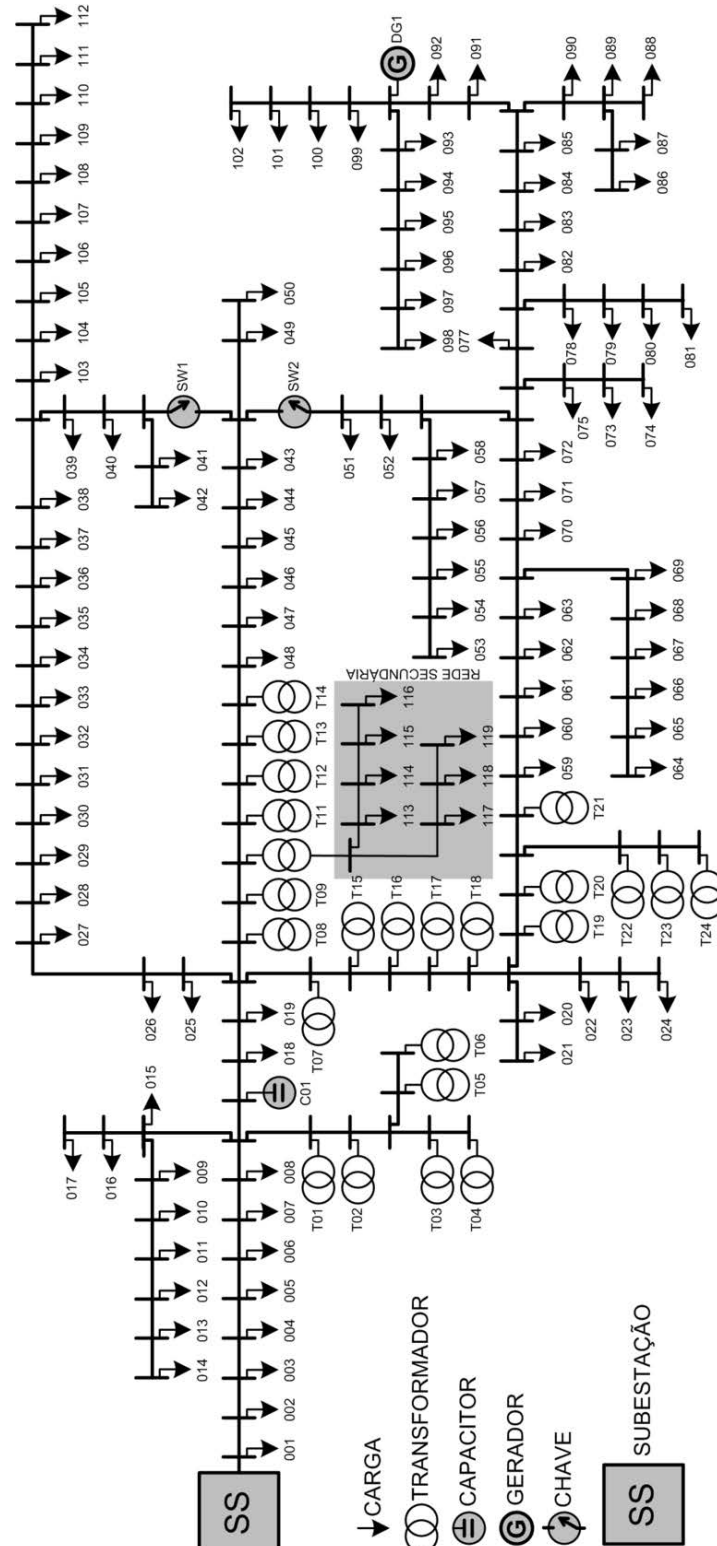
Fonte: Elaboração do próprio autor.

9.5 CAMADA DE ANÁLISE

A rede de distribuição (LAPSEE, 2015b), que foi utilizada para avaliar o desempenho do algoritmo proposto para estimação de estado, é uma rede real e tem um nível de tensão primária igual a 13,8 kV e secundária de 220 V. Na Figura 70 é resumida a topologia da rede com seus vários dispositivos elétricos, tais como cargas, transformadores

de distribuição, capacitores, geradores distribuídos e chaves. O diagrama unifilar reduzido inclui uma rede secundária, mas cada transformador de distribuição possui acoplada uma rede secundária à jusante. A rede de distribuição real inteira tem 3.756 estados, dos quais 1.016 estados são medidos e 2740 estados são desconhecidas.

Figura 70 - Diagrama topológico da rede de distribuição real usada para avaliar o estimador de estados.



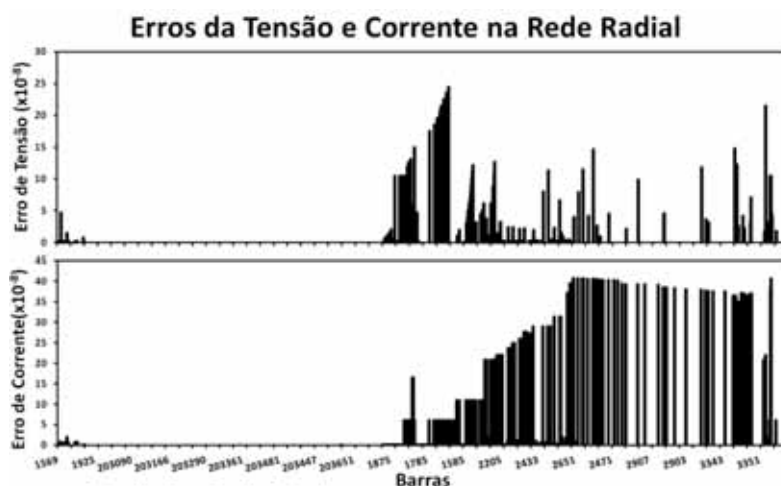
Fonte: Elaboração do próprio autor.

O procedimento de estimação de estado tem duas condições que exigem a criação de uma nova sequência de cálculo: mudança de topologia e uma falha na AMI. A primeira condição ocorre durante o procedimento de restauração onde as chaves são abertas e fechadas para eliminar uma falta na rede de distribuição, mudando a topologia original da rede. Na segunda condição, a arquitetura AMI não pode medir alguns estados de rede porque o sistema de comunicação, ou certa quantidade de medidores inteligentes, não está funcionando perfeitamente. Desta forma, o processo de avaliação deve verificar o desempenho da estimação de estado para estas duas condições.

9.5.1 Mudança de topologia

A rede de distribuição testada tem uma topologia radial quando os interruptores SW1 e SW2 estão abertos. A topologia radial é uma condição de operação de muitas redes de distribuição existentes. Assim, a estimação de estado deve essencialmente trabalhar sob uma rede radial. Na Figura 71 são mostrados dois gráficos de barras que indicam erros de tensão e corrente na rede radial. Os erros foram calculados através da diferença entre os resultados da estimativa de estado e os valores fornecidos pelo EDSIM, que representa o comportamento real da rede de distribuição. Os gráficos de barras demonstram que a estimativa de estado funcionou eficientemente, pois os erros de tensão e de corrente foram próximos de zero, aproximadamente, 10^{-8} , para todas as barras de rede de distribuição. A mudança da topologia da rede de teste foi realizada por fechamento dos interruptores SW1 e SW2, o que criou duas malhas e alterou a topologia da rede de radial para malhada. Esta rede malhada necessita que seja determinado um novo caminho Hamiltoniano para estimar os estados desconhecidos, conforme é estabelecido pelo algoritmo de estimação de estado.

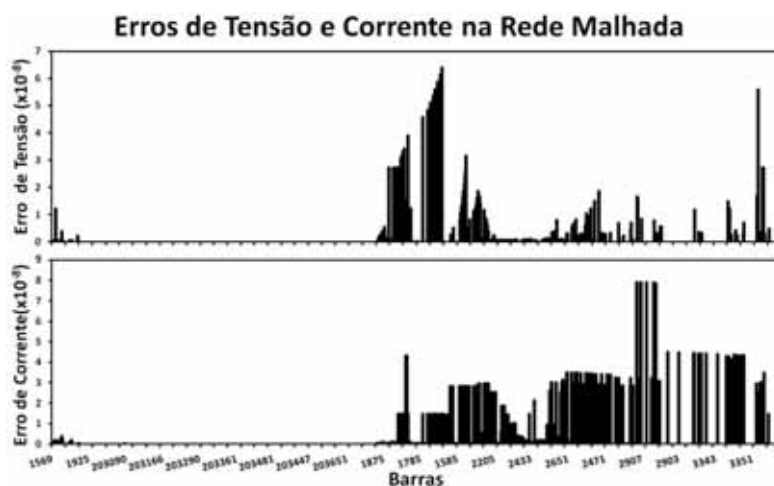
Figura 71 - Desempenho da estimativa de estados para redes radiais.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Figura 72 é mostrado o desempenho da estimação de estado para a rede malhada, onde os gráficos de barras mostram uma sutil diferença no desempenho da estimação de estado em comparação com o desempenho da rede radial, pois, mais uma vez, a estimativa de estado obteve os estados com erros de tensão e corrente próximos de zero e aproximadamente 10^{-8} .

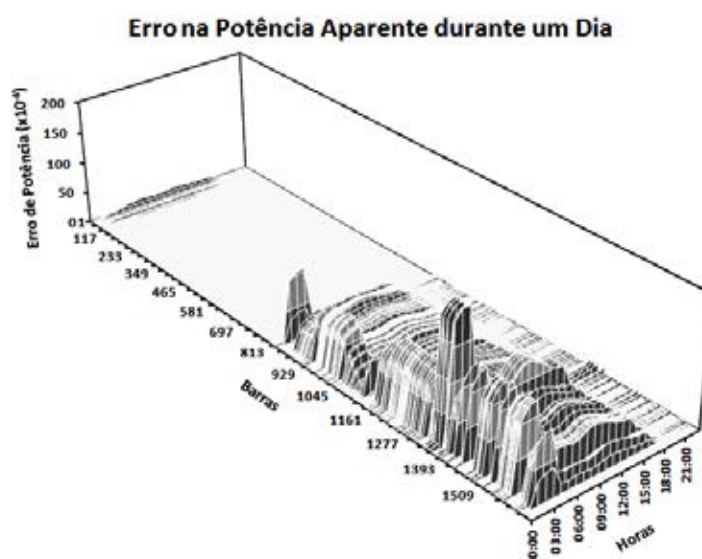
Figura 72 - Desempenho da estimativa de estados para redes malhadas.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Os últimos resultados confirmam a imunidade da estimação de estado para a mudança de topologia, mostrando que a metodologia proposta funciona bem para uma *smart grid* que tem uma rede em malha. Além disso, os resultados também demonstraram que o comportamento de outros dispositivos elétricos, como capacitores, geradores distribuídos e transformadores de distribuição, não influenciaram no desempenho da metodologia proposta para a estimação de estado.

Figura 73 - Desempenho da estimação de estados ao longo das horas do dia.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

A flutuação do consumo de energia ao longo do dia é uma característica importante das cargas elétricas e determina o comportamento das redes de distribuição. A avaliação da influência da flutuação da carga em relação ao método de estimação de estado é necessária para garantir a sua eficiência. Na Figura 73 é mostrado um gráfico de superfície que foi construído usando os erros de potência aparente em cada barra da rede de distribuição ao longo das horas do dia. Analogamente aos erros de tensão e corrente, as diferenças de potência aparente permaneceram perto de zero. Além disso, verificou-se uma pequena variação do erro de potência ao longo das horas que não foi suficientemente grande para afetar o desempenho da estimação de estado.

O algoritmo de estimação de estados da distribuição, até o momento, foi avaliado usando um sistema de medição ideal onde os valores de tensão e corrente são medidos sem erros. Como ressaltado anteriormente, é possível adicionar o erro nos parâmetros elétricos monitorados. Na Figura 74 é mostrado o desempenho da solução da estimação de estados quando o ruído de quantização é adicionado em todas as medições.

Figura 74 - Desempenho do estimador na adição do ruído de quantização.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

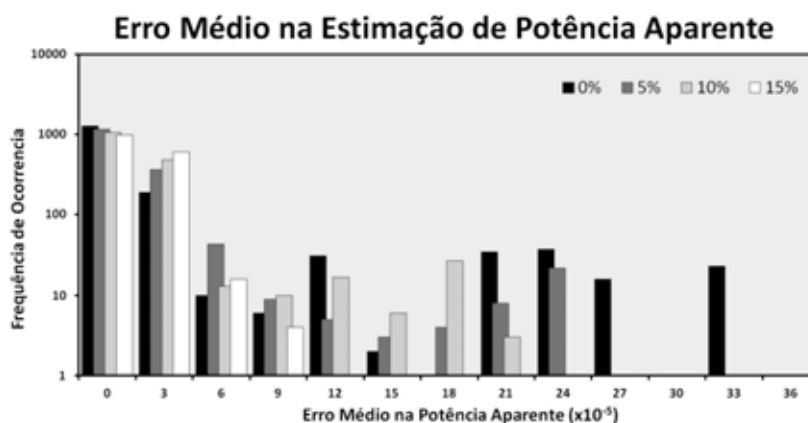
O ruído de quantização apresentou, aparentemente, uma distribuição uniforme no intervalo de -23 a 23×10^{-5} pu do erro de potência aparente, onde, também, ocorreram as maiores frequências do erro de estimação, conforme o esperado. No entanto, o erro de estimação se propagou para além desse intervalo de erro, mas as frequências de ocorrência foram pequenas e diminuíram com o aumento do erro na potência aparente.

Com relação aos erros grosseiros, o aplicativo de estimação de estados deve possuir uma rotina para processamento de dados inválidos capaz de detectar e eliminar essas medições incorretas. A eliminação de medidas comporta-se como uma falha na AMI.

9.5.2 Falha na AMI

As falhas de medição são consequências da perda de dados devido às falhas do sistema de comunicação ou mau funcionamento dos *smart meters*. Os problemas de observabilidade podem surgir quando os dados de medição são perdidos, tornando a estimação de estado inviável. A avaliação da robustez verifica a capacidade da estimação de estado em continuar operando mesmo após a perda de parte das medições. A condição de perda de medição foi simulada pela remoção de certa percentagem de *smart meters* da rede de distribuição. As falhas de medição exigiram um novo caminho Hamiltoniano para estimar os estados desconhecidos, conforme estabelecido pelo procedimento de estimação de estado. Na Figura 75 são apresentados os resultados da simulação da perda de medição para a remoção de 0%, 5%, 10% e 15% dos *smart meters*.

Figura 75 - Desempenho do estimador de estados para falta na AMI.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

O histograma do erro médio de potência aparente compara o desempenho de estimação de estado em diferentes cenários de simulação. O processo de estimativa de estado convergiu em todos os cenários de simulação, e as maiores frequências de ocorrência ficaram no intervalo de 0 a 3×10^{-5} do erro médio. No cenário da remoção de 15% dos *smart meters*, apenas 22% de todos os estados eram conhecidos.

O custo computacional é outro critério de avaliação importante para qualquer procedimento de estimação de estado. Assim, o tempo de processamento foi medido para as situações diferentes de perda de medição que podem influenciar o desempenho do estimador de estados. O ambiente computacional utilizado para medir o tempo de processamento é um processador Intel® Core™ 2 Duo de 2,0 GHz com 2,0 GB de memória RAM. O tempo para encontrar o ciclo Hamiltoniano aumentou ligeiramente de 51,23 ms a 52,09 ms no espaço de análise de todos os cenários, enquanto que o tempo para

estimar os estados da rede aumentou em 200 μ s para o mesmo espaço de avaliação, conforme apresentado na Tabela 10. Os resultados do custo computacional destacam a rapidez do estimador proposto, pois consumiu 1,5 ms para calcular os estados da rede em condições normais de operação, que são predominantes e representam mais de 90% do tempo de operação de um sistema elétrico.

Tabela 10 - Custo computacional ($\times 10^{-3}$ s).

Perdas de Medição	Tempo para obter o ciclo Hamiltoniano	Tempo para estimar os estados da rede
0%	51.2264	1.4925
5%	51.6778	1.5307
10%	52.0648	1.5831
15%	52.0871	1.6886

Fonte: Elaboração do próprio autor.

9.6 CAMADA DE INTELIGÊNCIA

9.6.1 Coloração dinâmica

A abertura do interruptor altera não apenas o seu fluxo de energia, mas também os parâmetros elétricos da rede de distribuição. A ferramenta de coloração dinâmica é ideal para verificar este evento. Como a coloração dinâmica foi a opção selecionada no início, Figura 67, o procedimento para acessá-la é realizado por um único clique sobre a aba do Monitoramento de Eventos seguida pela seleção da subestação e do alimentador. Na Figura 76 são mostrados os resultados da ferramenta de coloração dinâmica durante o período de tempo em que o interruptor indicado foi aberto. A seção da rede de distribuição, que está à

Figura 76 - Resposta de coloração dinâmica para a abertura da chave indicada.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

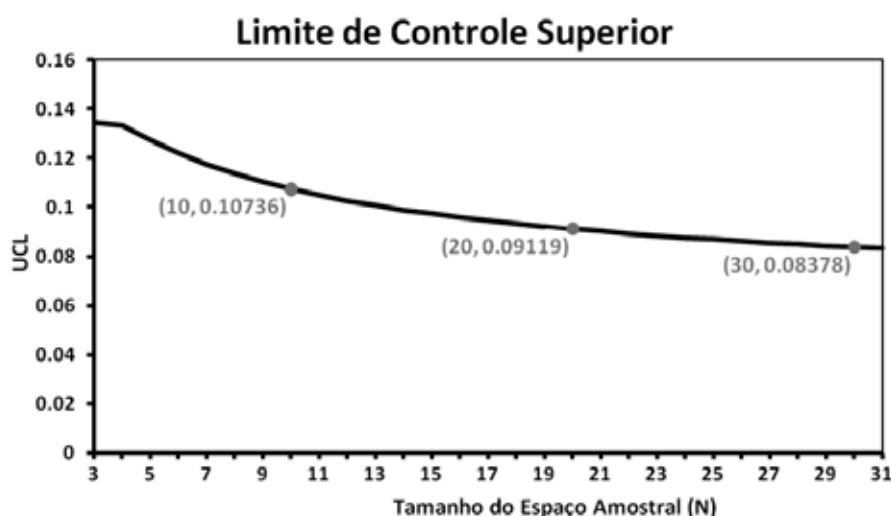
montante do interruptor, manteve-se energizada, consequentemente, o seu diagrama topológico ficou com a cor verde porque a estimativa da tensão em suas barras e ramos obteve um perfil de tensão adequado. Por outro lado, a seção a jusante foi desconectada da fonte de energia, assim, seu diagrama topológico ficou na cor vermelha, pois a estimativa de tensão obtida foi igual a zero ao longo desta seção e, portanto, estava na faixa crítica de tensão.

9.6.2 Localizador de perdas não técnicas

O alimentador de distribuição real apresentado na Figura 52 foi novamente utilizado pra avaliar uma metodologia, agora, o localizador de perdas não técnicas. Todos os resultados numéricos são referentes à fase “a”, uma vez que a metodologia utilizada pelo algoritmo localizador de perdas não técnicas é desacoplado. Os parâmetros estatísticos tais como média, desvio padrão, covariância e os coeficientes a_0 , a_1 e a_2 foram obtidos preliminarmente para um espaço amostral de dimensão $N=47$.

O principal parâmetro de ajuste é a dimensão do espaço amostral, N , que influencia na eficiência do algoritmo de detecção. Na Figura 77 é ilustrada a curva característica do limite de controle superior, UCL , pela dimensão do espaço amostral. A partir de sua formulação matemática foi possível construir a curva característica de UCL que diminui de valor enquanto a dimensão do espaço amostral aumenta, portanto a dimensão do espaço amostral deve também influenciar na seletividade do algoritmo de detecção, pois ela também determina a região confiável.

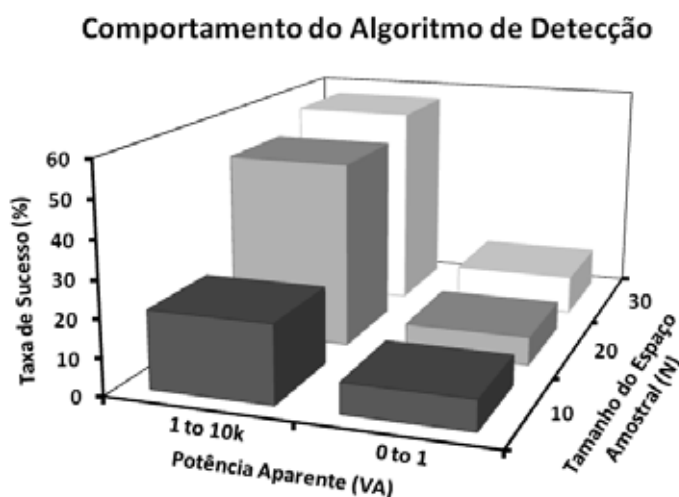
Figura 77 - Característica do limite de controle superior pelo tamanho do espaço amostral.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Figura 77 estão destacados os pontos ($N=10$, 20 e 30) usados para avaliar a eficiência e seletividade do algoritmo de detecção, entretanto isso não é o suficiente para avaliar a seletividade do algoritmo de detecção que também depende do valor da potência detectada, desse modo assumiu-se uma carga como perda não técnica na rede secundária e variou-se aleatoriamente sua demanda de 0 à 10 kVA, totalizando 350 mudanças de potência para cada valor de N . Esses valores de demanda foram divididos em dois grupos de potência: um de 0 a 1 VA e outro de 1 VA a 10 kVA. O primeiro grupo possui valores de potência que são atípicos do sistema de potência e foi utilizado para avaliar a seletividade do algoritmo de detecção, consequentemente o segundo grupo é mais usual no sistema elétrico e foi usado para avaliar a eficiência do algoritmo.

Figura 78 - Taxa de sucesso pela potência aparente e tamanho do espaço amostral.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

O comportamento do algoritmo de detecção é mostrado no gráfico de barras da taxa de sucesso pelos grupos de potência aparente e dimensão do espaço amostral. A taxa de sucesso foi obtida pela relação entre a quantidade de instâncias detectadas com sucesso e o número total de instâncias verificadas sendo que cada instância é uma mudança no valor da potência. Na Figura 78 é apresentado este gráfico de barras que revelou a maior taxa de sucesso para $N=30$ e grupo de potência de 1 VA a 10 kVA, e taxa de sucesso em torno de 10% para todos os valores de N e grupo de potência de 0 a 1 VA. Aparentemente, a eficiência do algoritmo deve ser fácil para determinar, mas a seletividade é mais difícil, por isso calculou-se a taxa de sucesso normalizada que é apresentada na Tabela 11.

A divisão do tamanho do espaço amostral pelo tamanho da população representa a taxa de sucesso teórica, pois existe somente uma carga com perda de potência na rede de

distribuição, já a taxa de sucesso medida foi obtida a partir do gráfico de barras, logo a taxa de sucesso normalizada foi calculada pela relação entre as taxas medida e teórica.

Tabela 11 - Taxa de sucesso normalizada.

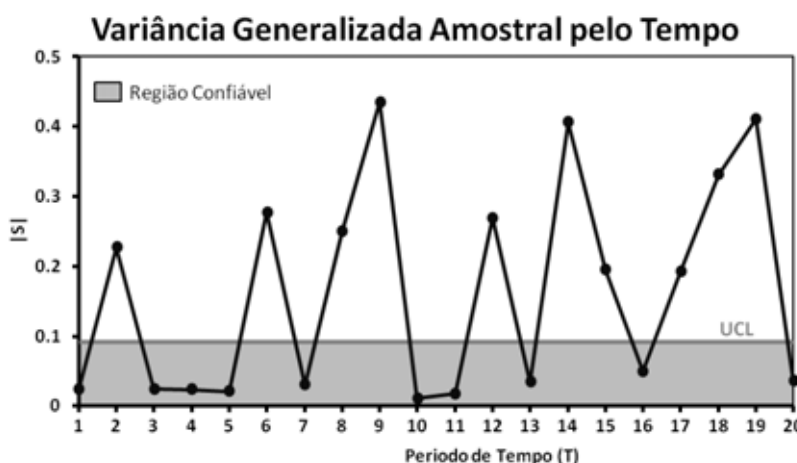
Grupo de potência (VA)	N	Teórica (%)	Medida (%)	Normalizada (%)
0 to 1	10	21.28	8.12	38.17
	20	42.55	7.69	18.08
	30	63.83	10.65	16.70
1 to 10k	10	21.28	20.91	98.30
	20	42.55	50.32	118.26
	30	63.83	56.21	88.06

Fonte: Elaboração do próprio autor.

No grupo de potência de 0 a 1 VA, foi encontrado o ajuste mais seletivo para o algoritmo de detecção que foi o ajuste de $N=10$ onde se obteve a maior taxa de sucesso normalizada (38.17%), neste caso o pequeno espaço amostral supera a grande região confiável, pois o tamanho do espaço amostral é inversamente proporcional à variância generalizada amostral, assim o gráfico de controle facilmente detecta qualquer desvio.

Por outro lado, foi encontrado o ajuste mais eficiente para o algoritmo de detecção no grupo de potência de 1 VA a 10 kVA e $N=20$ que obteve a maior taxa de sucesso normalizada (118.26%). Este é o ajuste recomendado, pois o comportamento do algoritmo de detecção é semelhante ao ajuste de grande espaço amostral ($N=30$) e possui baixo custo computacional, portanto o melhor ajuste foi $N=20$ para este caso de estudo.

Figura 79 - Gráfico de controle temporal para a variância generalizada amostral.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Depois da definição do melhor ajuste, assumiu-se uma carga com perda de potência trifásica de 12 kVA para verificar o comportamento da variância generalizada amostral por

período de tempo. Na Figura 79 é mostrado o gráfico de controle temporal para a variância amostral generalizada onde se verificou uma taxa de sucesso de 50%.

Após os ajustes iniciais do algoritmo de detecção da perda de potência, agora é necessário avaliar o algoritmo A* derivado que localiza a unidade de consumo onde ocorreu a perda de potência. Usando o recurso de monitoração de eventos do DMS avançado foi possível avaliar o algoritmo de localização, simultaneamente à avaliação do algoritmo de detecção de perdas. Na área de trabalho do Monitor de Eventos, a unidade de consumo com perda de potência de 12 kVA foi identificada com uma bandeira vermelha e, automaticamente, sua localização foi determinada pelo mapa de rua do servidor GIS, conforme ilustrado na Figura 80(a). Desse modo, o operador do sistema pode obter rapidamente o endereço da unidade de consumo com problema e enviar uma equipe de manutenção ao possível local da fraude.

Figura 80 - Parte da área de trabalho do monitor de eventos: (a) identificação precisa da perda de 12kVA; (b) localização imprecisa para o grupo de 0 a 1 VA.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

O aplicativo GIS permitiu também a avaliação do algoritmo A* derivado simultaneamente à avaliação do algoritmo de detecção, devido a sua resposta visual. No grupo de potência de 1 VA a 10 kVA, o desempenho do algoritmo A* derivado foi perfeito, pois ele encontrou o ponto com perda de potência em 100% das instâncias detectadas, por outro lado no grupo de potência de 0 a 1 VA o desempenho do algoritmo reduziu ligeiramente, mas o algoritmo sempre indicou pontos próximos da unidade de consumo com a perda de potência sempre que ele não encontrava o ponto exato da perda não técnica, Figura 80(b).

10 CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Neste trabalho teve-se como objetivo desenvolver e simular algumas funções e ferramentas do DMS avançado seguindo o modelo de referência da *smart grid*. As medições das variáveis elétricas da *smart grid* foram coletadas de um simulador de equipamentos elétricos que possui em seu núcleo um algoritmo de fluxo de potência probabilístico. As funções do DMS avançado, como coloração dinâmica e a localização de perdas não técnicas, usaram dados fornecidos por um algoritmo para estimação de estados.

10.1 CONCLUSÕES

Do ponto de vista acadêmico, o desenvolvimento da plataforma de simulação do ambiente da *smart grid* possibilitou a investigação de tecnologias de outras áreas de estudo aumentando, assim, o conhecimento geral sobre o comportamento da *smart grid*. A investigação do padrão IEC 61850 e do CIM ampliaram os horizontes de conhecimento com relação às tecnologias de comunicação e informação, respectivamente. Houve, também, ganho de conhecimento no desenvolvimento de novos algoritmos de operação da *smart grid*. Métodos puramente matemáticos foram aplicados e adaptados no desenvolvimento de novas ferramentas computacionais tais como o algoritmo de estimação de estado e de localização de perdas não técnicas. Como esses algoritmos estão na fronteira do conhecimento, novas investigações devem ser realizadas para torná-los totalmente operacionais, por exemplo, o algoritmo de estimação de estados requer um método de análise de observabilidade, o que representa novas oportunidades de estudo para o desenvolvimento de pesquisas futuras.

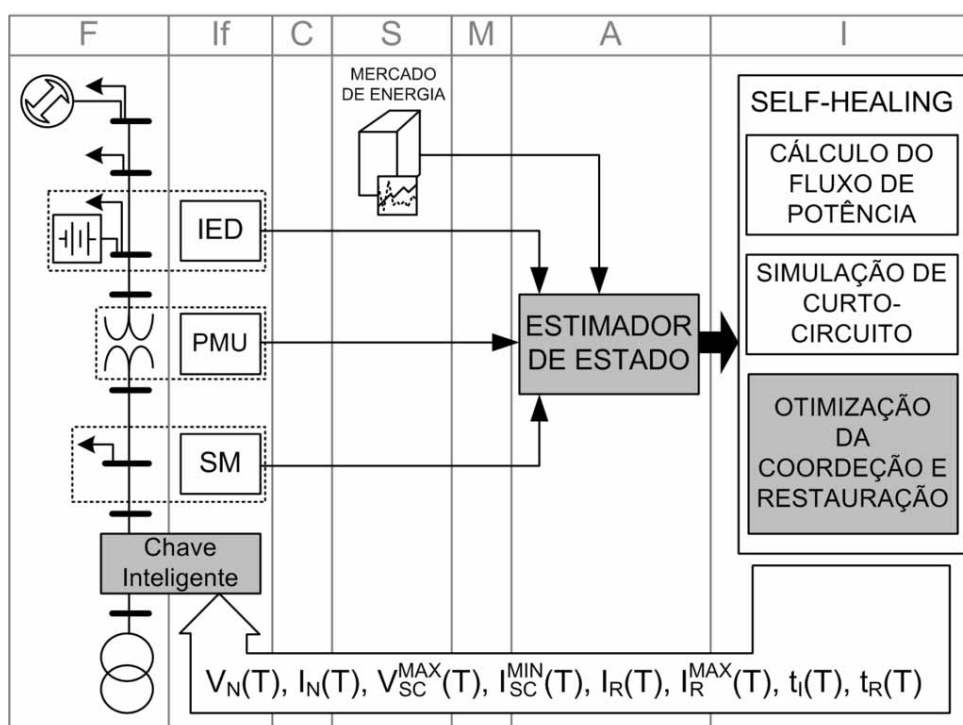
Em termos práticos, a plataforma desenvolvida poderia ser inicialmente utilizada como simulador para treinamento de funcionários das concessionárias de energia elétrica. Contudo, sua utilidade pode ser ampliada em direção à operacionalidade do sistema de distribuição, uma vez que as potencialidades desta plataforma tornaram-se evidentes durante a avaliação da camada de comunicação quando os pacotes de mensagem do protocolo MMS foram observados usando o analisador de protocolo. Se os esforços para aperfeiçoamento da plataforma continuarem, espera-se que o aplicativo do supervisor futuramente se torne operacional.

Por fim, todo o trabalho realizado permitiu uma observação, não total, mas sim parcial, do comportamento da *smart grid*. Também, é importante ressaltar que o ambiente de simulação possibilita o desenvolvimento de novas estratégias de operação do sistema elétrico, alvo de muitas pesquisas relacionadas à *smart grid* tais como simular o comportamento de redes reais quando passam de um ambiente convencional para o ambiente *smart grid*.

10.2 DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Os aplicativos da *self-healing* devem antecipar e responder aos distúrbios do sistema elétrico através da realização da contínua auto avaliação a fim de detectar, analisar e tomar ações corretivas contra eventos danosos. A arquitetura em camada da *smart grid*

Figura 81 - Fluxos de informação na operação do *self-healing*.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

integra a rede de energia elétrica às tecnologias de comunicação e informação permitindo o desenvolvimento de uma estratégia de *self-healing* que emprega a técnica de inteligência artificial distribuída (DAI) para combinar os esquemas de proteção adaptativas com os algoritmos de restauração automática. Nessa estratégia, mostrada na Figura 81, o fluxo de informação é bidirecional e pode ser visto como um ciclo, onde os dados de medição são enviados ao estimador de estado e, depois, retornam como parâmetros de controle da chave inteligente, que isola e restaura a rede numa fração de segundos.

Os processos de monitoramento e controle constituem o ciclo de informação que se repete a cada intervalo de tempo, T , iniciando com a medição das magnitudes elétricas, tais como os perfis de tensão e corrente, da camada física usando dispositivos com SMs, PMUs e IEDs alocados na camada de interface. Na camada de análise o estimador de estado recebe os dados de medição junto com os dados do mercado de energia e os usa para estimar os estados da rede de distribuição em tempo real. Depois disso, os valores do carregamento da rede são transmitidos para a camada de inteligência onde existem os algoritmos especializados, tais como fluxo de potência, curto-circuito e otimização, que são utilizados pelo aplicativo da *self-healing*.

O algoritmo de fluxo de potência obtém a condição normal de operação para o período de tempo T através do cálculo dos fluxos de corrente, $I_N(T)$, e dos perfis de tensão, $V_N(T)$, ao passo que o algoritmo de curto-circuito simula a mínima corrente, $I_{SC}^{MIN}(T)$, e a máxima tensão, $V_{SC}^{MAX}(T)$, para uma condição anormal de operação. O algoritmo de otimização emprega todos os valores calculados e simulados para coordenar as chaves inteligentes através do cálculo dos tempos de isolamento, $t_I(T)$, e restauração, $t_R(T)$. A otimização da restauração também especifica a máxima carga restaurada através da determinação da corrente restaurada, $I_R(T)$. Finalmente, o ciclo se completa quando os equipamentos de chaveamento inteligente recebem todos os parâmetros de controle.

O núcleo da estratégia de *self-healing* proposta não compreende somente o estimador de estado, mas também as chaves inteligentes e o algoritmo de coordenação e restauração que devem ser estudados e desenvolvidos no futuro.

REFERÊNCIAS

ABDEL-MAJEED, A.; TENBOHLEN, S.; SCHOLLHORM, D.; BRAUN, M. Development of state estimator for low voltage networks using smart meters measurement data. In: IEEE POWERTECH, 2013, Grenoble, **Proceedings of the ...** Grenoble: IEEE, 2013. p. 1-6.

ABUR, A.; EXPÓSITO A. G. **Power system state estimation: theory and implementation**. New York: CRC Press, 2004. p. 17-24, 2004.

ALHAJRI, M. F.; EL-HAWARY; MOHAMED, E. Exploiting the Radial Distribution Structure in Developing a Fast and Flexible Radial Power Flow for Unbalanced Three-Phase Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 25, n. 1, p. 378-389, 2010.

AGUERO, J. R. Improving the efficiency of power distribution system through technical and non-technical losses reduction. In: IEEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION, 2012, Orlando, **Proceedings of the...** Orlando: IEEE, 2012. p. 1-8.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)**. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 02 abr. 2015.(Módulo 8: Qualidade de Energia Elétrica, 2010).

BARAN, M. E. Challenges in state estimation on distribution systems. **IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**, New York, v. 1, p. 429-433, 2001.

BARAN, M. E.; KELLEY, A. W. A branch-current-based state estimation method for distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 10, n. 1, p. 483-491, 1995.

- BARAN, M. E.; KELLEY, A. W. State estimation for real-time monitoring of distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 9, n. 3, p. 1601-1609, 1994.
- BOOTH, B.; MITCHELL, A. **Getting started with ArcGIS**. New York: ESRI Press, 2011. p. 5-16, 2011.
- BORLASE, S. **Smart grids: infrastructure, technology and solutions**. New York: CRC Press, 2013. p. 61-496.
- BOSE, A.; CLEMENTS, K. A. Real-time modeling of power networks. **Proceedings of the IEEE**, New York, v. 75, n. 12, p. 1607-1622, 1987.
- BUI, N.; CASTELLANI, A. P.; CASARI, P.; ZORZI, M. The internet of energy: a web-enable smart grid system. **IEEE Network**, Piscataway, v. 26, n. 4, p. 39-45, 2012.
- BYUN, J.; HONG, I.; KANG, B.; PARK, S. A Smart energy distribution and management system for renewable energy distribution and context-aware services based on user patterns and load forecasting. **IEEE Transactions on Consumer Electronics**, New York, v. 57, n. 2, p. 436-444, 2011.
- CELIK, M. K.; ABUR, A. A robust WLAV state estimator using transformations. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 7, n. 1, p. 106-113, 1992.
- CELIK, M. K.; LIU, W. –H. E. A practical distribution state calculation algorithm. **IEEE Power Engineering Society 1999 Winter Meeting**, New York, v. 1, p. 442-447, 1999.
- CESPEDES, R. A reference model for the electrical energy system based on smart grids. In: TRANSMISSION AND DISTRIBUTION: LATIN AMERICA CONFERENCE AND EXPOSITION (T&D-LA), 6, 2012, Montevideo. **Proceedings of the...** Montevideo: IEE/PES, 2012. P. 1-6.
- CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 10, p. 671-679, 1995.
- CHO, H. S.; YAMAZAKI, T.; HAHN, M. Determining location of appliances from multi-hop tree structures of power strip type smart meters. **IEEE Transactions on Consumer Electronics**, New York, v. 55, n. 4, p. 2314-2322, 2009.
- CONTI, S.; RAITI, S. Probabilistic load flow using Monte Carlo techniques for distribution networks with photovoltaic generators. **Solar Energy**, Oxford, v. 81, n. 12, p. 1473-1481, 2007.
- COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL. **Manuais de instruções técnicas**. Curitiba: Copel, 2004.

CRUZ, R. V.; QUINTERO, C. V.; PÉREZ, F. Detecting non-technical losses in radial distribution system transformation point through the real time state estimation method. In: TRANSMISSION & DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION: LATIN AMERICA, 2006, Caracas. **Proceedings of the...** Caracas: IEEE/PES, 2006. p. 1-5.

DEILAMI, S.; MASOUM, A. S.; MOSES, P. S.; MASOUM, M. A. S. Real-time coordination of plug-in electric vehicle charging in smart grid to minimize power losses and improve voltage profile. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 2, n. 3, p. 456-467, 2011.

DEO, N. Graph theory with applications to engineering and computer science. London: Prentice-Hall, 1974. p. 14-38.

DEPURU, S. S. S. R.; WANG, L.; DEVABHAKTUNI, V. Smart meters for power grid: challenges, issues, advantages and status. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 15, p. 2736-2742, 2011.

DOS ANGELOS, E. W. S.; SAAVEDRA, O. R.; CORTÉS, O. A. C.; DE SOUZA, A. N. Detection and identification of abnormalities in customer consumptions in power distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 26, n. 4, p. 2436-2442, 2011.

DUTTA, P.; GUAN, Y.; KEZUNOVIC, M. Use of substation IED data for improved alarm processing and fault location. In: POWER SYMPOSIUM NORTH AMERICAN, 40, 2008, Calgary. **Proceedings of the...** Calgary: IEEE, 2008. p. 1-8.

EBATA, Y.; HAYASHI, H.; HASEGAWA, Y.; SUZUKI, K. Development of the intranet-based scada (supervisory control and data acquisition system) for power system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 3, p. 1656-1661, 2000.

EBRAHIMI, R.; JAMALI, S.; GHOLAMI, A.; BABAEI, A. Short circuit analysis in unbalanced distribution networks. In: INTERNATIONAL UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE, 42, 2007, Brighton. **Proceedings of the...** Brighton: IEEE, 2007. p. 942 – 946.

ERICSSON, G. N. Cyber security and power system communication: essential parts of a smart grid infrastructure. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 25, n. 3, p. 1501-1507, 2010.

FAN, J.; BORLASE, S. The evolution of distribution. **IEEE Power and Energy Magazine**, Piscataway, v. 7, n. 2, p. 63-68, 2009.

FARANTATOS, E.; HUANG, R.; COKKINIDES, G. J.; MELIOPOULOS, A. P. A predictive out of step protection scheme based on PMU enabled dynamic state estimation. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, New York, v. 1, p. 1-8, 2011.

GALLEGO, L. A.; FELTRIN, A. P. Power flow to primary distribution network considering uncertainly in demand and user connection. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, London, v. 43, n. 1, p. 1171-1178, 2012.

GHOSH, A. K.; LUBKEMAN D. L.; JONES, R. H. Load modeling for circuit state estimation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 12, n. 2, p. 999-1005, 1997.

GHOSH, A. K.; LUBKEMAN, D. L.; DOWNEY, M. J.; JONES, R. H. Distribution circuits state estimation using a probabilistic approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 12, n. 1, p. 45-51, 1997.

GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. J. **Power system analysis and design**, 5. ed. Stamford: Cengage Learning, 2010. p.759–769.

GRAINGER, J. J.; CIVANLAR, S. Volt/Var control on distribution systems with lateral branches using shunt capacitors and voltage regulators. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. PAS-104, n. 11, p. 3278-3283, 1985.

HU, Y.; KUH, A.; KAVCIC, A.; NAKAFUJI, D. Real-Time state estimation on micro-grids. In: NEURAL NETWORKS (IJCNN), THE 2011 INTERNATIONAL JOINT CONFERENCE ON, 2011, San José. **Proceedings of the...** São José: IEEE, 2011. p. 1378-1385.

IEC 61850-1. **Communication networks and systems in substation**. Part 1: introduction and overview. Geneva, Switzerland, 2003. Disponível em: <<http://www.gedigitalenergy.com/multilin/journals/issues/spring09/iec61850.pdf>>. Acesso em: 02 abr. 2015.

IEC 61970-3011. **Energy management system application program interface (EMS-API)**, Part 301: Common Information Model (CIM) Base. Geneva, Switzerland, 2011. Disponível em: <http://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=4&ved=0CDgQFjAD&url=http%3A%2F%2Fstandardsproposals.bsigroup.com%2FHome%2FgetPDF%2F688&ei=A0UdVdSOPluUNr-ug7gC&usg=AFQjCNGVVgUMJ950aXi_rifkw3AFzmKC_Q&sig2=gvSd0OtslMod7-CSN4O-bA>. Acesso em: 02 abr. 2015.

IEEE PES. **Substation automation tutorial**. Piscataway: IEEE, 2003. p. 01-23.

JERUCHIM, M. C.; BALABAN, P.; SHANMUGAN, K. S. **Simulation of communication systems**: modeling, methodology and techniques. 2. ed. New York: Kluwer Academic Publishers, 2002.

KANCHEV, H.; LU, D.; COLAS, F.; LAZAROV, V.; FRANCOIS, B. Energy management and operational planning of a microgrid with a pv-based active generator for smart grid application. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, New York, v. 58, n. 10, p. 4583-4592, 2011.

KATIRAEI, F.; IRAVANI, R.; HATZIARGYRIOU, N.; DIMEAS, A. Microgrids management. **IEEE Power and Energy Magazine**, Piscataway, v. 6, n. 3, p. 54-65, 2008.

KEZUNOVIC, M.; XU, F.; CUKA, B.; MYRDA, P. Intelligent processing of IED data for protection engineers in the smart grid. In: IEEE MEDITERRANEAN ELECTROTECHNICAL CONFERENCE, 15, 2010, Valletta. **Proceedings of the...** Valletta: IEEE, 2010. p. 437-442.

KHUSHALANI, S.; SOLANKI, J. M.; SCHULZ, N. N. Development of three-phase unbalanced power flow using PV and PQ models for distributed generation and study of impact of DG models. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 22, n. 03, p.1019-1025, 2007.

KOTIUGA, W. W. Development of a least absolute value power system tracking state estimator. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. PAS-104, n. 5, p. 1160-1166, 1985.

LAPSEE. **Distribution testing system of 1481 buses**. Disponível em: <http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/lapsee807/gototheenglishpage/distribution_network_1481_lines.rar>. Acessado em:19 Mar. 2015a.

LAPSEE. **Distribution testing system of 1801 buses**. Disponível em: <http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/lapsee807/gototheenglishpage/distribution_network_1801_lines.rar>. Acessado em:19 Mar. 2015b.

LEE, G. M.; SU, D. H. Standarization of smart grid in ITU-T. **IEEE Communcations Magazine**, Piscataway, v. 51, n. 1, p. 90-97, 2013.

LEON, R. A.; VITTAL, V.; MANIMARAN G. Application of sensor network for secure electric energy infrastructure. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 22, n. 2, p. 1021-1028, 2007.

LI, K. State estimation for power distribution system and measurement impacts. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 11, n. 2, p. 911-916, 1996.

LI, Z.; YANG, F.; MOHAGHEGHI, S.; WANG, Z.; TOURNIER, J. C.; WANG, Y. Toward smart distribution management by integrating advanced metering infrastructure **Electrical Power Systems Research**, Amsterdam, v. 105, n. 1, p. 51-56, 2013.

LIGHTNER, E. M.; WIDERGREN S. E. An orderly transition to a transformed electricity system. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 1, n. 1, p. 3-10, 2010.

LIN, W. M.; TENG, J. H. State estimation for distribution systems with zero-injection constraints. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 11, n. 1, p. 518-524, 1996a.

LIN, W. M.; TENG, J. H. Distribution fast decoupled state estimation by measurement pairing. **IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution**, Stevenage, v. 143, n. 1, p. 43-48, 1996b.

- LISOWIEC, A.; NOWAKOWKI, A. Modern IED in today's smart grids. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON CLEAN ELECTRICAL POWER, 2013, Alghero. **Proceedings of the...** Alghero: IEEE, 2013. p. 288-292.
- LO, Y. L.; HUANG, S. C.; LU, C. N. Non-technical loss detection using smart distribution network measurement data. In: INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES - ASIA (ISGT ASIA), 2012, Tiajin. **Proceedings of the...** Tiajin: IEEE/PES, 2012. p. 1-5.
- LU, C. N.; TENG, J. H.; LIU, W. H. E. Distribution system state estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 10, n. 1, p. 229-240, 1995.
- LUBKEMAN, D. L.; ZHANG, J.; GHOSH, A. K.; JONES, R. H. Field results for a distribution circuit state estimator implementation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 15, n. 1, p. 399-406, 2000.
- MOHSENIAN-RAD, A. H.; LEON-GARCIA, A. Distributed internet based load altering attacks against smart power grids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 2, n. 4, p. 667-674, 2011.
- MONDAL, S.; MURTHY, C.; ROY, D. S.; MOHANTA, D. K. **Simulation of phasor measurement unit (PMU) using labview**. 2014. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6835857>>. Acesso em: 02 abr. 2015.
- MONTICELLI, A. **State estimation in electric power systems: a generalized approach**. London: Springer, 1999. p. 01-13, 1999.
- MONTGOMERY, D. C. **Multivariate process monitoring and control**. 6. ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2009. p. 494-523.
- STOUFFER, K.; FALCO, J.; SCARFONE, K. **Guide to Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) and Industrial Control Systems Security**. special publication 800-82, National Institute of Standards and Technology - NIST, 2006. p. 164.
- NIYATO, D.; WANG, P.; HOSSAIN, H. Reliability analysis and redundancy design of smart grid wireless communications system for demand side management. **IEEE Wireless Communication**, Piscataway, v. 19, n. 3, p. 38-46, 2012.
- NIYATO, D.; WANG P. Cooperative Transmission for Meter Data Collection in Smart Grid. **IEEE Communication Magazine**, Piscataway, v. 50, n. 4, p. 90-97, 2012.
- PALENSKY, P.; DIETRICH, D. Demand side management: demand response, intelligent energy systems, and smart loads. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, Piscataway, v. 7, n. 3, p. 381-388, 2011.
- PEDERSEN, K. O. H.; NIELSEN, A. H.; POULSEN, N. K. **Short-circuit impedance measurement**. 2003. P. 169 - 174, 2003. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=1193635>>. Acesso em: 02 abr. 2015.

- QIU, H. M.; GAO, W.; CHEN, M.; NIU, J. W.; ZHANG, L. Energy efficient security algorithm for power grid wide area monitoring system. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 2, n. 4, p. 715-723, 2011.
- RABIEE, S.; AYOUBZADEH, H.; FARROKHZAD, D.; AMINIFAR, F. Practical aspects of phasor measurement unit (PMU): installation in power grids. In: SMART GRID CONFERENCE (SGC), 2013, Tehran. **Proceedings of the...** Tehran: IEEE, 2013. p. 20-25.
- MOHSENIAN-RAD, A. –H.; LEON-GARCIA, A. Distributed Internet-Based Load Altering Attacks Against Smart Power Grids, **IEEE transaction on Smart Grid**, Piscataway, v. 2, n. 4, p. 667-674, 2011.
- ROYTELMAN; I.; SHAHIDEHPOR, S. M. State estimation for electric power distribution system in quasi real-time conditions. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 8, n. 4, p. 2009-2015, 1993.
- SCHWARS, K. IEC 61850, IEC 61400-25, and IEC 61970: Information models and information exchange for power systems. **DistribuTech 2004**, Florida, USA, 2004.
- SHAHIDEHPOUR, M.; WANG, Y. **Communication and control in electric power systems: application of parallel and distributed processing**, New York: J. Wiley, 2003. p. 135-175.
- SHANNON, C. E. Communication in the presence of noise. **Proceedings of the IEEE**, New York, v. 72, n. 9, p. 1192-1201, 1984.
- SHAWKAT ALI, A. B. M. **Smart grids: opportunities, developments, and trends**. New York: Springer, 2013. p. 151-168, 2013.
- SINGH, R.; PAL, B. C.; JABR, R. A. Choice of estimator for distribution system state estimation. **IET Generation, Transmission and Distribution**, Stevenage, v. 3, n. 7, p. 666-678, 2009.
- SINGH, N.; KLIOKYS, E.; FELDMANN, H.; KUSSEL, R.; CHRUSTOWSKI, R.; JOBOROWICZ, C. Power system modeling and analysis in a mixed energy management and distribution management system. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 13, n. 3, p. 1143-1149, 1998.
- STMICROELECTRONICS. **Smart grid distribution and smart meters**. Disponível em: <http://www.st.com/st-web-ui/static/active/en/resource/sales_and_marketing/promotional_material/brochure/brmeter.pdf>. Acesso em: 02 abr. 2015.
- TAYLOR, G. A.; IRVING, M. R.; NUSRAT, N.; LIAO, R.; PANCHADCHARAM, S. Smart distribution network operation: emerging techniques and standards. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, Piscataway, v. 1, p. 1-6, 2011.
- USLAR, M.; SPECHT, M.; ROHJANS, S.; TREFKE, J.; GONZÁLEZ, J. M. V. **The common information model CIM: IEC 61968/61970 and 62325 – A Practical Introduction to the CIM**. New York: Springer, 2012. p. 75-106.

VMWARE. INC **Workstation user's manual**. 2011. Disponível em:
<<http://www.vmware.com/support/pubs>>. Acesso em: 02 abr. 2015.

WANG, X. F.; SONG, Y.; IRVING, M. **Modern power system analysis**. New York: Springer, 2008. p. 129–192.

WANG, H.; SCHULZ, N. N. A revised branch current-based distribution system state estimation algorithm and meter placement impact. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 19, n. 1, p. 207-213, 2004.

YING HU; KUH, A.; KAVCIC A.; NAKAFUJI, D. Real-Time state estimation on micro-grids. In: NEURAL NETWORKS (IJCNN), THE 2011 INTERNATIONAL JOINT CONFERENCE ON, 2011, San José. **Proceedings of the...** São José: IEEE, 2011. p. 1378-1385.

ZAVODA, F.; ABBEY, C.; BRISSETTE, Y.; LEMIRE, R. Universal IED for distribution smart grids. In: ELECTRICITY DISTRIBUTION (CIRED 2013), 22ND INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON, 2013, Stockholm. **Proceedings of the...** Stockholm: IET, 2013. p. 1-4.

ZHENG, J.; GAO, D. W. Smart meters in smart grid: an overview. In: GREEN TECHNOLOGIES CONFERENCE, 2013, Denver. **Proceedings of the...** Denver: IEEE, 2013. p. 57-64.