

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**NOVOS MÉTODOS DE ESTIMAÇÃO DE ESTADO
MULTI-ÁREA COM POTENCIAL APLICAÇÃO EM
REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES**

TESE DE DOUTORADO

Rafael Gressler Milbradt

Santa Maria, RS, Brasil

2015

NOVOS MÉTODOS DE ESTIMAÇÃO DE ESTADO MULTI-ÁREA COM POTENCIAL APLICAÇÃO EM REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

Rafael Gressler Milbradt

Tese apresentada ao Curso de Doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, Centro de Estudos em Energia e Sistemas de Potência (CEESP) da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Doutor em Engenharia Elétrica.**

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Luciane Neves Canha

Co-orientadora: Prof.^a Dr.^a Alzenira da Rosa Abaide

Santa Maria, RS, Brasil

2015

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Milbradt, Rafael Gressler

Novos métodos de estimação de estado multi-área com potencial aplicação em redes elétricas inteligentes. / Rafael Gressler Milbradt.-2015.

208 p.; 30cm

Orientadora: Luciane Neves Canha

Coorientadora: Alzenira da Rosa Abaide

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2015

1. Sistemas de distribuição 2. Redes elétricas inteligentes 3. Operação de redes elétricas inteligentes 4. Estimação de estado 5. Geração distribuída I. Canha, Luciane Neves II. Abaide, Alzenira da Rosa III. Título.

© 2015

Todos os direitos autorais reservados a Rafael Gressler Milbradt. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

E-mail: rmilbradt@gmail.com

**Universidade Federal de Santa Maria
Centro de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada,
aprova a Tese de Doutorado

**NOVOS MÉTODOS DE ESTIMAÇÃO DE ESTADO
MULTI-ÁREA COM POTENCIAL APLICAÇÃO EM
REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES**

elaborada por
Rafael Gressler Milbradt

como requisito parcial para obtenção do grau de
Doutor em Engenharia Elétrica

Comissão Examinadora:

Luciane Neves Canha, Dr^a. (Presidente/Orientador)

Alzenira da Rosa Abaide, Dr^a. (Co-orientador / UFSM)

Luciano Lopes Pfitscher, Dr. (UFSC)

Paulo Ricardo Pereira, Dr. (UNISINOS)

Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)

Vinícius Jacques Garcia, Dr. (UFSM)

Santa Maria, 6 de março de 2015.

*Dedico este trabalho à minha mãe
e ao amor sem ressalvas.*

*Com muito amor também para a minha esposa Karine,
pela compreensão e apoio em todos os momentos da vida.*

Agradecimentos

Gostaria de agradecer a todos que de uma forma ou outra tornaram este trabalho possível, aos meus amigos, aos meus ex-colegas da Mega que trabalharam por mim nos momentos em que eu não me fiz presente e aos colegas do Politécnic também pelo apoio e acolhimento. Aos meus pais por terem me inspirado e proporcionado um ambiente favorável ao meu crescimento bem como o desenvolvimento dos meus estudos.

Meu agradecimento especial à minha orientadora Prof.^a Luciane, pela paciência, dedicação, conhecimento que conseguiu transmitir e principalmente pela confiança que me depositou. Em especial pelo vanguardismo ao orientar um aluno da computação num doutorado em engenharia elétrica, dona dos meus mais sinceros sentimentos de admiração e respeito.

À Prof.^a. Alzenira pelas conversas, críticas, explicações e pela sua enorme paixão pela engenharia elétrica que cativa e principalmente motiva todos ao seu redor.

Agradeço também ao Prof. Daniel e Prof. Vinícius, bem como aos demais colegas do PPGEE que de alguma forma contribuíram para este trabalho. À CEEE-D e ANEEL através do programa de P&D pelo apoio financeiro e por possibilitar a aplicação prática das pesquisas desenvolvidas.

RESUMO

Tese de Doutorado
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

NOVOS MÉTODOS DE ESTIMAÇÃO DE ESTADO MULTI-ÁREA COM POTENCIAL APLICAÇÃO EM REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

AUTOR: RAFAEL GRESSLER MILBRADT

ORIENTADORA: LUCIANE NEVES CANHA

CO-ORIENTADORA: ALZENIRA DA ROSA ABAIDE

Data e Local da Defesa: Santa Maria, 6 de março de 2015.

As redes elétricas inteligentes permitirão uma revolução na forma como se gerencia e se relaciona com as redes de distribuição, através de aplicações inteligentes. Para diversas destas aplicações, entende-se que uma das atividades primordiais para proporcionar a operação em tempo real é ter conhecimento do estado elétrico da rede através do monitoramento e do uso de medidas remotas. A presente tese aborda o tema de estimação de estado propondo o uso de métodos que melhor se adaptam aos requisitos das redes de distribuição inteligentes. Num primeiro momento entende-se que o monitoramento não será satisfatoriamente abrangente, então haverá a necessidade de mesclar medidas remotas reais com outras pseudo-medidas obtidas através de dados históricos e métodos diretos como o cálculo do Fluxo de Potência. Outro requisito importante destes métodos é conseguir conciliar a grande complexidade e o elevado número de nós das redes de distribuição a um tempo de resposta satisfatório que permita o monitoramento em tempo real. Desta forma a presente tese utiliza uma abordagem que permite o multiprocessamento dos algoritmos de Fluxo de Potência e Estimação de Estado de forma a obter um menor tempo de resposta em ambientes multiprocessados, que são bastante comuns atualmente. No caso do Estimador de Estados, foi proposto um estimador multi-área associado a um algoritmo de divisão maciça das redes, que permite reduzir drasticamente a complexidade do algoritmo sem comprometer a precisão da solução. Todavia, outros conceitos relacionados à estimação de estado, porém adaptados ao contexto de redes de distribuição inteligentes também são abordados como a detecção de erros em medidas, erros de topologia e a localização ideal de medidores, os quais podem ter importante influência na precisão do resultado obtido. O software ASW – Análise de Sistemas de Distribuição Web foi desenvolvido para implementação das metodologias propostas. O Software ainda se encontra sob a forma de um protótipo, contudo já se apresenta funcional em redes de distribuição reais e demonstrando bons resultados e potencialidades para o gerenciamento de um sistema de distribuição inteligente.

Palavras-chave: Sistemas de distribuição. Redes elétricas inteligentes. Operação de redes elétricas inteligentes. Estimação de estado. Geração distribuída.

ABSTRACT

PhD Thesis
Graduate Program in Electric Engineering
Federal University of Santa Maria

NEW METHODS FOR MULTI-AREA STATE ESTIMATION WITH POTENTIAL APPLICATION IN THE SMART GRID

AUTHOR: RAFAEL GRESSLER MILBRADT

TUTOR: LUCIANE NEVES CANHA

Santa Maria, 6 march, 2015.

The smart grid will enable a revolution in the way we manage and relates to the distribution networks through intelligent applications. For many of these applications, it is understood that one of the primary activities to provide real time operation is to be aware of the electric state of the network by monitoring and using remote measurements. This thesis addresses the topic of state estimation proposing the use of methods that best fit the requirements of smart distribution networks. In a first moment it is understood that the monitoring will not be satisfactorily comprehensive, and then there will need to merge real measures with not real measures obtained through historical data and direct methods such as calculating the power flow. Another important requirement of these methods is to combine great complexity and large number of buses of the distribution network to a satisfactory response time that allows real-time monitoring. Thus this thesis uses an approach that enables multiprocessing of algorithms like Power Flow and State Estimation in order to get faster response times in multiprocessor environments, which now are quite common. In the case of State Estimator has been proposed a Multi-area estimator associated to an algorithm for massive division of the networks which allows to drastically reduce the complexity of the algorithm without compromising the accuracy of the estimator solution. Nevertheless, other concepts related to state estimation, but adapted to the context of smart grids are also addressed as the detection of errors in measurements, topology errors and to the ideal location of meters, which may have important influence on the accuracy of the obtained result. The ASW software - Analysis of Distribution Systems Web was developed to implement the proposed methodologies. The software is a totally working prototype, already tested on a real distribution networks and have demonstrated good results and potential for managing a distribution system in an smart way.

Keywords: Distribution systems. Smart grids. Smart grids operation. State estimation. Distributed generation.

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Tempo gasto com sincronismo (percentual do tempo de execução)....	94
Tabela 4.1 – Escala de Importância para comparação quantitativa de critérios.....	104
Tabela 4.2 – Matriz de Importância para análise do alimentador VIA1-16	106
Tabela 4.3 – Resultados das análise dos critérios para as alternativas de localização de equipamentos no alimentador VIA1-16.	108
Tabela 5.1 – Tabela de variáveis de fronteira (TVF)	129
Tabela 5.2 – Detalhes das sub-redes geradas em um alimentador de testes.....	137
Tabela 5.3 – Tabela de Dependências.....	137
Tabela 5.4 – Tabela de variáveis de fronteira (TVF) para o alimentador de testes .	138
Tabela 5.5 – Valor das variáveis de fronteira durante a estimação no alimentador de testes.....	138
Tabela 5.6 – Informações sobre as redes utilizadas nos testes	140
Tabela 5.7 – Rastros de Execução	142
Tabela 5.8 – Precisão do IMASE vs. WLS Clássico / Integrado.....	143

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 - Valores de Renda <i>per capita</i> versus consumo de energia elétrica <i>per capita</i>	38
Figura 2.2 - Estrutura de uma Rede Elétrica Inteligente	40
Figura 2.3 - Estrutura de Funcionamento de uma casa inteligente	42
Figura 2.4 - Modelo de Rede em três fases	49
Figura 2.5 - Modelo de um Regulador de Tensão	51
Figura 2.6 - Representação da Rede	54
Figura 2.7 - Algoritmo de Fluxo de Potência	54
Figura 2.8 - Ponto de Ruptura de uma malha	59
Figura 2.9 - Camadas do Sistema de Controle	65
Figura 2.10 - O processo de estimação de estado e as relações entre as informações.....	72
Figura 2.11 - Algoritmo do Estimador de Estado.....	73
Figura 2.12 - Tipos de sobreposições em estimadores multi-área.....	76
Figura 3.1 - Caminho raiz em um alimentador utilizado para teste da metodologia.	85
Figura 3.2 - Fluxo de Informações entre os atores do Fluxo de Potência paralelo.	87
Figura 3.3 - Algoritmo para correção das cargas	90
Figura 3.4 - Algoritmo de Fluxo de Potência considerando presença de malhas e GD.....	91
Figura 3.5 – Gráfico de <i>Speedup</i> do algoritmo paralelo.....	93
Figura 4.1 - Localização dos locais candidatos à instalação de equipamentos ..	107
Figura 5.1 - Ocorrência de um defeito na rede	114
Figura 5.2 - Medidas em uma sub-rede hipotética.	117
Figura 5.3 - Redução do modelo elétrico	120
Figura 5.4 - Algoritmo para o particionamento das redes de distribuição	122
Figura 5.5 - Exemplo de uma rede radial dividida por derivações do tronco.....	123
Figura 5.6 - Algoritmo IMASE para o 1º nível.....	124
Figura 5.7 - Algoritmo IMASE para o 2º Nível	127
Figura 5.8 - Arquitetura de comunicação e processamento do IMASE	131

Figura 5.9 - Relação entre o número de FLOPS e o número de barramentos. ..	134
Figura 5.10 - Caminho raiz e nós de fronteira em uma rede de testes	135
Figura 5.11 - Topologia das sub-redes em uma rede de testes.	136
Figura 5.12 - Topologia de 4 redes de distribuição utilizadas para testes	139
Figura 5.13 - Tempos de resposta IMASE vs. WLS Clássico.....	141
Figura 6.1 - Arquitetura Multicamadas.....	148
Figura 6.2 - Tela Inicial do ASW	150
Figura 6.3 - Alimentador VIA1-16 no ASW	150
Figura 6.4 - Visualização de Equipamentos	151
Figura 6.5 - Visualização de grandezas elétricas (tensão) sobre o diagrama unifilar.....	151
Figura 6.6 - Detalhes de um Regulador de Tensão.....	152
Figura 6.7 - ASW em um <i>smartphone</i> com tela de 3 polegadas.	152
Figura 6.8 - Diagrama de Classes dos principais objetos.....	155
Figura 6.9 - Hierarquia na comunicação dos Medidores Inteligentes	159
Figura 6.10 - Níveis de protocolos para a Comunicação	160
Figura 6.11 - Fotos dos equipamentos utilizados: um controlador de reguladores de tensão (E) e um medidor de qualidade de energia (D).....	162
Figura 6.12 - Porta serial interna de um controle de reguladores de tensão.	162
Figura 6.13 - Localização dos Equipamentos no Alimentador VIA1-16 em Viamão-RS.	163
Figura 6.14 - Comunicação ASW X SCADA X Equipamentos	163
Figura 6.15 - Tags de Comunicação (Eclipse E3 Power).....	164
Figura 6.16 - Painel de Indicadores no ASW.....	165

LISTA DE REDUÇÕES

AE: Armazenamento de Energia;

AL: Alimentador;

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica;

ASW: Análise de Sistemas de Distribuição Web;

BT: Baixa Tensão;

CEEE-D: Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica;

DSSE: *Distribution System State Estimator* – Estimador de Estados para Sistemas de Distribuição;

EFP: Energia fornecida com níveis de tensão fora do padrão;

GD: Geração Distribuída;

IAC: Índice de Aumento da Confiabilidade;

IAPEE: Índice de Aumento na Precisão da Estimação de Estado;

IC: Índice de Carregamento;

ICE: Índice de Custos do Equipamento;

IMASE: *Intensive Multi Area State Estimator* – Estimador de Estado Multi-área Intensivo;

IMNT: Índice de Melhoria nos Níveis de Tensão;

INF: Índice de Potência Não-Fornecida;

IP: Índice de Perdas

IRP: Índice de Redução de Perdas;

ITT: Índice de Transgressões em níveis de Tensão;

MASE: *Multi Area State Estimator* – Estimador de Estado Multi-área;

P&D: Pesquisa e Desenvolvimento;

REI: Radial, Equivalente, Independente;

SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition - Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados;

SE: Subestação;

TCP/IP: *Transfer Control Protocol/Internet Protocol*

TD: Transformador de Distribuição;

TVF: Tabela de Variáveis de Fronteira;

WLS: *Weighted Least Squares* – Mínimos Quadrados Ponderados.

LISTA DE APÊNDICES

Apêndice A – Método dos Mínimos Quadrados Ponderados	183
Apêndice B – Método de <i>Cholesky</i>	189

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A	191
---------------	-----

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	29
1.1. Justificativa.....	32
1.2. Objetivo Geral	33
1.3. Objetivos Específicos	33
1.4. Inovações Propostas.....	34
1.5. Disposição dos capítulos.....	35
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	37
2.1. Redes Elétricas Inteligentes (<i>smart grids</i>).....	37
2.1.1 Medidores e Casas Inteligentes.....	40
2.1.2. Automação da Distribuição	42
2.2. Fluxo de Potência	43
2.2.1. Fluxo de Potência em Redes Radiais.....	45
2.2.2. Modelagem da Rede	46
2.2.2.1. Cargas	46
2.2.2.2. Linhas	48
2.2.2.3 Bancos de Capacitores	49
2.2.2.4. Reguladores de Tensão	50
2.2.3. Implementação do Fluxo de Potência.....	53
2.2.4. Redes com Malhas	58
2.2.5. Geração Distribuída.....	60
2.2.5.1. Modelagem de Barras PQ e PV no algoritmo de Fluxo de Potência	62
2.3. Monitoramento e controle da rede: a estimação de estado.....	64
2.3.1. Estimação de Estado e o Uso de Medidas Remotas.....	67
2.3.2. Histórico da Estimação de Estado	68
2.3.3. Processo de Estimação de Estado	70
2.3.4. O Algoritmo de Estimação de Estado	72
2.4. Estimação de Estado Multi-área	74
2.4.1. Tipos de estimadores multi-área.....	75
2.4.2. Estado da Arte em Estimadores de Estado multi-área	77
2.5. Conclusão do Capítulo.....	81

3. FLUXO DE POTÊNCIA RÁPIDO (GERAÇÃO DE PSEUDO-MEDIDAS)	83
3.1 Fluxo de Potência Paralelo no Contexto de Redes Elétricas Inteligentes	83
3.1.1 Princípios da Implementação do Algoritmo Paralelo	84
3.1.2 Distribuição do processamento entre os trabalhadores	86
3.2 Correção das cargas baseando-se em medidas existentes	88
3.3 Algoritmo de Fluxo de Carga Proposto	89
3.4 Desempenho	93
3.5 Conclusão do Capítulo	95
4. LOCALIZAÇÃO DE MEDIDORES	97
4.1. Contextualização	97
4.2. Indicadores para localização de equipamentos com capacidade de medição	98
4.2.1. Aumento da Precisão na Estimação de Estado	99
4.2.2. Custo do Equipamento	99
4.2.4. Redução de Perdas	101
4.2.5. Melhoria nos Níveis de Tensão	102
4.3. Análise Multicriterial para Localização de Medidores	102
4.4. Análise Experimental	105
4.5. Conclusão do Capítulo	108
5. ESTIMAÇÃO DE ESTADO MULTI-ÁREA INTENSIVA	111
5.1. Preparação para a Estimação de Estado	111
5.2. Estimador de Estados Paralelo no contexto das Redes Elétricas Inteligentes	115
5.2.1. Definição do conjunto de pseudo-medidas	116
5.2.2. Modelo Elétrico da Rede	118
5.2.3. Divisão das redes	119
4.2.4. Algoritmo IMASE	123
5.2.5. Sincronismo e Comunicação	128
5.2.6. Mal-condicionamento	131
5.2.7. Análise da complexidade	133
5.2.8. Simulação	134
5.2.9. Testes de Desempenho	138
5.3. Conclusão do Capítulo	143

6. DESENVOLVIMENTO DA FERRAMENTA ASW	145
6.1. Objetivos e Requisitos do Software	145
6.2. Arquitetura Lógica do Sistema	146
6.2.1. Camada de Apresentação: A Interface Gráfica do ASW.	148
6.2.2. Camada de Aplicação.....	153
6.2.2.1. Operação Baseada em Indicadores.....	154
6.2.3. Camada de Dados: Base de Dados e Comunicação com Equipamentos	158
6.3. Simulações e Estudos de Estados Anteriores.....	160
6.4. Testes e Resultados	161
6.8. Conclusão do Capítulo	164
7. CONCLUSÃO	167
7.1. Pesquisas Futuras	169
7.2. Artigos Publicados	170
7.3. Registro de Software.....	171
8. Referências Bibliográficas	173
APÊNDICES	183
ANEXOS	191

1. INTRODUÇÃO

As redes elétricas inteligentes são um tema de estudo surgido em meados dos anos 2000 (CARVALLO; COOPER, 2011) dentro dos sistemas de potência, em especial as redes de distribuição de energia. O surgimento deste e outros conceitos ligados à supervisão e controle em tempo real são uma tendência mundial frente ao crescimento da demanda e da evolução dos sistemas de comunicação e de supervisão. Neste contexto, a racionalização no uso de todos os recursos envolvidos através de efetivas técnicas de supervisão e controle em tempo real são medidas prioritárias. Estas medidas serão necessárias para que as previsões de crescimento na demanda sejam possíveis e sustentáveis e a operação ocorra de forma segura, com qualidade e confiabilidade.

O sistema elétrico como um todo, sistemas de geração, transmissão e distribuição, são projetados para suportar as demandas dos horários de ponta que duram apenas poucas horas do dia. Sendo assim, o sistema é subutilizado em boa parte do tempo e ainda se encontra susceptível a falhas causadas por sobrecargas eventuais nos horários de demanda máxima. Conceitos como o gerenciamento pelo lado da demanda, resposta à demanda, geração distribuída, armazenamento de energia, reconfiguração das redes, microgeração, microrredes, entre outros, unidos a um sistema de informações integrado e inteligente capaz de gerenciar, em tempo real todos estes recursos pode, enfim, tornar a rede de distribuição uma rede elétrica inteligente (*smart grid*). No Brasil, a modernização das redes de distribuição tem ganhado força nos últimos anos 5 anos, contudo, muitos investimentos e esforços ainda serão necessários para consolidar a rede elétrica inteligente como uma realidade dentro das concessionárias brasileiras. Neste cenário, imagina-se uma modernização gradual das redes através da ampliação do monitoramento remoto de subestações, instalação de medidores inteligentes nos consumidores (inclusive residenciais), chaves, reguladores de tensão e outros equipamentos com funções de monitoramento de grandezas elétricas e acionamento remoto através de sistemas supervisórios com tais capacidades.

Os sistemas de gerenciamento e operação da distribuição poderão utilizar estas informações em tempo real para aperfeiçoar os processos atuais de operação

da rede. Entretanto, estes deverão estar preparados para o grande volume de informações que passará a existir à medida em que cada consumidor poderá ser um produtor de informações em tempo real.

Esta tese é proposta neste cenário, onde existirão medidas em tempo real para os sistemas de distribuição, porém nem todas as medidas necessárias ao completo monitoramento estarão disponíveis neste período de transição para redes elétricas inteligentes. Um dos requisitos mais primordiais aos sistemas de informação que concentrarão o monitoramento e operação destas redes é a existência de um estado confiável da rede, onde as grandezas elétricas como magnitude e ângulo da tensão, corrente e fator de potência são conhecidas em tempo real, em todos os pontos da rede e com um nível aceitável e conhecido de precisão destas grandezas.

Na presente tese estão sendo propostas metodologias para aplicação neste ambiente inicial onde proporcionalmente existirão poucas medidas, visando a obtenção de um perfil das grandezas elétricas em todos os pontos da rede. Por este motivo o algoritmo de Fluxo de Potência é utilizado para fazer o papel de um previsor inicial das grandezas elétricas nos pontos da rede dados os valores de carga dos medidores em tempo real, bem como através de estimativas de carga. Algumas alterações às metodologias clássicas foram propostas, visando uma execução rápida do algoritmo para que mesmo nas grandes e complexas redes de distribuição brasileiras seja possível a sua execução em tempo real.

A Estimação de Estado é utilizada de forma complementar ao Fluxo de Potência integrando as estimativas obtidas pelo primeiro às medidas remotas em tempo real que existirem. O uso destas medidas garante um aumento na precisão das estimativas, porém é necessário destacar que mesmo as medidas reais podem conter erros os quais precisam ser detectados. Desta forma, algumas funções acessórias à estimação também estão sendo abordadas como a própria detecção de erros nas medidas, detecção de erros topológicos e localização de medidores através de uma abordagem multi-criterial. Estas funções baseiam-se em informações vindas do processo de estimação que, através de variâncias e resíduos da estimação possibilitam análises de precisão do resultado, possibilitando inclusive presumir a existência de erros.

E assim como ocorre com o Fluxo de Potência, o algoritmo de Estimação de Estado também precisa ser executado em tempo real. Dadas as grandes dimensões

das redes de distribuição frente à complexidade do próprio algoritmo que envolve cálculos com matrizes de grandes proporções, isto geralmente acarreta em um grande volume de processamento. Desta forma é importante para a aplicação prática do algoritmo, buscar métodos minimizem esta complexidade e que melhor se aproveitem das arquiteturas atuais de processamento de dados com vistas a uma execução suficientemente rápida.

Assim, a presente tese propõe o uso de um algoritmo de estimação de estado multi-área adaptado à realidade das redes de distribuição. Esta metodologia está associada a um algoritmo para divisão das redes radiais em áreas que são analisadas individualmente, visando o máximo em paralelismo da estimação de estado. Além disto, foram propostos métodos próprios para garantir sincronismo e comunicação eficientes em uma estrutura de processamento que pode ser facilmente distribuída e que possui um nível de precisão semelhante à estimação de estado convencional.

Por fim, a tese aborda a aplicação prática das metodologias propostas em um sistema de gerenciamento de energia para operação em tempo real de redes de distribuição. Sistemas estes que tem como base a estimação de estado e que poderão a partir da análise de indicadores e alarmes comandar equipamentos como fontes de geração distribuída, bancos de capacitores, reguladores de tensão, chaves telecomandadas, entre outros equipamentos ao longo da rede elétrica que permitam alterar configurações da rede, mantendo confiabilidade e indicadores de desempenho otimizados.

Estes sistemas de controle devem permitir a inclusão de restrições, bem como a priorização de critérios para a operação autônoma destes equipamentos com base em indicadores obtidos em tempo real a partir da estimação de estado. A ideia é de que o sistema seja inteligente e adaptável às mudanças na rede bem como nos regimes de carga, de forma a aprender continuamente os impactos das decisões tomadas nos indicadores de qualidade de energia considerados neste processo.

A presente tese busca abordar estas premissas de desenvolvimento dos novos sistemas de gerenciamento de energia em redes elétricas inteligentes propondo uma série de indicadores para análise em tempo real do desempenho da rede, bem como o desenvolvimento do sistema em si.

É então, neste novo cenário de automação das redes de distribuição, grande quantidade de informações e variáveis de estado ao longo da rede, sistemas de

comunicação bidirecional, aumento da presença de fontes de geração distribuída, entre outros que a presente tese busca focar em formas mais eficientes de operação das redes de distribuição através de medidas confiáveis sobre o seu estado.

1.1. Justificativa

A tendência da nova rede elétrica de distribuição em desenvolvimento, a qual vem alimentando inúmeras pesquisas na área é de ser inteligente e robusta. O desenvolvimento disto é possível através de alguns pontos chave de infraestrutura como as redes de comunicação e a automação e monitoramento dos equipamentos. Porém, apenas isto não torna a rede “inteligente”. São necessários sistemas de informação implementados com técnicas de inteligência artificial e capacidade de monitorar e atuar em tempo real na rede elétrica.

Estes sistemas de informação terão um papel fundamental nesta revolução chamada de *smart grid*, serão responsáveis por a partir do conhecimento do estado atual da rede orquestrar todas as ações que irão resultar em melhores níveis nos indicadores de qualidade. O cerne desta evolução, que está dentro dos sistemas de informação, são os estimadores de estado para as redes de distribuição que deverão manter um estado confiável da rede disponíveis às aplicações *smart grid*, mesmo num ambiente de pouca precisão de algumas medidas.

As aplicações *smart grid* são executadas e tomam decisões em tempo real, baseadas no estado atualizado da rede. Isto significa que este estado que varia também em tempo real, na medida em que as medições de grandezas elétricas também variam, deve ser recalculado em tempo real. Outro ponto importante a ser destacado é a complexidade das redes de distribuição, que possuem uma concentração de barras sempre significativa, tornando as matrizes cada vez maiores e o cálculo ainda mais complexo computacionalmente.

Um dos caminhos para alcançar o requisito de tempo real no cálculo de estimação de estado é a utilização de metodologias alternativas que visem maior desempenho, em detrimento dos métodos clássicos.

1.2. Objetivo Geral

A presente tese tem por objetivo propor inovações no tema de redes elétricas inteligentes, o qual está trazendo grandes avanços para as formas como se planeja, projeta e opera os sistemas de distribuição e uma grande quebra aos paradigmas atuais. Os sistemas de informação que serão responsáveis ou servirão de suporte para as tomadas de decisões terão grande importância nesta atualização do conceito técnico e operacional das redes de distribuição.

Fatores como a grande quantidade de informações que estarão disponíveis com as medições remotas na rede e o uso de medidores inteligentes nos consumidores trarão uma nova problemática que é o tratamento, armazenamento e uso adequado destas. Além disto, a presença destas informações permitirá o desenvolvimento de uma nova ótica para observar todos os problemas relacionados à análise dos sistemas de distribuição. Os métodos que antes eram fortemente baseados em modelos estatísticos, agora passarão a ter à disposição informações reais e em tempo real, ou quase real.

O objetivo desta tese então é propor métodos que permitam o efetivo tratamento das incertezas associadas a estas informações de forma a obter o estado mais próximo do real, livre de ruídos nas medições, e principalmente em um tempo satisfatório que permita o uso desta informação por aplicações de tempo real. Foram propostas ajustes aos algoritmos de estimação de estado multi-área de forma a suprir deficiências de outros métodos, quando da aplicação destes em redes de distribuição inteligentes, ou em processo de modernização.

1.3. Objetivos Específicos

- Desenvolver algoritmos e métodos para processamento paralelo do Fluxo de Potência, com reduzido tempo de resposta e objetivando a geração de pseudo-medidas para o processo de Estimação de Estado;
- Desenvolver um método de ajuste de cargas baseado em medidas reais e integrado ao Fluxo de Potência Paralelo, gerando medidas de injeção e de fluxo de potência que são imprescindíveis para garantir a observabilidade da rede;

- Aprimorar as técnicas de estimação de estado multi-área para uso em redes de distribuição considerando suas peculiaridades para a redução do número de barramentos de fronteira;
- Reduzir o tempo de resposta na estimação de estado multi-área através do intenso particionamento das redes de distribuição, propondo uma nova variação dos estimadores multi-área, o chamado IMASE (*Intensive Multi Area State Estimator*). Este particionamento em maior escala deve favorecer o uso do processamento paralelo e/ou distribuído.
- Desenvolver um Software que permita seu acesso de diferentes dispositivos, de forma a implementar os métodos propostos na tese;

1.4. Inovações Propostas

Nesta tese estão sendo propostas as seguintes inovações:

- Desenvolvimento de sistema de previsão e preparação de pseudo-medidas para estimação de estado baseado em um algoritmo de Fluxo de Potência Paralelo para aplicação em tempo real. Dá-se destaque à forma como o paralelismo é implementado, através de uma divisão adaptativa dos cálculos entre os processadores disponíveis, buscando um maior percentual de utilização e conseqüente melhor aproveitamento destes recursos de processamento. O algoritmo de Fluxo de Potência implementado baseia-se no método de varredura inversa-direta e utiliza apenas previsões de carga, porém pode utilizar algumas medidas de fluxo de potência em tempo real para correção das medidas previstas;
- Desenvolvimento de algoritmos que utilizam uma abordagem hierárquica ou multi-área para a Estimação de Estado em redes de distribuição, em conjunto com a um algoritmo para divisão maciça das redes de distribuição. Esta abordagem foi utilizada com o propósito de contribuir para a redução da complexidade do algoritmo de estimação de estado, bem como do tempo de resposta. Foram propostas arquiteturas para comunicação e sincronismo dos estimadores paralelos, que permitem uma adaptação simples ao processamento distribuído;

- Um algoritmo para localização de equipamentos de automação com capacidade de medição em tempo real nas redes de distribuição. Como equipamentos diferentes podem trazer diferentes benefícios para as redes, o algoritmo para localização utiliza uma metodologia multi-criterial associada a um conjunto de critérios também propostos na tese;
- Proposta de um Software multicamadas para implementação dos métodos propostos para Estimação de Estado, o qual torna possível o uso desta aplicação para redes elétricas inteligentes a partir de qualquer dispositivo móvel ou não com acesso a um *browser* e internet;

1.5. Disposição dos capítulos

Esta tese está dividida em 7 Capítulos, dentre os quais o presente Capítulo 1 faz uma apresentação em termos gerais do trabalho, bem como seus objetivos e motivações principais.

No Capítulo 2 são apresentados os conceitos bem como uma revisão bibliográfica sobre os algoritmos para análise de sistemas de distribuição como o Fluxo de Potência, bem como tecnologias que compõem as redes de distribuição inteligentes e que terão influência na análise destas redes. Finalmente neste capítulo é apresentado o algoritmo clássico de Estimação de Estado, além do estado da arte neste tema.

No Capítulo 3 é apresentado o Fluxo de Potência Paralelo, o qual servirá de base para uma previsão de carga inicial. Neste capítulo são apresentadas as contribuições da tese no algoritmo de Fluxo de Potência que permite reduzir o tempo de resposta deste.

O Capítulo 4 apresenta uma metodologia inovadora para a localização de medidores e outros equipamentos de medição em redes de distribuição. São propostos uma série de indicadores de avaliação e é utilizada a análise multicriterial para escolha dos melhores locais para a instalação destes equipamentos.

O Capítulo 5 apresenta o problema da Estimação de Estado em redes de distribuição, o qual busca através do processamento paralelo/distribuído e da divisão maciça da rede uma redução significativa nos tempos de resposta.

O Capítulo 6 apresenta o Software ASW, o qual é uma implementação proposta para os métodos anteriormente apresentados.

Finalmente no Capítulo 7, é feita a Conclusão do trabalho, assim como são apresentadas propostas para continuidade da pesquisa.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo será apresentada uma Revisão Bibliográfica nos temas concernentes a esta tese como a infraestrutura de medição das redes elétricas inteligentes de distribuição, que terão um grande impacto na forma como os sistemas de distribuição serão monitorados e operados. Além disto, será abordada a metodologia para cálculo de fluxo de potência, que há pouco tempo ainda era a principal, e única, forma de análise utilizada na prática para redes de distribuição. Por fim, a Estimação de Estado, uma forma de análise mais sofisticada e que atualmente tem ganhado muita força nas redes de distribuição, justamente em decorrência das redes elétricas inteligentes.

2.1. Redes Elétricas Inteligentes (*smart grids*)

Atualmente a eletricidade tornou-se um dos elementos mais importantes da sociedade, tanto que é possível verificar uma relação entre o consumo de energia elétrica e o desenvolvimento das nações. Na Figura 2.1 é percebido que existe uma relação direta entre a renda *per capita* em países com diferentes níveis de desenvolvimento e o consumo de eletricidade *per capita*.

Dada esta relação e o *modus operandi* da sociedade atual, que se baseia no consumo e no crescimento das economias, é fácil presumir que a demanda por energia elétrica cresce a altas taxas. Apenas para atender a esta crescente demanda, mantendo níveis mínimos de confiabilidade, são necessários grandes investimentos desde a geração até os sistemas de transmissão e distribuição. Outro fator que deve ser considerado nestes investimentos, é que o dimensionamento dos sistemas elétricos necessita ser realizado de forma a atender plenamente os períodos de pico de demanda.

Desta forma fica evidente que o sistema elétrico é, muitas vezes, subutilizado em grande parte do período. Em contrapartida, durante os picos de demanda, pode ficar sobrecarregado o que diminui a confiabilidade do sistema, podendo haver desligamentos não programados e prejuízos enormes à sociedade.

Aliado a isto, existem práticas e exigências que se relacionam à maior eficiência do sistema. Dentre elas, o uso de fontes de energia renováveis e outras soluções para atender aos acordos internacionais e metas já estabelecidas para as reduções nas emissões de gases do efeito estufa (UNITED NATIONS, 2011).

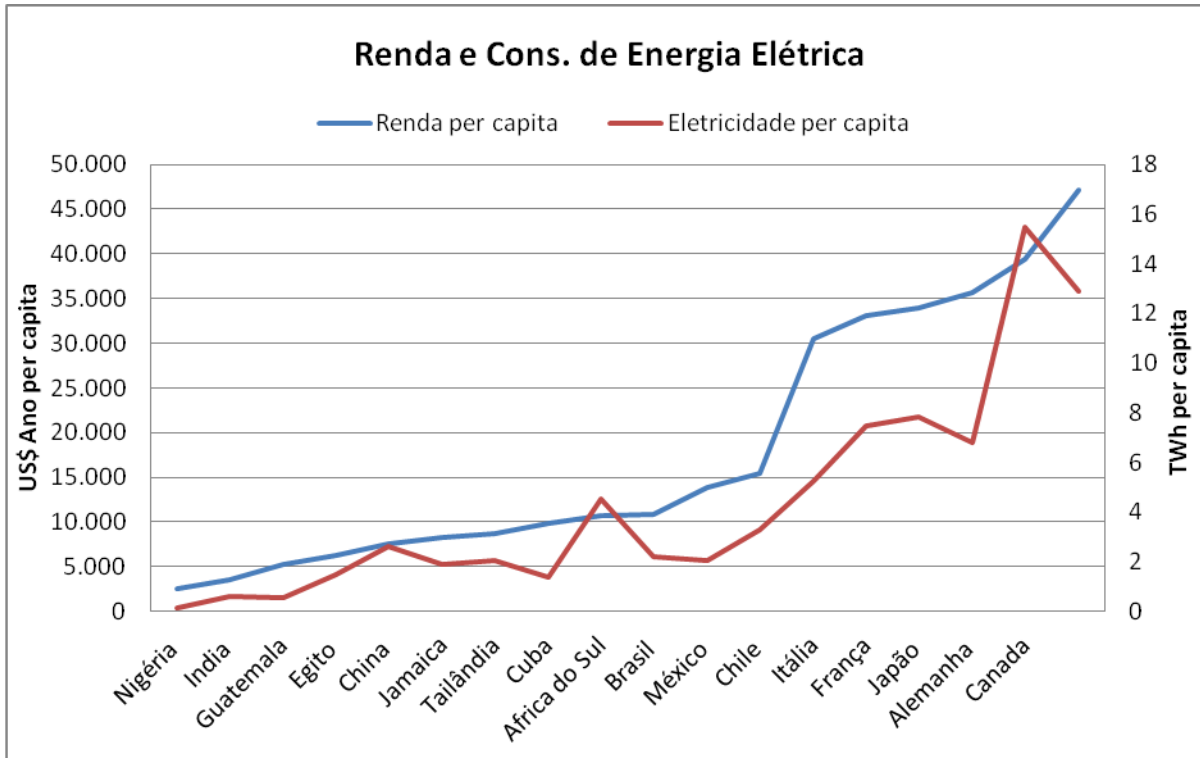


Figura 2.1 - Valores de Renda *per capita* versus consumo de energia elétrica *per capita* (IEA, 2011)

Como resposta a estas demandas surgiram, em meados dos anos 2000, conceitos que hoje unidos são conhecidos como Redes Elétricas Inteligentes. Andres Carvallo definiu as redes elétricas inteligentes como:

As redes elétricas inteligentes são a integração de uma rede elétrica, uma rede de comunicação, software, hardware para monitorar, controlar, e gerenciar a criação, distribuição, armazenamento e consumo de energia. A rede elétrica inteligente do futuro será distribuída, será interativa, será auto-regenerativa, e terá comunicação com todos os dispositivos. (CARVALLO; COOPER, 2011, p. 1, tradução nossa).

As redes elétricas inteligentes também podem ser definidas como uma evolução da infra-estrutura do sistema elétrico atual que foi projetado há várias décadas, analogamente semelhante ao que ocorreu com o sistema de telefonia após o surgimento da fibra ótica em meados da década de 90. Estas evoluções estão

centradas principalmente na comunicação entre todas as aplicações da rede. Isto possibilitaria um uso mais efetivo do sistema, que poderia com maior segurança ser gerenciado próximo dos seus limites operacionais.

De fato, as justificativas para o investimento na construção de uma nova rede mais inteligente são bastante importantes, de forma que nos últimos anos diversas entidades (OPENSG, 2008; DOE, 2009; DECC, 2009; ETPENF, 2012) no mundo todo definiram as características desta *smart grid* que pudessem satisfazer todas as partes interessadas, dentre as quais pode-se citar:

- Comunicação: todos os dispositivos e aplicações devem se comunicar bi-direcionalmente com os centros de controle locais;
- Monitoramento: a rede deve permanecer constantemente monitorada;
- Confiabilidade e Qualidade: a rede deve ser mais confiável, atuando antecipadamente às sobrecargas bem como mantendo índices de qualidade de energia;
- Geração Distribuída e Meio-Ambiente: a rede deve aceitar as fontes de geração distribuídas limpas de médio e pequeno porte a qualquer momento, mantendo a qualidade no fornecimento de energia;
- Redução das Perdas: melhorar a eficiência da operação do sistema, seja através de um controle mais eficiente, mas principalmente pelo uso de geração distribuída, de forma a reduzir as altas perdas verificadas nos sistemas de distribuição;
- Auto-regeneração: na ocorrência de defeitos a rede deve ter capacidade de reconfigurar, isolando as áreas com defeito e restabelecendo o fornecimento ao maior número de consumidores de forma autônoma;
- Controle Inteligente: será um sistema de informações responsável pelo processamento de todas as informações geradas na rede, bem como pelas tomadas de decisão que garantirão a eficiência;

A Figura 2.2 mostra a estrutura básica de uma rede elétrica inteligente, onde ficam evidentes as tecnologias necessárias para conseguir alcançar os requisitos pretendidos com tais redes. As inovações propostas incluem, mas não se limitando a isto, os medidores inteligentes nas residências, residências inteligentes que possuem sua própria geração de energia podendo inclusive injetá-la na rede quando

houver excedente, fontes de geração de energia limpa, monitoramento e comunicação, e no comando disto tudo um centro de processamento de dados e controle da rede. As subseções que seguem irão descrever detalhadamente algumas das tecnologias relacionadas com o tema desta tese.

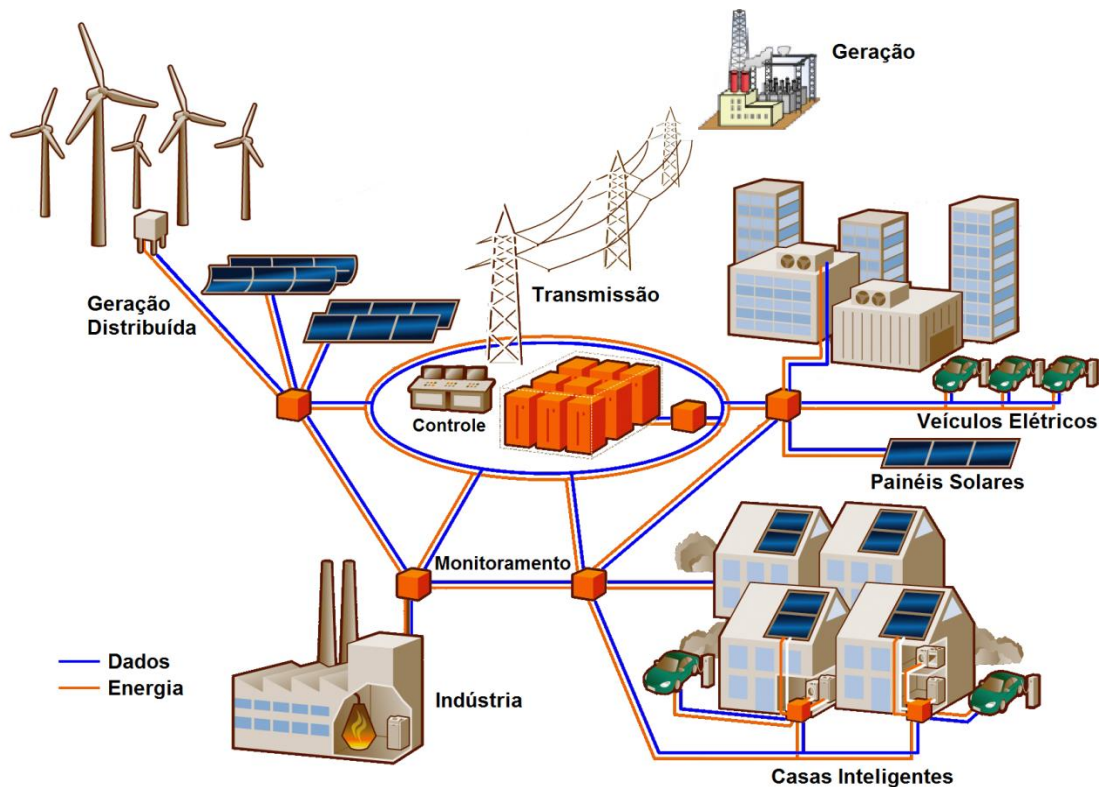


Figura 2.2 - Estrutura de uma Rede Elétrica Inteligente

Fonte: Figura adaptada da homepage Smart Grid Tech (2014).

2.1.1 Medidores e Casas Inteligentes

Estas tecnologias é importantes peças para a implantação das redes elétricas inteligentes, que através dos medidores inteligentes possibilitarão a comunicação entre os clientes e os centros de controle das companhias elétricas. Ainda não existe uma tecnologia padronizada para esta comunicação, sendo que ao redor do mundo são testados medidores inteligentes usando comunicação sem fio através de protocolos como o ZigBee (ZIGBEE, 2012) ou mesmo comunicação pela rede elétrica conhecida como PLC – *Power Line Communication*. Em ambos os casos, pode haver a necessidade da comunicação em mais de uma etapa, envolvendo,

possivelmente, mais de um protocolo. A primeira se dará do medidor até um concentrador que fará um papel de *gateway* entre este e os centros de controle.

Os medidores inteligentes terão papel importante no monitoramento do sistema elétrico pois contarão não apenas com a medida de energia consumida mensal, mas também poderão informar a demanda instantânea, os níveis de tensão da energia recebida e interrupções no fornecimento às companhias. Estas informações serão fundamentais para uma estimação precisa do estado da rede, o que possibilitará a tomada de decisões na operação de forma a maximizar a eficiência e evitar as sobrecargas, antes que estas ocorram.

Outra importante função dos medidores é no que diz respeito à resposta da demanda. Ocorrerá, por exemplo, quando a rede estiver em nível de alerta próximo a uma sobrecarga. Nesta situação, o centro de controle comunicará a alguns medidores esta condição, solicitando que estes reduzam o seu consumo. Neste momento o medidor irá comunicar aos dispositivos inteligentes da casa esta informação e estes passarão a atuar de forma a reduzir o consumo de energia, porém sem uma redução significativa no conforto dos habitantes da casa.

Tarefas que podem ser realizadas em outro horário de menor demanda serão postergadas, como por exemplo uma lavagem de roupas e a recarga das baterias de um veículo elétrico. Em casos mais extremos poderá influenciar o nível de iluminação bem como a temperatura do ar condicionado e caso exista alguma fonte de AE (armazenamento de energia) na casa esta energia também poderá ser utilizada.

Outras funções de controle também estarão associadas aos medidores inteligentes como por exemplo desligamentos remotos, geração das faturas de energia elétrica, possibilidade de uso de energia em regime pré-pago, entre outros. A ideia é que este medidor seja capaz de controlar o uso de energia em uma casa, possibilitando aos usuários saberem quanto está se consumindo, quanto já se consumiu no dia, qual a previsão do valor da próxima fatura, qual o valor da energia a ser pago, e outras informações importantes para que também as próprias pessoas possam contribuir ativamente para o controle do uso da energia.

A Figura 2.3 contextualiza o medidor inteligente dentro das redes elétricas inteligentes, bem como mostra as suas interações com dispositivos domésticos e o centro de controle da companhia elétrica.

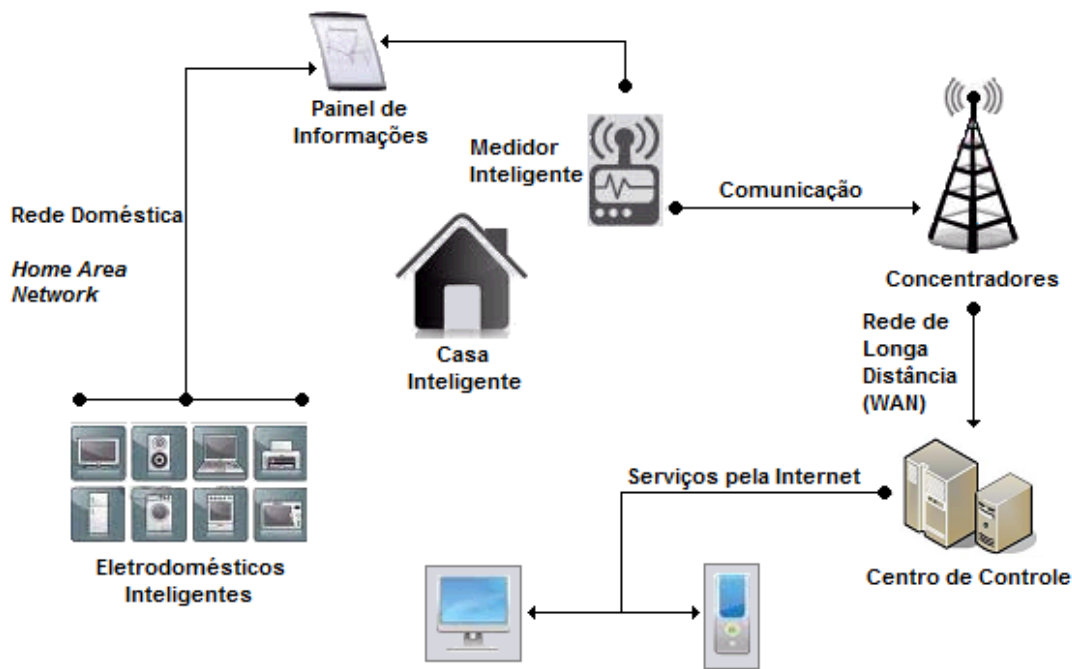


Figura 2.3 - Estrutura de Funcionamento de uma casa inteligente

Fonte: adaptado de EPRI (2014).

2.1.2. Automação da Distribuição

Os sistemas de distribuição foram concebidos na sua grande maioria para atuarem de forma autônoma e reativa em relação aos problemas que eventualmente ocorrem. Como exemplo disto tem-se religadores que são sensibilizados pela presença de correntes de curto-circuito atuando e abrindo circuitos defeituosos, bancos de capacitores que ligam e desligam em horários pré-programados, reguladores de tensão que alteram os tapetes de acordo com a tensão de saída e com o fluxo de corrente que por eles passa, fontes de geração distribuída que podem injetar energia na rede em horários fixos definidos em contrato, entre outros.

A ideia das redes elétricas inteligentes passa por uma quebra destes paradigmas antigos, através da inclusão de automação no planejamento, manutenção e operação de bancos de capacitores, reguladores de tensão, chaves, religadores, incluindo as conexões de fontes de geração distribuída, clientes e outros equipamentos e estruturas. Nesta automação também está incluída a aquisição de dados remotos, seja de medidores ou de dispositivos que permitam medição, dados estes que serão fundamentais para a determinação de um estado fiável do sistema.

Um sistema de distribuição automatizado será capaz de monitorar e operar a rede remotamente, identificar falhas e motivos de interrupções e restabelecer o fornecimento de energia, garantindo à rede a característica de auto-regeneração. A ideia é de que uma atitude pró-ativa para a tomada de decisões na operação do sistema contribua também para o aumento na confiabilidade do sistema e qualidade da energia fornecida.

Contudo, é ressaltada pelo IEEE DAWG (2009) a proposta uma estrutura hierárquica para as funções de automação. Na primeira camada estariam funções mais básicas como comunicação via sistemas supervisórios para o monitoramento de todos os equipamentos, incluindo a infraestrutura de medição.

Na segunda camada devem estar funções de mais alto nível, com capacidade de tomada de decisão para operação do sistema como segue:

- 1) Estimação de Estado em tempo real com as funções: análise de confiabilidade, análise de contingência, controle ótimo de reativos e bancos de reguladores de tensão e coordenação da proteção, localização de falhas incluindo isolamento e restabelecimento do sistema em decorrência de defeitos.
- 2) Monitoramento e operação via sistema supervisório de equipamentos como: subestações, disjuntores, religadores;
- 3) Monitoramento e operação de equipamentos dos alimentadores como chaves telecomandadas, banco de capacitores e bancos de reguladores de tensão;
- 4) Monitoramento e controle, inclusive de ações de proteção (*self-healing* e localização de faltas), fontes de GD e AE, bem como controle de tensão;
- 5) Implementação das Unidades de Medição Avançada para todos os clientes.

2.2. Fluxo de Potência

O cálculo do fluxo de carga em sistemas elétricos, basicamente consiste em determinar as variáveis de estado do sistema, que são as tensões complexas nas barras, as distribuições dos fluxos de potência ativa e reativa nos ramos da rede e outras possíveis grandezas derivadas destas.

Os métodos clássicos para o cálculo do Fluxo de Potência amplamente utilizados em sistemas elétricos de potência incluem o método Gauss-Seidel, o método Newton-Raphson (TINNEY; HART, 1967) e a sua variante desacoplada (STOTT; ALSAC, 1974). O método de Gauss-Seidel aplicado para o cálculo de fluxo de potência é de simples implementação, usa pouca memória, precisa de pouco tempo computacional para cada iteração, entretanto possui uma lenta convergência devido à esparsidade da matriz de admitância como demonstrado por Keyhani, Abur e Hao (1989). O método Newton-Raphson possui uma convergência mais rápida, mesmo usando mais memória para a montagem da matriz jacobiana. O método desacoplado rápido possui uma convergência ainda mais rápida e menor tempo de cálculo para cada iteração; isto é obtido através de simplificações na matriz jacobiana que reduzem o tempo de cálculo, permitindo que esta permaneça fixa entre as iterações.

Estes métodos clássicos, são amplamente usados nos sistemas de transmissão. Entretanto, nos sistemas de distribuição, que são tipicamente radiais eles podem apresentar problemas de convergência, tornando-se pouco confiáveis quando aplicados nestes casos. Isto pode ser atribuído a algumas peculiaridades dos sistemas de distribuição, como a relação entre reatância e resistência dos condutores, a presença de trechos com alta impedância e equipamentos com baixa impedância, como chaves e outros dispositivos de manobras, o grande número de barras e a esparsidade da matriz de admitância causada pela característica radial da rede. Devido a estes fatores, as matrizes necessárias ao cálculo do fluxo de potência tornam-se mal condicionadas (SRINIVAS, 2000), exigindo um número maior de iterações para atingir a convergência, podendo esta nem ser atingida.

Outro ponto negativo destes algoritmos é que a resolução de um sistema linear, leva a uma complexidade $O(n^3)$, sendo n o número de nós da rede. Devido ao grande número de nós/barras existentes em um sistema de distribuição, a análise usando este tipo de algoritmo pode ter um tempo de resposta inadequado para sua utilização em tempo real.

Desta forma, nenhum dos métodos apresentados são adequados aos sistemas de distribuição, tanto do ponto de vista tempo computacional, como de confiabilidade dos resultados. Outros métodos, que se aproveitam da característica tipicamente radial dos sistemas de distribuição foram propostos (SHIRMOHAMMADI et al., 1988; BROADWATER et al., 1988; LUO; SEMLYEN, 1990). Estes algoritmos

baseiam-se nas relações fonte-carga existentes entre os nós e trechos de rede, para através de sucessivas varreduras no sentido carga-fonte e vice-versa calcular as variáveis de estado ao longo da rede. A complexidade destes algoritmos é de $O(N)$ quando aplicados a redes totalmente radiais, o que os torna muito eficientes para utilização em sistemas elétricos de maior porte e complexidade.

2.2.1. Fluxo de Potência em Redes Radiais

Muitos métodos têm sido desenvolvidos para aplicação em redes totalmente radiais ou mesmo com poucas malhas. Dentre estes podemos destacar as seguintes variantes:

- 1) Método Escalonado (*ladder method*) (KARSTING, 2001, p. 270-274): consiste em fazer uma varredura desde os nós carga mais distantes em direção à fonte, aplicando as leis de Kirchhoff para correntes e tensão. Na 1ª iteração utiliza-se um valor de tensão pré-definido e a convergência é atingida quando o valor de tensão calculado na fonte se iguala ao valor pré-definido.
- 2) Método de Soma das Correntes (SHIRMOHAMMADI et al., 1988): consiste em iterações de duas varreduras: a primeira das cargas em direção às fontes, calcula as correntes nos nós aplicando as leis de Kirchhoff, e a segunda varredura calcula as tensões desde a fonte até as cargas. A convergência é atingida quando as variações de tensão num mesmo nó entre uma iteração e outra são menores que um determinado limiar.
- 3) Método da Soma das Potências (BROADWATER et al., 1988): método parecido ao anterior exceto pelo fato de que se somam as potências na varredura inversa. O critério de parada se dá quando a potência no nó fonte atinge um valor pré-determinado.
- 4) Variante Trifásica (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995): pode ser aplicado aos três métodos anteriores. Consiste em calcular separadamente as variáveis de estado da rede por fase. Especialmente nos sistemas de distribuição, que frequentemente possuem desequilíbrio entre fases, este formato de cálculo por fase é requerido para uma análise confiável.

Conforme discussões realizadas por Shirmohammadi et al. (1988), embora não existam pesquisas mais aprofundadas sobre o desempenho do método de soma das correntes, este tem sido testado em diferentes configurações de rede e cargas apresentando sempre bons resultados em termos de convergência.

2.2.2. Modelagem da Rede

2.2.2.1. Cargas

Um dos maiores gargalos quando se trata da precisão do cálculo de fluxo de potência é justamente a forma como cada carga será estimada. Na atual estrutura das redes de distribuição as cargas não possuem monitoramento em tempo real, de forma que obrigatoriamente deverá haver outra forma de previsão. Uma das formas de lidar com isto, que é muito difundida, baseia-se na previsão destas cargas através das conhecidas curvas típicas de consumo.

A estimativa primitiva de injeção de potência é calculada com base na informação de consumo mensal de energia de cada consumidor, que está associado a uma classe ou tipo. Para cada uma destas classes existe uma curva característica de potência diária, que é obtida por um processo estatístico através de um amplo plano de medições mantido pela companhia de energia. Através destas curvas é possível estimar a curva de carga de um transformador de distribuição ou mesmo de um alimentador, com base em valores médios de medições passadas.

Para obtenção da injeção de potência ativa e reativa representada por cada um dos consumidores ou cargas é necessário aplicar respectivamente as equações:

$$W_M = N_{d.u.} \cdot W_{d.u.} + N_s \cdot W_s + N_d \cdot W_d \quad (2.1)$$

$$P_i = p_i \cdot \left(\frac{W_R}{W_M} \right) \quad (2.2)$$

$$Q_i = q_i \cdot \frac{W_R}{W_M} \quad (2.3)$$

Onde:

$N_{d.u.}$, N_s e N_d : número de dias úteis, sábados e domingos no período referente à medição;

$W_{d.u.}$, W_s e W_d : soma dos valores normalizados das curvas típicas de dias úteis, sábados e domingos;

W_M : somatório dos valores normalizados, ponderados pela quantidade de dias no mês;

W_R : energia consumida em kWh no mês ou período de faturamento considerado;

p_i e q_i : valores de potência ativa e reativa normalizados da curva típica na hora i .

P_i e Q_i : injeção de potência ativa e reativa representados pela carga.

As equações 2.2 e 2.3 definem o cálculo da injeção de potência para um único consumidor, contudo as cargas consideradas no cálculo do fluxo de potência, por motivos de simplificação, podem ser os transformadores de distribuição (TD) onde vários consumidores estarão associados às suas respectivas curvas típicas e os valores de injeção de potência deverão ser somados, de forma a compor a carga do TD como uma única injeção de potência.

Definidas as cargas, outro aspecto de vital importância para a precisão do cálculo do fluxo de potência é a consideração da sensibilidade destas em relação às variações no módulo da tensão de fornecimento. Esta relação entre a tensão de fornecimento e a potência absorvida varia de acordo com a forma construtiva e o princípio físico de funcionamento de cada equipamento elétrico, sendo que estes podem ser dos tipos:

- 1) Carga de Potência Constante: são as cargas onde a potência absorvida se mantém constante com as variações na tensão fornecida. Um exemplo de cargas deste tipo são os motores elétricos de indução.
- 2) Carga de Corrente Constante: são as cargas onde a intensidade da corrente absorvida não varia de acordo com o valor da tensão. São exemplos deste tipo de carga os fornos a arco, lâmpadas de descarga, etc.
- 3) Carga de Impedância Constante: nestas cargas a impedância se mantém constante, e é obtida a partir das potências ativa e reativa absorvidas pela carga quando alimentada com a tensão nominal. São exemplos deste tipo de carga os capacitores e equipamentos de aquecimento resistivos.

- 4) Carga de Composição Mista (Modelo ZIP): normalmente a representação de um consumidor enquanto carga, é feita pela composição dos modelos anteriores em percentuais que pode variar de acordo com a classe do consumidor e o horário do dia.

A aproximação mais comum é associar um percentual a cada tipo de carga para cada classe de consumidor, de forma a representar também os equipamentos típicos de cada tipo de carga. Este percentual é ponderado pela potência de cada carga do TD, de forma a obter um percentual médio por TD, que será utilizado na implementação do fluxo de potência para o cálculo da corrente.

2.2.2.2. Linhas

Em geral o tronco dos alimentadores são trifásicos, entretanto muitas ramificações frequentemente são bifásicas ou mesmo monofásicas, sendo que as cargas podem variar no uso das fases da mesma maneira. Desta forma, a modelagem da rede precisa representar separadamente as fases de forma a melhor representar os frequentes desequilíbrios que ocorrem. As seções de rede são representadas através de uma matriz de admitância 3x3, considerando as admitâncias individuais dos condutores bem como as admitâncias mútuas entre estes (BARAN; KELLEY, 1994).

Além disto, para redes de distribuição normalmente usa-se o modelo de linha curta (até 80 km) de onde se despreza a capacitância da linha, por ser muito pequena, representando-a apenas através dos parâmetros série.

$$Y = \begin{bmatrix} y_{11} & y_{12} & y_{13} \\ y_{21} & y_{22} & y_{23} \\ y_{31} & y_{32} & y_{33} \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

As equações nodais para a tensão nos terminais do nós da Figura 2.4 são:

$$\begin{bmatrix} V_{r,1} \\ V_{r,2} \\ V_{r,2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{s,1} \\ V_{s,2} \\ V_{s,2} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} z_{11} & z_{12} & z_{13} \\ z_{21} & z_{22} & z_{23} \\ z_{31} & z_{32} & z_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{l,1} \\ I_{l,2} \\ I_{l,3} \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

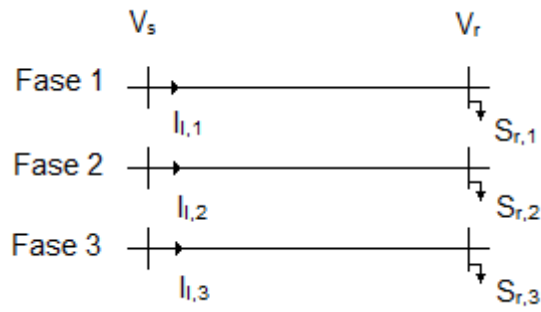


Figura 2.4 - Modelo de Rede em três fases

Rearranjando a Equação 2.5 para o cálculo da corrente, tem-se:

$$\begin{bmatrix} I_{l,1} \\ I_{l,2} \\ I_{l,3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{11} & y_{12} & y_{13} \\ y_{21} & y_{22} & y_{23} \\ y_{31} & y_{32} & y_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{s,1} - V_{r,1} \\ V_{s,2} - V_{r,2} \\ V_{s,3} - V_{r,3} \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

2.2.2.3 Bancos de Capacitores

Os bancos de capacitores são frequentemente utilizados nos sistemas de distribuição como forma de controle de tensão, através da compensação de reativos e consequente redução de perdas nos condutores. Desta forma, os bancos de capacitores são vistos pelo algoritmo de fluxo de potência como uma injeção de potência reativa na rede, em sinal negativo, que dependerá da potência nominal deste, bem como do nível de tensão no nó, quando ligados em paralelo, de acordo com a equação:

$$Q_{inj} = Q_{nom} \cdot V^2 \quad (2.7)$$

Onde:

Q_{inj} : injeção de potência reativa

Q_{nom} : potência nominal reativa do banco de capacitores

V : tensão no nó em p.u.

Vários estudos (ALDRICH; HAPP, 1980; MILLER, 1982; GOLKAR, 2011) mostram que a compensação de reativos é muito eficiente para redução das perdas, controle de tensão, melhoria da confiabilidade entre outros aspectos. Entretanto, para que isto seja verdade é necessário algum tipo de controle sobre a atuação destes dispositivos na rede, visto que num horário de baixa demanda estes podem causar problemas de sobretensão. Os controles utilizados nos bancos de

capacitores consistem basicamente em ligá-los ou desligá-los da rede conforme determinados parâmetros que variam entre período do dia, tensão, corrente e fator de potência. Desta forma, é possível ao algoritmo de fluxo de potência, com base nas variáveis de estado da rede bem como nos parâmetros de controle, determinar se o banco de capacitores estará ligado ou não.

Outra forma mais precisa de determinar o estado ligado ou desligado deste dispositivo é utilizar comunicação com um sistema supervisório. Caso exista possibilidade desta comunicação, esta deverá ser considerada visto que o impacto de um banco de capacitores pode ser bastante grande sobre a solução do Fluxo de Potência.

2.2.2.4. Reguladores de Tensão

Os reguladores de tensão são um método amplamente utilizado para o controle de tensão, em especial em redes de maior comprimento, cobrindo zonas urbanas e rurais, como é bastante comum no Brasil. Os reguladores são auto-transformadores com tapes em seus enrolamentos e um mecanismo eletromecânico para efetuar o chaveamento destes tapes, conforme os parâmetros de controle deste. Os parâmetros de controle típicos de um regulador de tensão são:

- Tensão de Referência: valor de tensão que deverá ser mantida na saída do regulador;

- UR e UX: para os reguladores que contam com um sistema de compensação de queda na linha, estes parâmetros representam a impedância em um ponto a jusante do regulador, onde a tensão de referência deverá ser mantida;

- Tipo de Ligação: para as redes trifásicas é necessária a ligação de tipicamente três reguladores de tensão (estrela ou delta fechado), formando um banco de reguladores de tensão. Este tipo de ligação tem influência na elevação ou redução máxima de tensão alcançável com estes equipamentos;

- Número de tapes: esta informação é necessária para juntamente com o percentual de aumento/redução de tensão, determinar a variação de tensão promovida por uma troca de tap.

Então, supondo que são conhecidos os parâmetros supracitados do regulador é possível determinar o tap atual deste através da equação (PEREIRA, 2009):

$$N_{tap} = \frac{(V_{ref} + I \cdot \cos(\phi) \cdot UR + I \cdot \sin(\phi) \cdot UX) - V_s}{\Delta_{tap}} \quad (2.8)$$

Onde:

N_{tap} : Tap selecionado. Sujeito ao número de tapes do equipamento.

V_{ref} : Tensão de referência em p.u.

I : Fluxo de Corrente no equipamento em p.u.

ϕ : Ângulo do Fluxo da Corrente no equipamento.

UR e UX : Resistência e Reatância até o ponto de compensação de queda na linha em p.u.

V_s : Tensão no terminal fonte do regulador em p.u.

Δ_{tap} : Variação de tensão por tap em p.u.

Os reguladores de tensão são modelados como transformadores ideais em série com uma impedância, como mostrado no circuito equivalente da Figura 2.5.

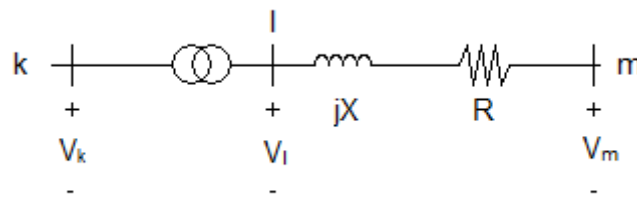


Figura 2.5 - Modelo de um Regulador de Tensão

As equações nodais da Figura 2.5 podem ser obtidas expressando o fluxo de corrente entre l e m , entre os quais está a impedância $R + jX$. Representando a admitância deste ramo $l - m$ como y , constante para as 3 fases, as injeções de corrente para cada fase serão:

$$\begin{bmatrix} i_{lm,1} \\ i_{lm,2} \\ i_{lm,3} \\ i_{m,1} \\ i_{m,2} \\ i_{m,3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y & -y \\ y & -y \\ y & -y \\ -y & y \\ -y & y \\ -y & y \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} v_{l,1} \\ v_{l,2} \\ v_{l,3} \\ v_{m,1} \\ v_{m,2} \\ v_{m,3} \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Sendo que individualmente i_{lm} e v_l equivalem a:

$$\begin{aligned} i_{lm} &= a \cdot i_k \\ v_l &= \frac{v_k}{a} \end{aligned} \quad (2.10)$$

Onde a é a relação de transformação do tap no qual o transformador encontra-se. Portanto, tem-se que:

$$\begin{bmatrix} i_{k,1} \\ i_{k,2} \\ i_{k,3} \\ i_{m,1} \\ i_{m,2} \\ i_{m,3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y/a^2 & -y/a \\ y/a^2 & -y/a \\ y/a^2 & -y/a \\ -y/a & y \\ -y/a & y \\ -y/a & y \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} v_{k,1} \\ v_{k,2} \\ v_{k,3} \\ v_{m,1} \\ v_{m,2} \\ v_{m,3} \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

Outro detalhe a ser considerado é de que os reguladores de tensão normalmente possuem detecção de fluxo de potência inverso, bem como possuem parâmetros de regulação diferentes para fluxo direto e inverso, os quais devem ser considerados conforme a direção atual do fluxo.

Através do conhecimento dos parâmetros e do estado da rede, é relativamente fácil para o algoritmo de Fluxo de Potência presumir o tap atual, bem como a tensão de saída do banco de reguladores. Entretanto, este método presume que os reguladores reagem instantaneamente às variações de corrente, bem como à tensão de entrada. Isto não ocorre pois o chaveamento de tapes causa um desgaste

do equipamento e um elevado número de chaveamentos por dia causa uma redução na vida útil do equipamento. O parâmetro faixa de insensibilidade age criando uma faixa imaginária em torno da tensão de referência na qual o regulador não irá atuar e o parâmetro temporização determina o tempo que o nível de tensão deverá permanecer fora da faixa de insensibilidade antes que o regulador efetivamente execute a operação de chaveamento.

Dadas as características de funcionamento impostas por estes dois parâmetros, a determinação precisa do tap atual torna-se mais difícil, em especial durante os períodos de pico de demanda quando as flutuações nos níveis de tensão são mais frequentes. Neste caso, assim como nos bancos de capacitores, existindo a possibilidade de comunicação do tap atual destes equipamentos via sistema supervisorio, deverá ser levado em consideração já que isto pode trazer um aumento de precisão significativo no algoritmo de Fluxo de Potência.

2.2.3. Implementação do Fluxo de Potência

Para a implementação do Fluxo de Potência nesta tese, o algoritmo base de onde foram propostas melhorias é o algoritmo de varredura inversa-direta de Soma das Correntes, adaptado para o cálculo em três fases em redes de distribuição. Este algoritmo base está sendo descrito a seguir.

A rede elétrica é computacionalmente representada através de uma estrutura de dados do tipo árvore (Figura 2.6), onde cada nó guarda referência para o trecho de rede a jusante e para os trechos a montante. Cada trecho de rede também guarda referência dos nós inicial e final. Este tipo de abordagem aproveita-se da característica radial das redes e permite uma melhor estruturação dos algoritmos de navegação através do uso da recursividade. A velocidade de acesso é semelhante à obtida com o uso de matrizes, e comparado a estas, dispensa um processo inicial de numeração dos níveis, pois o acesso ao próximo trecho de rede ou nó é feito sempre por meio de referências diretas.

O algoritmo é inicializado com os valores de módulo e ângulos de tensões nominais para todos os nós. A partir daí iniciam-se k sucessivas iterações das etapas seguintes, conforme o fluxo da Figura 2.7.

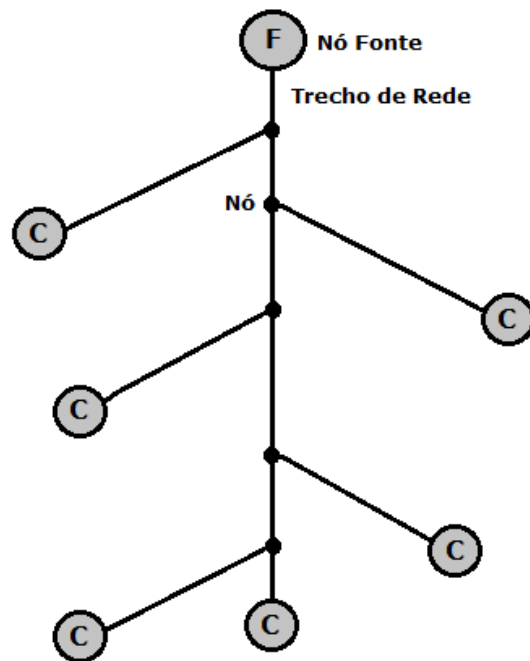


Figura 2.6 - Representação da Rede

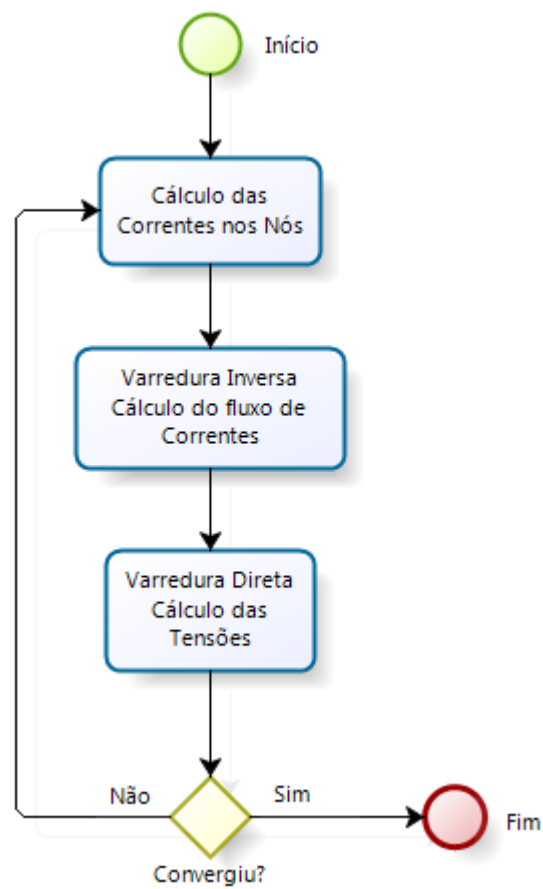


Figura 2.7 - Algoritmo de Fluxo de Potência

a) *Cálculo das Correntes nas cargas:*

Todas as cargas da rede são percorridas, calculando-se as correntes levando em consideração a tensão na barra (1 p.u. na primeira iteração) e os percentuais da composição dos modelos de carga de potência, corrente e impedância constantes para o consumidor em questão.

Supondo que:

k : iteração para a qual assumem-se os valores de corrente;

c_P : porcentagem da carga que é representada pelo modelo de potência constante;

c_I : porcentagem da carga que é representada pelo modelo de corrente constante;

c_Z : porcentagem da carga que é representada pelo modelo de impedância constante;

I_P : corrente pelo modelo de potência constante, dada por:

$$I_P = \frac{S}{V} \angle \theta - \varphi \quad (2.12)$$

Onde:

θ é o ângulo da tensão;

φ é o ângulo da potência.

I_I : corrente pelo modelo de corrente constante, dada por:

$$I_I = I \angle \theta - \varphi \quad (2.13)$$

I_Z : corrente pelo modelo de impedância constante, dada por:

$$Z_{cons} = \frac{V_N^2}{S_N} \quad (2.14)$$

$$S = VI = V \frac{V}{Z_{cons}} = \frac{V^2}{\frac{V_N^2}{S_N}} = \left(\frac{V}{V_N} \right)^2 S_N \quad (2.15)$$

$$I_Z = \frac{S.V}{V_N^2} \angle \theta - \varphi \quad (2.16)$$

Onde:

Z_{cons} é a impedância constante;

V_N é a tensão nominal;

S_N é a potência nominal absorvida quando a tensão é a nominal.

Então a corrente nas fases A, B e C é dada pela equação:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}^{(k)} = \frac{C_P}{100} \begin{bmatrix} I_{Pa} \\ I_{Pb} \\ I_{Pc} \end{bmatrix}^{(k)} + \frac{C_I}{100} \begin{bmatrix} I_{Ia} \\ I_{Ib} \\ I_{Ic} \end{bmatrix}^{(k)} + \frac{C_Z}{100} \begin{bmatrix} I_{Za} \\ I_{Zb} \\ I_{Zc} \end{bmatrix}^{(k)} \quad (2.17)$$

b) *Varredura inversa:*

Baseado na Lei de Kirchhoff, esta etapa consiste em percorrer todos os nós das cargas em direção à fonte somando-se as correntes.

$$\begin{bmatrix} I_{ia} \\ I_{ib} \\ I_{ic} \end{bmatrix}^{(k)} = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}^{(k)} + \sum_{m \in M} \begin{bmatrix} I_{ma} \\ I_{mb} \\ I_{mc} \end{bmatrix}^{(k)} \quad (2.18)$$

Onde:

I_{ia}, I_{ib}, I_{ic} são as correntes por fase totais no nó i ;

I_a, I_b, I_c são as injeções de corrente por fase no nó i ;

M é o conjunto de ramos à jusante do nó i ;

k é a iteração.

c) *Varredura direta:*

Consiste no cálculo da magnitude e ângulo da tensão, para cada um dos nós, no sentido direto a partir da subestação. Os valores de tensão servirão para o novo cálculo de corrente na Etapa 1 da próxima iteração.

$$\begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \end{bmatrix}^{(k)} = \begin{bmatrix} V_{ma} \\ V_{mb} \\ V_{mc} \end{bmatrix}^{(k)} - \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ia} \\ I_{ib} \\ I_{ic} \end{bmatrix}^{(k)} \quad (2.19)$$

Onde:

V_{ia}, V_{ib}, V_{ic} são as tensões por fase no nó i ;

V_{ma}, V_{mb}, V_{mc} são as tensões por fase no nó a montante de i ;

$Z_{[a,b,c][a,b,c]}$ são as impedâncias por fase, incluindo as mutuas;

I_{ia}, I_{ib}, I_{ic} são as correntes por fase no nó i ;

k é a iteração.

c.1) Cálculo da potências e perdas nos trechos de rede

A etapa de varredura indireta calcula as correntes em cada trecho/nó e a varredura direta por sua vez calcula a tensão ao longo da rede. A partir destas informações podem ser calculadas as potências ativa e reativa nos trechos de rede e nós, bem como as perdas de potência nos trechos de rede. Este cálculo é realizado dentro da varredura direta, após o cálculo da tensão.

As equações a seguir calculam as potências ativa (P) e reativa (Q) para cada nó ou trecho da rede:

$$\begin{bmatrix} P_a \\ P_b \\ P_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_a V_a \cdot \cos(\theta_a - \phi_a) \\ I_b V_b \cdot \cos(\theta_b - \phi_b) \\ I_c V_c \cdot \cos(\theta_c - \phi_c) \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

$$\begin{bmatrix} Q_a \\ Q_b \\ Q_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_a V_a \cdot \text{sen}(\theta_a - \phi_a) \\ I_b V_b \cdot \text{sen}(\theta_b - \phi_b) \\ I_c V_c \cdot \text{sen}(\theta_c - \phi_c) \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Onde:

$I_{a,b,c}$ é o módulo da corrente nas fases a,b,c;

$V_{a,b,c}$ é o módulo da tensão nas fases a,b,c;

$\theta_{a,b,c}$ é o ângulo da tensão nas fases a,b,c;

$\phi_{a,b,c}$ é o ângulo da corrente nas fases a,b,c.

As perdas de potência ativa (ΔP) e reativa (ΔQ) são dadas pelas equações:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_a \\ \Delta P_b \\ \Delta P_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_a^2 \cdot r \\ I_b^2 \cdot r \\ I_c^2 \cdot r \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_a \\ \Delta Q_b \\ \Delta Q_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_a^2 \cdot x \\ I_b^2 \cdot x \\ I_c^2 \cdot x \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

Onde:

r é resistência no trecho de rede;

x é a reatância no trecho de rede.

d) Verificação de convergência

Neste etapa é feito o teste de convergência dos resultados, que baseia-se na comparação do valor de tensão em cada fase para cada nó. Caso a diferença em qualquer destes valores de tensão entre a iteração atual e a iteração anterior for menor que o critério de parada o fluxo de potência atingiu a convergência.

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{ia} \\ \Delta V_{ib} \\ \Delta V_{ic} \end{bmatrix}^{(k)} = \begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \end{bmatrix}^{(k)} - \begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \end{bmatrix}^{(k-1)} \quad (2.24)$$

2.2.4. Redes com Malhas

Os sistemas de distribuição com alguma frequência tem a presença de malhas especialmente nos locais onde existe uma maior concentração de cargas. Esta prática, em geral, ao passo que aumenta a confiabilidade do sistema também impõe restrições técnicas à operação e dimensionamento da proteção, de forma que geralmente os sistemas de distribuição possuem um número reduzido de malhas. A metodologia proposta por Shirmohammadi et al. (1988) para o cálculo de fluxo de potência em redes com poucas malhas é simples, possui bom desempenho computacional e é numericamente robusta.

O método consiste inicialmente em encontrar um ponto de ruptura dentro do ciclo, como o ponto k na Figura 2.8. Este ponto k , para tornar a rede radial será dividido entre k e k' , de onde pode-se supor que:

$$I_k = -I_{k'} \quad (2.25)$$

$$V_k = V_{k'} \quad (2.26)$$

A partir disto o algoritmo busca o valor de corrente que iguala as tensões nos nós k e k' , iterativamente através da matriz de impedância do nó, que representa a sensibilidade do nó, em relação à tensão, dadas as alterações da corrente.

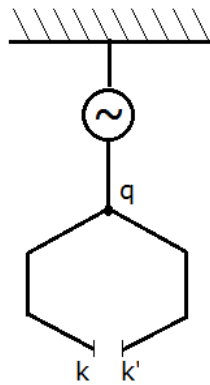


Figura 2.8 - Ponto de Ruptura de uma malha

Sendo assim, o algoritmo encontra a injeção de corrente para cada um dos pontos de ruptura da rede através dos seguintes passos:

- 1) Calcular a matriz de impedância do ponto de ruptura da rede radial e mantê-la constante durante as iterações. Considerando um sistema trifásico a matriz Z consiste em blocos de matrizes 3×3 , onde a submatriz diagonal Z_{ii} é igual a soma das impedâncias dos ramos pertencentes à malha i . A sub-matriz fora da diagonal Z_{ij} só é diferente de zero se a malha i e a malha j possuem ramos em comum. O sinal é negativo se os ciclos têm direção oposta e positivo se têm a mesma direção.
- 2) Calcular a tensão nos nós k e k' através do cálculo do fluxo de potência descrito na seção anterior. A corrente no ponto de ruptura é inicializada com zero.

- 3) Calcular o incremento na injeção de corrente no ponto de ruptura através da matriz de impedância.

$$\Delta I_k = Z \cdot \Delta V_{kk}, \quad (2.27)$$

$$I_k^m = I_k^{(m-1)} + \Delta I_k \quad (2.28)$$

- 4) Verificar se a diferença de tensão entre os nós k e k' atingiram o limite desejado. Caso não, retornar à execução dos passos 2 e 3.

A resolução do fluxo de potência ganha uma complexidade extra no caso de redes com a presença de malhas, que têm influência direta na ordem de complexidade computacional da solução. Sabendo-se que a resolução do passo 3 envolve encontrar a solução de um sistema linear, a complexidade do algoritmo de fluxo de potência passa a ser de $O(n + m^3)$, onde n é o número de nós da rede e m é número de malhas existentes. Logo, conclui-se que o método é computacionalmente eficiente para redes com poucas malhas, como as redes de distribuição, sendo que para sistemas com elevado número de malhas (em proporção ao número de nós) o método Newton-Raphson pode até ser mais eficiente.

Outra consideração que pode ser tomada, com o objetivo de tornar a convergência do algoritmo descrito mais rápida diz respeito à escolha do ponto de ruptura dentro da malha. A escolha do ponto de ruptura deve buscar minimizar a injeção de corrente, visto que na primeira iteração a corrente utilizada é zero. A busca de um ponto de ruptura próximo ao centro de carga da malha onde o fluxo de corrente será menor, é uma boa escolha objetivando uma convergência mais rápida.

2.2.5. Geração Distribuída

A modelagem destes equipamentos dentro de um algoritmo de Fluxo de Potência é uma tarefa obrigatória, em especial as fontes de geração distribuída que nos últimos anos têm crescido em número considerável. Entretanto, este crescimento ao passo de que pode auxiliar muito na qualidade e confiabilidade das redes também se tornou um desafio para a operação do sistema de distribuição e

entende-se que a adequada modelagem e análise da rede através do Fluxo de Potência em tempo real pode ser um importante aliado.

Do ponto de vista da análise do fluxo de potência é importante conhecer as formas de conexão dos vários tipos de fonte de geração distribuída para poder determinar da melhor forma qual a injeção de potência ativa e reativa, dado o estado atual da rede. Os tipos mais usuais de gerações distribuídas compreendem os seguintes:

- 1) Turbinas a gás: converte a energia dos combustíveis fósseis em calor, que por sua vez é transformado em energia mecânica. Esta energia mecânica move um gerador síncrono que é conectado diretamente à rede (KROPOSKI, 2006).
- 2) Micro-turbinas: funcionam como as turbinas a gás exceto por moverem um gerador síncrono a imã permanente. O gerador é então ligado à rede através de uma interface de eletrônica de potência.
- 3) Turbinas eólicas: estão divididas entre turbinas de velocidade fixa e variável (DIVYA; NAGENDRA, 2006). Nas de velocidade fixa a hélice está ligada a uma caixa de engrenagens que gira o rotor de um gerador de indução. Nas de velocidade variável a hélice pode estar ligada tanto a um gerador de indução quanto a um gerador síncrono. A saída CA destas unidades é convertida em CA compatível com a rede através de retificadores e inversores baseados em eletrônica de potência.
- 4) Motores de combustão interna: estas máquinas térmicas convertem energia armazenada nos combustíveis líquidos ou gasosos em energia mecânica, que por sua vez é convertida em energia elétrica através de um gerador síncrono ou de indução, e conectada diretamente à rede.
- 5) Células-combustível: as células de combustível convertem, através de um processo químico, a energia armazenada em energia elétrica e térmica. A saída em CC é convertida para CA através de um inversor (GOMATOM; JEWELL, 2003).
- 6) Células fotovoltaicas: convertem energia solar em elétrica e assim como as células-combustível a sua saída CC é convertida de CA através de um inversor.

Do ponto de vista do algoritmo para a solução do fluxo de potência as fontes de geração distribuída podem ser modeladas como barras PQ ou PV, dependendo

da forma como estes geradores se conectam à rede. As barras PQ são barras onde a potência ativa e reativa são constantes e conhecidas, já nas barras PV é conhecida apenas a potência real e a tensão, sendo que a potência reativa pode variar até um certo limite de acordo com o equipamento.

Os tipos de fontes de geração distribuída já citados, podem ser classificados como barras PQ ou PV de acordo com a forma em que a energia é transformada e conectada à rede.

- 1) Gerador de Indução: de maneira geral num gerador de indução tanto a energia ativa P quanto reativa Q são função da tensão e da velocidade de rotação. Entretanto, assumindo que P é constante, Q é muito pouco influenciada pela velocidade e que as tensões no barramento são próximas a 1 p.u., estes geradores podem ser modelados como barras PQ.
- 2) Gerador Síncrono: podem ser divididos entre os com tensão de excitação regulável e os com tensão de excitação fixa. No caso dos reguláveis estes se dividem em modo de controle de tensão (tensão constante) e com modo de controle de fator de potência (fator de potência constante), os quais são modelados como PV e PQ, respectivamente. No caso dos geradores com tensão de excitação fixa P é constante e Q é uma função da tensão na barra, a qual pode ser considerada constante da mesma forma como nos geradores de indução (CHEN et al., 2006).
- 3) Interface com Eletrônica de Potência: depende da forma como o circuito para controlar o inversor é projetado. Caso tenha sido projetado para controlar potência real e tensão independentemente deverá ser modelado como barra PV, caso controle P e Q independentemente deverá ser modelado como barra PQ (ZAVADIL et al., 2005).

A seção a seguir define o impacto no algoritmo de Fluxo de Potência dos modelos de geração PQ e PV.

2.2.5.1. Modelagem de Barras PQ e PV no algoritmo de Fluxo de Potência

As Barras PQ são de fácil implementação no Fluxo de Potência e não necessitam de maiores tratamentos. São inseridas nas etapas de cálculo de corrente como injeções de potência, porém com sinal contrário ao das cargas.

As Barras PV possuem uma tensão de sequência positiva e potência real constantes, sendo que a potência reativa pode variar até um patamar máximo dependente das características do equipamento. O método para o cálculo da injeção reativa na rede proposto por Cheng e Shirmohammadi (1995) é também iterativo e busca compensar a diferença de tensão iterativamente de forma similar ao método já descrito, utilizado para o estudo de fluxo de potência em redes de distribuição com malhas. Outros autores como Moghaddas-Tafreshi e Mashhour (2009), Augugliaro et al. (2008) e Khushalani, Solanki e Schulz (2007) propuseram alterações na forma de cálculo da potência reativa, porém mantém o mesmo algoritmo iterativo de compensação.

A ideia básica do algoritmo é calcular a corrente reativa injetada no nó com base na diferença entre a tensão do nó PV e a tensão calculada e a matriz de reatância dos nós PV. Como a relação entre a corrente reativa e a variação de tensão não é linear, o método precisa iterar até obter um determinado limite de diferença de tensão.

Antes deste cálculo, existe a necessidade de se calcular o fluxo de potência, modelando o nó PV como apenas uma injeção de potência ativa até que se obtenha a convergência. Feito isto são então seguidos os seguintes passos a cada iteração k :

- 1) Calcula-se as diferenças entre a tensão pretendida pelo nó PV e a tensão calculada para cada gerador i .

$$\Delta V_i^{(k)} = V_i^{pv} - V_i^{(k)} \quad (2.29)$$

- 2) Se a diferença de tensão for menor que o limite sendo considerado, o algoritmo convergiu, caso não, segue para a etapa 3.
- 3) Calcula-se a injeção reativa necessária para compensar a diferença de tensão para cada gerador baseado na equação:

$$X_i \cdot \Delta Q_i = \Delta V_i \quad (2.30)$$

- 4) Onde X_i é a matriz de reatância de dimensão $n \times n$, onde n corresponde ao número de nós PV. Os elementos na diagonal da matriz x_{ii} são a soma das reatâncias de sequência positiva dos trechos de rede entre o gerador i e a

subestação. Os elementos de fora da diagonal x_{ij} são calculados com base na soma das reatâncias dos trechos compartilhados entre os geradores i , j e a subestação.

- 5) Verifica se a quantidade de potência reativa dos geradores não extrapolam os limites técnicos do gerador. Caso sim, a injeção de potência reativa é definida como sendo este limite. Após isto, deverão ser recalculadas as correntes de tensões na rede e retornar-se à Etapa 1.

2.3. Monitoramento e controle da rede: a estimação de estado.

Não será possível afirmar que as novas redes de distribuição de energia sendo propostas serão inteligentes se não houver um sistema computacional que monitore e controle este sistema de uma forma global, tendo acesso a todas as informações e buscando constantemente a melhor condição operacional do sistema. Praticamente todas as funções e tecnologias anteriormente expostas possuem influência direta da inteligência dos sistemas de controle. Desta forma, na base de todas estas funções deverá estar uma estimação de estado confiável da rede.

Sabe-se que um dos pré-requisitos básicos das redes elétricas inteligentes é um monitoramento mais abrangente das redes. Entretanto, os sistemas de distribuição, em especial os brasileiros, são muito complexos para a curto e médio prazo possuírem monitoramento total. A função do estimador de estados é de estabelecer a melhor estimativa das grandezas elétricas mesmo nos locais onde não existe monitoramento. Este assunto, que é tema da tese, será abordado nos próximos Capítulos.

A Figura 2.9 mostra a divisão de camadas existente entre os diferentes componentes dos sistemas de controle. No centro, atuando como um nível de ligação entre a comunicação com os dispositivos e o controle das aplicações *smart grid*, está o Estimador de Estado, que disponibilizando um perfil confiável das grandezas elétricas da rede fornecerá subsídios para os sistemas de controle e operação das redes de distribuição.

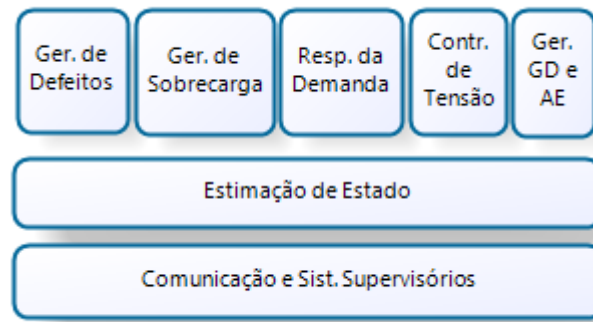


Figura 2.9 - Camadas do Sistema de Controle

Um nível abaixo da Estimação de Estado está outra importante camada na estrutura, que é a comunicação com todos os dispositivos da rede através dos sistemas supervisórios. Os sistemas supervisórios são considerados como estando um nível abaixo na arquitetura (funções primárias) deste sistema, visto que os novos softwares de controle para as redes elétricas inteligentes serão responsáveis por análises mais complexas e abrangentes a partir das informações do sistema supervisório, tomando também decisões de maneira autônoma (IEEE DAWG, 2009). Todavia, os sistemas supervisórios ainda terão seu papel na comunicação e operacionalização do controle da rede, bem como em decisões que poderão ser tomadas por humanos.

As camadas hierarquicamente acima do Sistema de Controle, que não são de forma direta parte desta tese, contudo são dependentes da estimação de estado, são:

- 1) Gerenciador de Defeitos: ao gerenciador de defeitos cabe o papel de detectar através de automação, a localização dos defeitos no sistema que interromperam o fornecimento de energia. Este gerenciador de defeitos pode possuir alguma integração com as equipes de manutenção de forma a despachar a equipe mais próxima do defeito. Contudo, a função mais importante deste módulo é isolar o defeito e restabelecer o fornecimento ao maior número de clientes possível. Este restabelecimento pode ser viabilizado através do uso de interligações com outros alimentadores bem como pelo uso de fontes de GD e AE, sendo que as possíveis soluções deverão ser previamente analisadas quanto à capacidade de condutores, geradores, etc. Selecionada a melhor solução, o gerenciador de defeitos efetuará as manobras de forma automatizada.

- 2) Gerenciador de Sobrecarga: o carregamento dos alimentadores que pode levar à instabilidade da rede e a condições de sobrecarga, de forma que deverá ser monitorado com o objetivo de manter o sistema operando dentro de limites estabelecidos de segurança. O controle baseia-se nas informações do estado da rede, e as ações que este módulo pode tomar para evitar as sobrecargas compreendem o uso da resposta da demanda, operação de fontes de GD e AE bem como efetuar manobras para equilibrar as cargas entre alimentadores.
- 3) Resposta da Demanda: este módulo será responsável pelo controle da demanda em tempo real, através de protocolos de indicação para redução da demanda ou até mesmo alterações no custo da energia que poderão ocorrer de acordo com as variações da demanda. Caso não exista controle sobre o custo da energia, este módulo apenas comunicará aos medidores inteligentes a necessidade de redução da demanda.
- 4) Controle de Tensão: o controle de tensão em tempo real também será possível a partir de um estado fiável da rede. Este gerenciador acionará os dispositivos para controle de tensão da rede como reguladores de tensão e bancos de capacitores. Adicionalmente poderão ser feitas manobras para equilíbrio de cargas entre alimentadores e também atuações em fontes de GD e AE, as quais tem também grande influência sobre os níveis de tensão.
- 5) Gerenciamento de GD e AE: caberá a este módulo atender às solicitações dos outros módulos para o uso das fontes de energia sob seu controle, considerando também questões de disponibilidade relativas às próprias fontes. Especialmente as gerações não intermitentes, que dependem de algum combustível, deverão ter o seu uso devidamente controlado e otimizado, bem como os armazenamentos de energia que deverão ter os ciclos de carga/descarga controlados.

É visível que o gerenciamento de GD e AE pode influenciar as ações de praticamente todos os outros módulos. Sendo assim, fica evidente a importância de um gerenciador único para o controle das GDs e AEs, o qual buscará sempre o melhor equilíbrio entre o consumo dos recursos existentes e as necessidades da rede para manutenção da qualidade e confiabilidade da energia elétrica.

2.3.1. Estimação de Estado e o Uso de Medidas Remotas

O uso de medidas remotas é um recurso muito utilizado para o auxílio na operação e monitoramento de sistemas elétricos. Devido ao elevado custo, por muito tempo foram privilégio apenas dos sistemas pertencentes à rede básica onde, dada a grande potência e conseqüente importância, todas as barras são monitoradas em tempo real, inclusive com algum nível de redundância. Nos sistemas de distribuição a realidade é muito diferente; as redes são grandes e complexas, com elevado número de barras e por receberem menores investimentos sempre estiveram à margem da modernização no que diz respeito ao monitoramento e até mesmo atuação na rede à distância.

Nos últimos anos graças ao barateamento de muitos dispositivos, da melhoria no acesso aos meios de comunicação bem como com a utilização dos conceitos de redes de distribuição inteligentes, os sistemas de distribuição estão gradativamente atualizando-se. Esta modernização consiste num primeiro momento na instalação de medidores na rede de média tensão, medidores inteligentes nos consumidores, chaves telecomandadas, bancos de capacitores, reguladores de tensão com capacidade de serem controlados à distância e também comunicarem via sistemas supervisórios as grandezas elétricas às quais estão submetidos.

Logicamente, mesmo com a redução nos custos, devido à grande complexidade dos sistemas de distribuição, dificilmente será economicamente viável ter-se uma cobertura completa da rede em termos de medidas remotas em todos os equipamentos e com uma confiabilidade aceitável. Neste momento passa a existir a necessidade de mesclar os resultados obtidos com o Fluxo de Potência, que se baseia apenas em informações de carga históricas, com algumas medidas em tempo real do sistema, objetivando aumentar a precisão da solução inicialmente proposta. Esta mescla de informações entre medidas com grande variância (Fluxo de Potência) e medidas de menor variância (Medidas Remotas) através de métodos estatísticos é a Estimação de Estado.

2.3.2. Histórico da Estimação de Estado

A literatura descreve vários métodos para a estimação de estado em sistemas elétricos. Dentre estes métodos, o primeiro e também mais difundido é o Método dos Mínimos Quadrados Ponderados (*WLS - Weighted Least Squares*), proposto por Schweppe, Wildes e Rom (1970). Posteriormente outros métodos surgiram com o intuito de suprir algumas fragilidades do método WLS, em especial a sua menor robustez quando da presença de vários erros grosseiros nas medidas, como o método do Mínimo Valor Absoluto Ponderado dos Resíduos (IRVING; OWEN; STERLING, 1978) e o método do Mínimo Quadrado da Mediana do Resíduo (MILI; VAN CUTSEN, 1988; MILI; PHANIRAJ; ROUSSEEUW, 1991).

Outra melhoria proposta ao método WLS, em especial visando um processamento mais rápido, foi a manutenção constante de uma aproximação da matriz de ganho, evitando assim o seu cálculo a cada nova iteração do algoritmo. Esta característica de baixa variação na matriz de ganho foi observada primeiramente no estudo do problema de Fluxo de Potência (STOTT; ALSAC, 1974) e posteriormente foi estudado na estimação de estado por autores como Garcia, Monticelli e Abreu (1979), Amerongen (1989), Monticelli e Garcia (1990), entre outros. Este método ficou conhecido na literatura como o método Desacoplado Rápido.

Contudo, alguns pesquisadores (LARSON et al., 1970; SCHWEPPE; WILDES; ROM, 1970; GU et al., 1983; ALLEMONG; RADU; SASSON, 1982; MELIOPOULOS; ZHANG, 1986) investigaram o método WLS tendo estabelecido-o como de fato um método bastante preciso, robusto e confiável, já que a própria questão da vulnerabilidade aos erros grosseiros pode ser solucionada através de uma etapa de filtragem de informações anterior à estimação propriamente dita. Sendo assim, este método foi desde então, e até hoje, amplamente implementado nos centros de controle mesmo que com algumas modificações em relação ao método clássico.

Todavia, as literaturas anteriormente apresentadas referem-se em grande parte à aplicação da estimação de estado para os sistemas de transmissão, que pelos motivos já relatados foram precursores na estimação de estados. Já a estimação de estado nos sistemas de distribuição tem sido um tema bastante recorrente nos últimos anos, graças aos investimentos das companhias elétricas na

automação, controle e monitoramento destes sistemas. A instalação de novos equipamentos, a entrada dos medidores inteligentes, a melhoria e redução de custo dos meios de comunicação e o desenvolvimento de sistemas supervisórios trouxeram a possibilidade de estimar-se o estado em tempo real, assim como já é feito nos sistemas de transmissão. Embora os métodos utilizados na transmissão satisfaçam a necessidade de qualquer sistema de potência, existem particularidades dos sistemas de distribuição, como o desequilíbrio entre as fases, que requerem um tratamento um pouco especial quando da implementação dos métodos.

Além do desequilíbrio de fases outras características, como o elevado número de barras, a topologia radial e especialmente o reduzido número de medidas em tempo real, trazem ao problema de estimação de estado nos sistemas de distribuição dificuldades maiores em relação às encontradas nos sistemas de transmissão. Sendo assim, após a consolidação das técnicas de estimação de estado nos sistemas de transmissão surgiram vários trabalhos que adaptaram os métodos já conhecidos, como o dos Mínimos Quadrados Ponderados (BARAN; KELLEY, 1994; BARAN; KELLEY, 1995; LU; TENG; LIU, 1995; LI, 1996) e o Desacoplado Rápido (LIN 1996) à necessidade de análise trifásica dos sistemas de distribuição.

Outros trabalhos tentaram desenvolver metodologias novas para aplicação ao problema de estimação de estados nas redes de distribuição, como Ghosh et al. (1997) que adotou uma abordagem probabilística e Roytelman e Shahidehpour (1993) que propuseram um algoritmo dependente de poucas medidas, aproveitando-se da característica radial da rede e utilizando a 1ª Lei de Kirchoff. Contudo, Singh, Pal e Jabr (2009) fizeram uma comparação de métodos utilizados nos sistemas de transmissão como o Mínimo Valor Absoluto Ponderado (MVAP), o dos Mínimos Quadrados Ponderados (WLS) e o estimador generalizado de Schweppe-Huber, que na verdade é uma mistura dos dois anteriores. O trabalho conclui que os métodos MVAP e Schweppe-Huber não podem ser aplicados aos sistemas de distribuição, sendo que o WLS mostrou ser robusto e produzir soluções de boa qualidade.

O método base, de onde foram propostas melhorias para implementação na tese, foi o dos Mínimos Quadrados Ponderados baseado na implementação de Abur e Expósito (2004). O método desacoplado rápido é bastante atraente pela sua rapidez de processamento, entretanto alguns estudos apontaram que este método pode não ser confiável na presença de medidas de magnitude da corrente, o que

pode ser bastante frequente nas telemetrias do sistema de distribuição (ABUR; EXPÓSITO, 2004).

2.3.3. Processo de Estimação de Estado

Um estimador de estados tem por objetivo principal filtrar, detectar, ajustar as imprecisões das medidas remotas e também ajustar as pseudo-medidas que são medidas obtidas através de processos estatísticos a partir de informações históricas, e não através de medidores reais. Este ajuste, que é a estimação propriamente dita, é feito com base no conhecimento das características elétricas da rede e visa minimizar o erro global da solução do estimador de estados. Este erro é inerente à própria medição e ocorre devido a diversos fatores, desde a imprecisão conhecida dos equipamentos de medição até problemas durante a transmissão de dados entre a sua origem e os centros de controle. Contudo, quando se consideram apenas sistemas de distribuição, a precisão das medidas reais, mesmo que estas possam conter algum tipo de ruído, é imensamente maior que a precisão de medidas não reais provenientes de informações históricas.

A implementação do estimador de estados utiliza como entradas as seguintes informações: as medidas em tempo real disponíveis no sistema de distribuição, as pseudo-medidas, as medidas virtuais, os pesos associados a estes diferentes tipos de medidas utilizadas e, por fim, as informações de características elétricas e topológicas da rede.

As medidas dos nós que não possuem medidores reais são obtidas a partir da execução do algoritmo de Fluxo de Potência, que também utiliza as informações de características elétricas da rede associado a dados históricos das cargas existentes. Este tipo de medida, que não é baseada em uma informação em tempo real de um medidor, é conhecida como pseudo-medida, possuindo assim uma precisão menor.

As medidas virtuais são outro tipo de entrada do Estimador de Estado e consistem em medidas teoricamente conhecidas, como por exemplo injeções de potência em barramentos onde não existe nenhuma carga conectada ou mesmo em uma chave aberta. Estas medidas são de fácil obtenção, sendo que não estão sujeitas aos mesmos erros e imprecisões dos outros tipos de medidas e possuem

importância na redução do mau condicionamento numérico das matrizes envolvidas no processo de estimação.

Os pesos informados ao estimador são conhecidos previamente e refletem as incertezas às quais estão sujeitas as diferentes medidas e definirão a prioridade de cada uma destas. Na maioria das implementações, inclusive nesta, assume-se que estas incertezas seguem uma distribuição normal de Gauss e o desvio padrão de cada distribuição representa o peso de cada medida real ou pseudo-medida (ABUR; EXPÓSITO, 2004, pp. 16).

Outro item importante para a estimação, que também trabalha com as informações provenientes das entradas, é o processador topológico. Este processador tem por objetivo fornecer tanto ao Estimador de Estado quanto ao Fluxo de Potência informações sobre a configuração topológica da rede, bem como as características elétricas de cada trecho de rede e as conexões entre estes e os demais equipamentos e cargas. A integração com as medidas reais servirá para determinar alterações da topologia devido a manobras realizadas nos alimentadores bem como atuações de equipamentos de proteção que podem desenergizar ramificações inteiras da rede.

Outra função do processador topológico é a de redução do tamanho da rede para um modelo com um menor número de nós e ramificações, porém eletricamente equivalente. Isto é feito somando-se as impedâncias dos trechos consecutivos que não possuem injeções de potência, ramificações ou equipamentos de manobra/proteção reduzindo-os a apenas um trecho de rede. Esta redução é importante, pois reduzirá consideravelmente o tempo de processamento tanto do Fluxo de Potência quanto do Estimador de Estado, bem como o uso de memória, especialmente nos sistemas de distribuição onde algumas redes são demasiadamente longas e com pouca concentração de cargas.

A Figura 2.10 mostra as relações entre as informações de entrada, as tarefas do processador de topologias, fluxo de potência e estimador de estados na solução do problema como um todo. Problema este, que tem como resultado o vetor de estados da rede, que será representado pelas magnitudes das tensões e ângulos e o vetor de erros das estimativas. Através do vetor de erros é possível atribuir a precisão obtida no processo de estimação de estado da rede em estudo, dadas as condições de medição consideradas.

2.3.4. O Algoritmo de Estimação de Estado

O algoritmo clássico de estimação de estado pode ser visualizado na Figura 2.11. Maiores detalhes sobre a implementação de cada passo fundamental do algoritmo como os cálculos das matrizes pode ser encontrado no Apêndice A.

O algoritmo compreende inicialmente uma etapa de criação das variáveis e matrizes envolvidas, com a leitura das medidas reais, pseudo-medidas, medidas virtuais e todos os respectivos pesos. Após isto se tem a etapa de resolução do problema da estimação que envolve basicamente a resolução da matriz Jacobiana $H(x)$, para encontrar a matriz de Ganho $G(x)$ definida na Equação A.5.

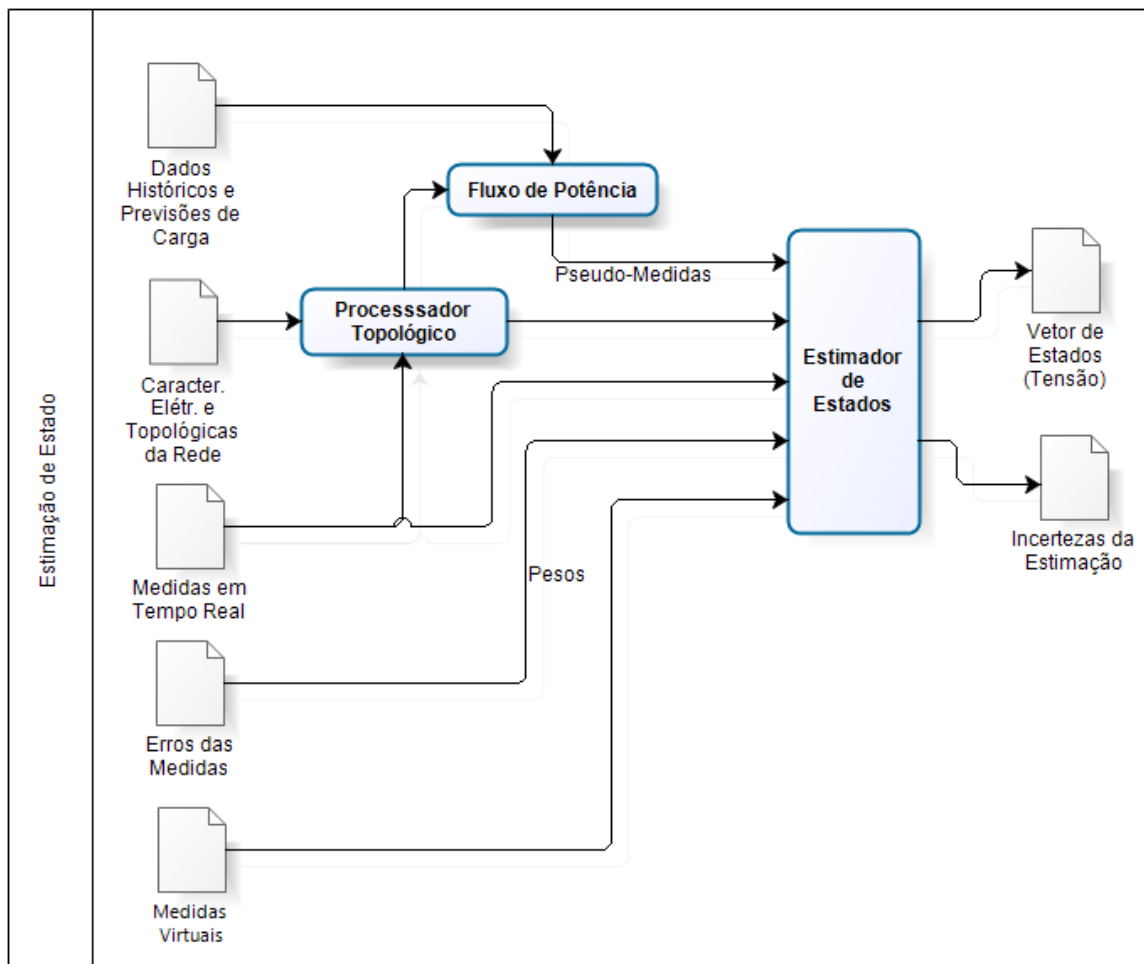


Figura 2.10 - O processo de estimação de estado e as relações entre as informações

Definida a matriz $G(x)$, é necessário resolver o lado direito da Equação B.4 a qual envolve a resolução das funções das medidas. Após isto, para encontrar o incremento do vetor de estados Δx^{k+1} é necessário decompor a matriz $G(x)$ através do método de *Cholesky*, melhor detalhado no Apêndice B.

O critério de parada do algoritmo consiste em comparar o maior Δx^{k+1} com um limite estabelecido para convergência. Caso o resultado seja maior que o limite, o vetor de estados é atualizado e o algoritmo retorna para o novo cálculo da matriz de ganho $G(x)$.

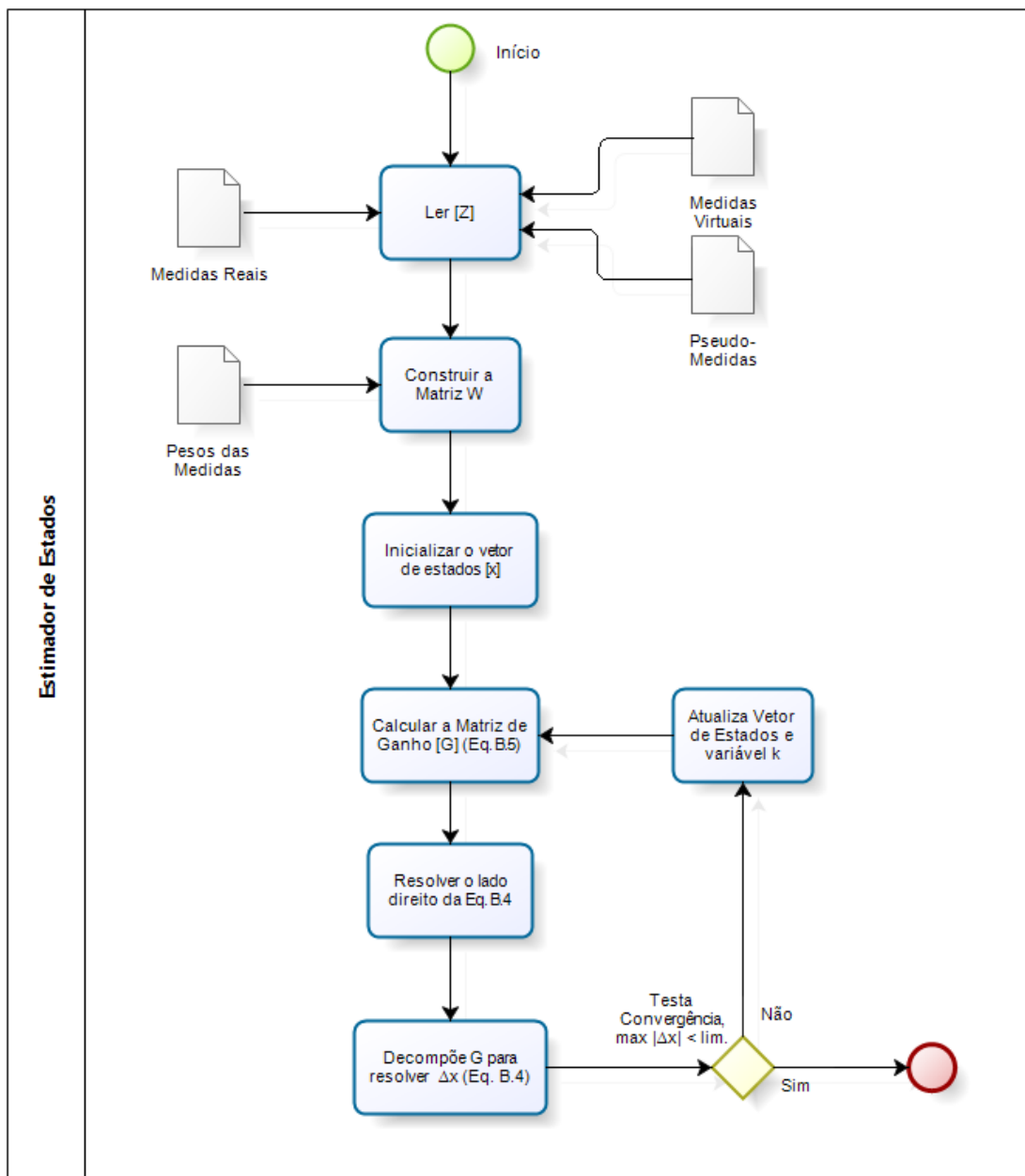


Figura 2.11 - Algoritmo do Estimador de Estado

2.4. Estimação de Estado Multi-área

Desde o início da aplicação de estimadores de estado em sistemas de potência na década de 70, a grande carga computacional exigida por um estimador de estados era um fator limitante para a estimação de sistemas mais complexos. Outra coisa que ocorria com frequência era a existência de estimadores diferentes cobrindo apenas alguns barramentos que compreendem regiões adjacentes, porém sem a existência de uma solução integrada. Neste contexto surgiu a estimação de estados multi-área (MASE – *multi-area state estimation*) ou multi-nível, com o objetivo de integrar as soluções de diferentes estimadores e permitir a estimação em sistemas mais complexos através do processamento distribuído das soluções.

De uma maneira geral, o problema da estimação de estado pode ser decomposto em áreas onde estimadores independentes executam a estimação em sua respectiva área (primeiro nível de estimação) e um nível de coordenação integra os resultados, o que torna a solução mais consistente e mais próxima do resultado que teria com um estimador integrado. Esta abordagem multi-área vem sendo utilizada por vários autores (CLEMENTS; DENISON; RINGLEE, 1972; KOBAYASHI; NARITA; HAMMAN, 1974; VAN CUTSEM et al., 1980) desde que os estimadores de estado tornaram-se aplicações críticas nos centros de controle.

Desta forma, os estimadores multi-área possuem algumas vantagens sobre os estimadores integrados, como:

- Flexibilidade: é possível integrar resultados de diferentes estimadores, inclusive com algoritmos diferentes, em uma única solução. A estimação de estado multi-nível adapta-se à forma como os sistemas de potência organizam-se na prática.
- Robustez: problemas de comunicação com medidores ou de processamento em uma área podem comprometer a estimação naquela área, porém é possível retirar áreas com problemas da solução e permanecer com uma solução válida para a maior parte do sistema.
- Tempo de Processamento: dividir o problema em diferentes estimadores torna possível paralelizar o processamento, o que pode reduzir consideravelmente o tempo de processamento.

Contudo, os estimadores de estado multi-nível possuem outras características potencialmente problemáticas, que devem ser monitoradas no seu desenvolvimento:

- Precisão: dependendo da forma como é desenvolvido, o estimador de estados apresentará uma solução subótima em relação ao algoritmo integrado. Normalmente a diferença de precisão é negligenciável na prática, porém deve ser considerada na avaliação do algoritmo.
- Troca de Informações: é necessária entre os diferentes estimadores e o nível de coordenação da estimação e deverá existir uma estrutura de comunicação que dê suporte ao volume de informações trocadas.
- Sincronismo: no caso de processamento paralelo deverão existir formas de sincronismo para a troca de informações.

2.4.1. Tipos de estimadores multi-área

É possível classificar os estimadores multi-área de várias formas de acordo com alguns detalhes da implementação de cada um (GÓMEZ-EXPÓSITO et al., 2011, a). Uma das diferenças entre as diversas implementações diz respeito à área de sobreposição, ou seja, o que define a área em que duas ou mais áreas se sobrepõem (Figura 2.12):

- a) Área de sobreposição por barramento de fronteira: é uma das implementações com sobreposição mínima, onde existe um barramento de fronteira que pertence às duas áreas, de onde a estimação de segundo nível deve se encarregar do sincronismo das variáveis (CLEMENTS; DENISON; RINGLEE, 1972).
- b) Área de sobreposição por barramento virtual: também classificada como “sem sobreposição”, já que é criado um barramento virtual que não existe em nenhuma das áreas. Este barramento virtual é sincronizado assim como na sobreposição por barramento de fronteira. (KOBAYASHI; NARITA; HAMMAN, 1974; VAN CUTSEM; HORWARD; RIBBENS-PAVELLA, 1981).
- c) Área de sobreposição por linha de interconexão: a área de sobreposição pode ocorrer pela existência de uma ou mais linhas compartilhadas por ambas as áreas, sendo que os barramentos nas

extremidades permanecem nas suas respectivas áreas. As variáveis de fluxo de potência nas linhas são compartilhadas entre os estimadores (ZHAO; ABUR, 2005).

- d) Área de sobreposição estendida: a área de sobreposição compartilha vários barramentos e linhas entre ambas as áreas, quase como se a área sobreposta fosse uma área distinta (PATEL; GIRGIS, 2007).

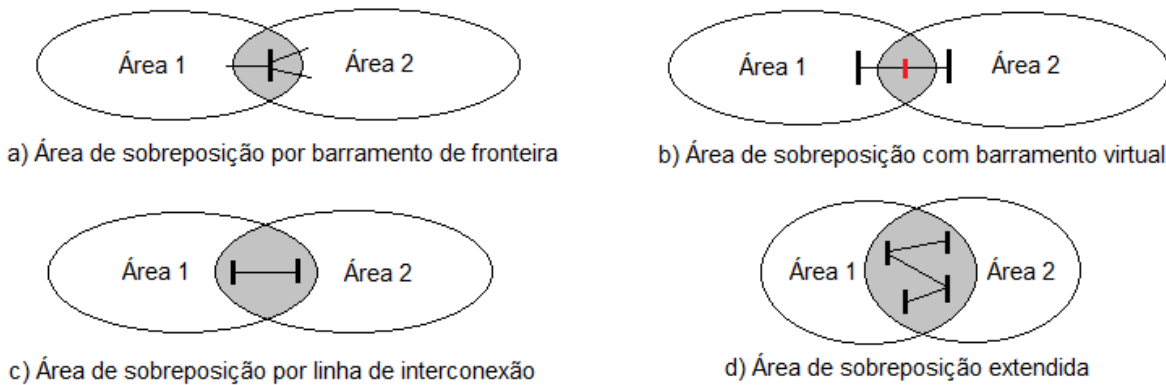


Figura 2.12 - Tipos de sobreposições em estimadores multi-área.

Uma das características dos MASE é que eles, em geral, não utilizam nas soluções locais as medidas de outras áreas adjacentes, já que consideram apenas as medidas dentro da área de sobreposição. Isto dá a estes estimadores uma estimativa subótima quando comparado a um estimador de solução integrada. Contudo, testes nos diversos métodos já propostos apresentam um nível de precisão bastante aceitável em condições normais.

Outra característica que diferencia soluções MASE diz respeito a quando a coordenação é feita entre as áreas:

- No nível dos estimadores: cada estimador trabalha de forma totalmente independente e somente comunica as variáveis da região de fronteira quando atinge a convergência (CLEMENTS; DENISON; RINGLEE, 1972; VAN CUTSEN, 1981, PATEL; GIRGIS, 2007).
- No nível da iteração: nestes estimadores as variáveis de estado dos barramentos/linhas de fronteira são sincronizadas a cada iteração. Isto garante uma convergência mais rápida e garante a solução ótima em muitos casos. Em contrapartida, esta sincronização adicional causa um tempo maior de execução já que os estimadores mais rápidos precisam

aguardar a solução dos mais lentos além de necessitar um tráfego maior de informações (KOBAYASHI; NARITA; HAMMAN, 1974; KORRES, 2011).

O método proposto nesta tese utiliza área de sobreposição por barramento de fronteira, e um esquema de coordenação e sincronização de estimadores no nível da iteração. Em especial, a coordenação feita no nível de iteração traz uma maior complexidade à sincronização, porém ganhos na precisão e convergência que justificam. O aumento no volume de dados transferidos entre os estimadores locais e o coordenador também não chega a ser significativo frente às tecnologias de comunicação utilizadas atualmente.

2.4.2. Estado da Arte em Estimadores de Estado multi-área

No trabalho de Gómez-Expósito et al. (2011, b), os autores descrevem uma arquitetura de estimação de estado multi-nível com suporte para a integração de sistemas de grande porte. O *framework* proposto permite integrar estimadores já existentes de diferentes operadores de sistemas de transmissão em uma solução única, com tempo de resposta praticável e com nível de precisão ótimo, já que a coordenação é feita em nível de iteração. É apresentado um método WLS de dois estágios, que se baseia na fatoração do modelo de medidas generalizado para um caso não-linear, uma evolução de um trabalho dos mesmos autores proposto anteriormente (GÓMEZ-EXPÓSITO; VILLA JAEN, 2009). Este modelo de dois estágios é demonstrado para estimação no nível local na rede de transmissão e também no nível da subestação de distribuição, incluindo a estimação de estado em redes de distribuição de média tensão. O modelo proposto para divisão das áreas baseia-se nas divisões políticas e elétricas já existentes, como no caso das subestações de distribuição, cada área é representada por um alimentador.

Posteriormente o trabalho propõe a integração da estimação no nível local, com uma estimação em nível superior entre os diferentes operadores de transmissão através do mesmo *framework* de estimação em dois níveis. Finalmente, o trabalho apresenta os possíveis ganhos dentro da metodologia no caso da inserção de medições dos fasores de tensão. O trabalho não aborda a divisão das

áreas, nem cita o fato de que alguns alimentadores de redes de distribuição em especial os que possuem abrangência na zona rural, podem ser extremamente complexos.

O trabalho de Korres, Tzavellas e Galinas (2013) apresentam uma implementação distribuída do algoritmo WLS para estimação de estado multi-área incluindo medidas fasoriais, onde cada área faz a sua própria estimação usando as medidas locais e exporta as medidas dos barramentos de fronteira para o nível de coordenação. Sob a ótica apenas da estimação de estado, o trabalho apresenta poucas diferenças em relação a outro trabalho do mesmo autor (KORRES, 2011), o qual também incluía métodos para análise de observabilidade e tratamento de erros em medidas, ambos de maneira distribuída. No trabalho mais recente o autor apresenta uma implementação do método em um cluster de computadores através do protocolo de passagem de mensagens (MPI).

Korres, Tzavellas e Galinas (2013) citam a importância do método de divisão de áreas, que deverá dividir as áreas em tamanhos idênticos e com o menor número possível de barramentos de fronteira, de forma a reduzir a troca de informação e também reduzir o tempo gasto em sincronização. No caso, o tempo de sincronismo no nível de coordenação reduz quando cada processador recebe uma carga de trabalho semelhante, já que a tendência é de que todos acabem seus trabalhos ao mesmo tempo. Apesar de condicionar o bom funcionamento do método a uma boa divisão de áreas, o trabalho não apresenta nenhuma solução para este problema e os testes são realizados em uma rede de 1180 barramentos dividida em 10 áreas, equivalentes a dez redes IEEE 118-barras com interligações entre elas selecionadas aleatoriamente.

Em Abbasi (2013) os pesquisadores destacam o fato de estimadores de estado para transmissão e distribuição serem desenvolvidos separadamente. Mesmo quando se trata de uma mesma companhia, geralmente departamentos diferentes constroem soluções distintas. No contexto atual de redes elétricas inteligentes, passa a ser interessante ter um modelo que contemple o sistema de potência como um todo, já que a influência da geração distribuída passa a ser mais significativa em nível de distribuição, além da maior automação e monitoramento que passa a existir nestas redes e que propiciam um ambiente favorável à estimação de estado. A proposta dos autores é um estimador de estados misto para sistemas de potência de larga escala, onde há uma solução única para sistemas de transmissão

e distribuição num método de divisão mestre-escravo, onde as redes de transmissão seriam o mestre (segundo nível) e as redes de distribuição seriam o escravo (nível local ou primeiro nível). Enquanto o estimador mestre (transmissão) pode ser implementado através do método desacoplado rápido, os estimadores escravos são implementados através do WLS clássico que é mais adequado aos sistemas de distribuição desbalanceados. As áreas de sobreposição são por barramentos de fronteira, os quais se localizam nos transformadores das subestações e de onde são criadas medidas fictícias de injeção de potência. O trabalho trata a divisão de áreas apenas como rede de transmissão e redes de distribuição, não abordando métodos automáticos para divisão da rede mestre ou mesmo da divisão de redes de distribuição (escravas) muito extensas.

Os autores Shayesteh et al. (2014) apresentam uma metodologia para estimação de estado em sistemas de potência complexos, considerando uma grande penetração de fontes de energia renováveis, como painéis fotovoltaicos e aerogeradores, bem como as grandes incertezas associadas a estas injeções de potência e as consequências disto na modelagem do sistema elétrico. Na metodologia proposta, os sistemas de potência são particionados através de um método de otimização para decomposição mínima de grafos conhecido como “*minimum k-cut*”, onde a rede é partida em uma configuração de k sub-redes com o mínimo de interligações possíveis entre estas sub-redes. Após isto o sistema interno de cada sub-área é substituído por um sistema simplificado, conhecido como REI (Radial, Equivalente e Independente) estendido para o modelo com fontes de geração renováveis (aerogeradores). Apesar de possuir uma técnica para particionamento da rede e grandes avanços em relação às redes elétricas inteligentes na modelagem de fontes de geração com grandes incertezas, o sistema proposto aplica-se mais ao planejamento e simulação de sistemas de potência do que para a estimação de estado e operação em tempo real.

O trabalho de Yang, Zhang e Zhou (2012) apresentam uma solução para coordenação da estimação de estado de forma distribuída. A área de sobreposição utilizada é por linha de interconexão e a coordenação é feita no nível dos estimadores. Além disto, o artigo propõe o uso de medições dos fasores de tensão, que por serem medidas síncronas, facilitam a convergência dos estimadores e têm um grande impacto favorável na precisão da solução. No nível da solução local, é utilizado um estimador não linear clássico, porém no nível de coordenação é

proposta a utilização de um estimador linear, que não necessita de um processo iterativo, garantindo a solução com um custo computacional muito menor se comparado ao estimador WLS não linear. Os resultados apresentados pelos algoritmos propostos são bastante favoráveis tanto do ponto de vista da precisão quanto do tempo de resposta, porém para que a estimação possa ser feita de forma linear no nível de coordenação todas as medidas utilizadas precisam ser síncronas e providas por unidades de medição fasorial. Para que isto ocorra, é necessário que cada sub-área possua pelo menos um medidor fasorial nos barramentos de fronteira, o que limita bastante a solução dado o alto custo destes equipamentos. Desta forma, a decomposição em sub-áreas é realizada apenas considerando a existência destes equipamentos em cada estimador local, o que geraria áreas bastante complexas graças à escassez destes equipamentos em redes menos modernas, como as brasileiras, por exemplo.

O artigo de Xie et al. (2012) propõe um estimador de estados multi-área com coordenação no nível de iteração e área de sobreposição por linha de interconexão. O grande diferencial deste trabalho é utilizar uma coordenação distribuída no segundo nível da estimação, onde não existe a figura de um coordenador central. Cada estimador local, ao invés de comunicar os valores das variáveis de fronteira ao coordenador, comunica apenas a cada um dos estimadores com os quais faz fronteira. Outro diferencial da metodologia proposta em relação a outros métodos de coordenação distribuída é a da não necessidade de observabilidade em cada uma das sub-áreas, precisando apenas existir observabilidade na rede como um todo. Apesar de todas as vantagens de uma arquitetura totalmente distribuída, como a maior confiabilidade em relação à coordenação central, a convergência é relativamente mais lenta. O problema do particionamento das áreas também não é abordado neste trabalho.

Analisando de uma forma geral, grande parte dos trabalhos recentes relativos à estimação de estado aborda de alguma forma o problema através de computação paralela ou distribuída, em estimadores que podem ser classificados como multi-área ou multi-nível. Estes estimadores, ao passo que tornam possível a estimação em sistemas de potência muito complexos, entregam uma boa confiabilidade e precisão. Este recente interesse dos pesquisadores em um tema relativamente antigo, deve-se basicamente a dois fatores:

- Interligação das redes de transmissão: movimento que ganha força na Europa, mas ocorre em todo o mundo, unindo redes em países e continentes de forma a abrir e expandir o mercado de energia. Ao passo que aumenta a confiabilidade e reduz o custo da energia, em muitos lugares esta interligação torna o monitoramento do sistema elétrico mais complexo;
- Redes Elétricas Inteligentes: devido ao surgimento das redes elétricas inteligentes, com um nível maior de automação e monitoramento além da maior penetração das fontes de geração distribuída, que eventualmente podem inverter o sentido do fluxo de potência, estes sistemas elétricos passaram a ser de interesse dos sistemas de controle. Porém, passar a monitorar também as redes de distribuição agrega aos sistemas de controle uma grande complexidade graças ao elevado número de barras existentes nestas redes.

Em relação aos trabalhos apresentados anteriormente, todos têm grande relevância e trazem grandes contribuições ao movimento atual da estimação de estado. Porém, poucos abordam o problema do particionamento automatizado das redes de distribuição, assim como também não abordam o problema da ausência de medidas remotas em sub-áreas, no caso do particionamento em redes de distribuição com escassez de medidas. Tendo em vista a estimação de estado nas redes de distribuição brasileiras, graças à maior complexidade, também se entende que será vantajoso particionar alimentadores do ponto de vista do tempo de resposta, sendo que este particionamento intensivo e automatizado é um dos principais diferenciais desta tese.

2.5. Conclusão do Capítulo

O capítulo apresentou uma revisão geral sobre os conceitos e o estado da arte nos temas que envolvem esta tese. Após, tratou-se de um assunto que é um grande motivador de pesquisas atualmente na área de sistemas de potência: as redes elétricas inteligentes. Uma das principais justificativas para o uso das redes elétricas inteligentes diz respeito a um melhor uso da energia, reduzindo as perdas e

tornando a matriz energética mais limpa através do uso de recursos naturais como a energia solar e eólica, que possuem um ótimo potencial em países tropicais como o Brasil.

Um dos métodos de análise das redes de distribuição até hoje empregados são os cálculos de Fluxo de Potência, que são métodos de cálculo direto que baseiam-se em valores de injeções de potência e características elétricas estáticas da rede. Foi apresentado neste capítulo uma revisão sobre métodos de cálculo de Fluxo de Potência, bem como o detalhamento do método de varredura, bastante eficaz para aplicação em redes radiais.

Uma peça importante nas redes elétricas inteligentes são os sistemas de informação. Eles irão concentrar as informações, fazer estimativas e simulações em tempo real de forma a manter a rede constantemente em um regime de operação otimizado. O foco deste trabalho está exatamente nestes sistemas de informações, onde a base de todas as decisões estará numa estimativa de estado do sistema, que precisa ser confiável para que as decisões tomadas também levem à operação otimizada.

Na subseção seguinte foi apresentado o problema da Estimação de Estado, que é um problema muito próximo ao do Fluxo de Potência. Porém, este método não é um método de cálculo direto de variáveis e sim uma forma de minimização de erros. Na estimação de estado é possível trabalhar com medidas reais que destoam das medidas obtidas em processos de previsão de carga, ajustando o estado do sistema como um todo. Através da união das estimativas obtidas pela previsão de carga e o cálculo de Fluxo de Potência, bem como da Estimação de Estado e de algumas medidas reais é possível obter um estado mais próximo do real, o que será demonstrado nos capítulos seguintes.

Na quarta subseção foi feita uma revisão bibliográfica sobre métodos mais recentes de estimação de estado, os chamados estimadores multi-área. Através destes estimadores é possível obter um tempo de resposta mais entre outras vantagens a maior escalabilidade e tolerância a falhas. Diversos trabalhos significativos foram estudados, de onde foram analisados os diferenciais e inovações, bem como alguns pontos possíveis de melhoria ou mesmo que não foram abordados. Alguns desses pontos serão abordadas nos capítulos seguintes como diferenciais do método proposto nesta tese.

3. FLUXO DE POTÊNCIA RÁPIDO (GERAÇÃO DE PSEUDO-MEDIDAS)

Conforme visto no capítulo anterior, a estimação de estado é um método de minimização de erros que trabalha na compensação de medidas da rede elétrica a fim de se aproximar o máximo possível, as medidas das grandezas reais. Obviamente, para que exista estimação de estado é necessário que existam medidas em todos os nós da rede, o que é em parte obtido através de medidas reais e em maior parte através do cálculo de Fluxo de Potência que é um método direto que funciona a partir de previsões de carga nas barras.

Neste capítulo será apresentada a metodologia proposta nesta tese para geração de pseudo-medidas de potência, que utiliza medidas reais para ajuste da previsão de carga além de utilizar um método de processamento paralelo proposto com o objetivo de reduzir o tempo de resposta.

3.1 Fluxo de Potência Paralelo no Contexto de Redes Elétricas Inteligentes

A evolução dos microprocessadores há alguns anos encontrou um limite na frequência de *clock* que impede que se trabalhe acima de uma determinada faixa. Desta forma, a evolução na capacidade de processamento está se dando através da otimização dos circuitos, do acesso à memória, do processamento de instruções e também do multiprocessamento, que consiste em incluir mais de um núcleo de processamento em um mesmo chip. Esta capacidade de multiprocessamento está se difundindo entre os processadores para todos os tipos de aplicações e os softwares desenvolvidos podem utilizar esta característica reduzindo o seu tempo de execução através de técnicas de programação paralela.

A metodologia proposta para a paralelização do algoritmo de Fluxo de Potência pode ser aplicada a qualquer outro algoritmo de varredura direta ou inversa em uma rede de distribuição radial, ou com malhas, desde que já tenham sido criados os pontos de ruptura.

Os sistemas de distribuição brasileiros frequentemente possuem milhares de barras, tornando qualquer cálculo, como o de fluxo de potência, um processo

relativamente demorado. No contexto de Redes Elétricas Inteligentes, a metodologia proposta pode proporcionar uma maior velocidade de execução do algoritmo, o que é fundamental para o uso em tempo real. Esta maior velocidade possibilita que estas importantes informações possam servir de subsídio para os sistemas e aplicações de controle da *smart grid*.

3.1.1 Princípios da Implementação do Algoritmo Paralelo

Um algoritmo baseado em varredura direta e inversa pode funcionar de uma forma geral através de duas ações principais:

- 1) Ação Pré-Fixada: é a ação realizada em cada nó durante a etapa de varredura direta. Deve receber os parâmetros do nó a montante, que são processados e enviados para o processamento nos nós a jusante.
- 2) Ação Pós-Fixada: é a ação realizada em cada nó durante a varredura inversa. O processamento é realizado no nó com base nos parâmetros recebidos dos nós a jusante. Estes valores de interesse devem ser retornados ao nó a montante após o processamento. Além disto, como um nó pode possuir várias ramificações, deverá ser fornecido também um algoritmo que possibilite operar os valores das ramificações antes de retornar ao nó a montante.

A separação destes dois elementos permite a implementação do paralelismo de uma forma independente do algoritmo, pois o algoritmo em si seja de Fluxo de Potência ou outro qualquer, será implementado apenas pelas ações Pré-Fixada e Pós-Fixada. A ação Pós-Fixada é executada na direção inversa da varredura, que no caso do Fluxo de Potência equivale à etapa de soma das correntes, já a ação Pré-Fixada equivale à etapa de cálculo das tensões na varredura direta.

O caminhamento, ou varredura, na rede elétrica é implementado separadamente, portanto este pode ser realizado paralelamente em ramos independentes da rede, utilizando o multiprocessamento e reduzindo o tempo total de execução. O princípio básico da implementação do algoritmo de fluxo de carga desenvolvido é de que a partir do tronco ou caminho raiz do alimentador todas as ramificações podem ser calculadas em paralelo desde que recebam o valor de tensão e retornem o valor de corrente.

O primeiro passo do algoritmo será então encontrar o caminho tronco do alimentador. Este caminho pode ser determinado como o caminho da subestação até o nó com a maior quantidade de nós no caminho (Figura 3.1), ou com uma quantidade de nós que não sobrecarregue a execução do fluxo nestes trechos. Todas as ramificações a partir deste tronco serão processadas independentemente e paralelamente.

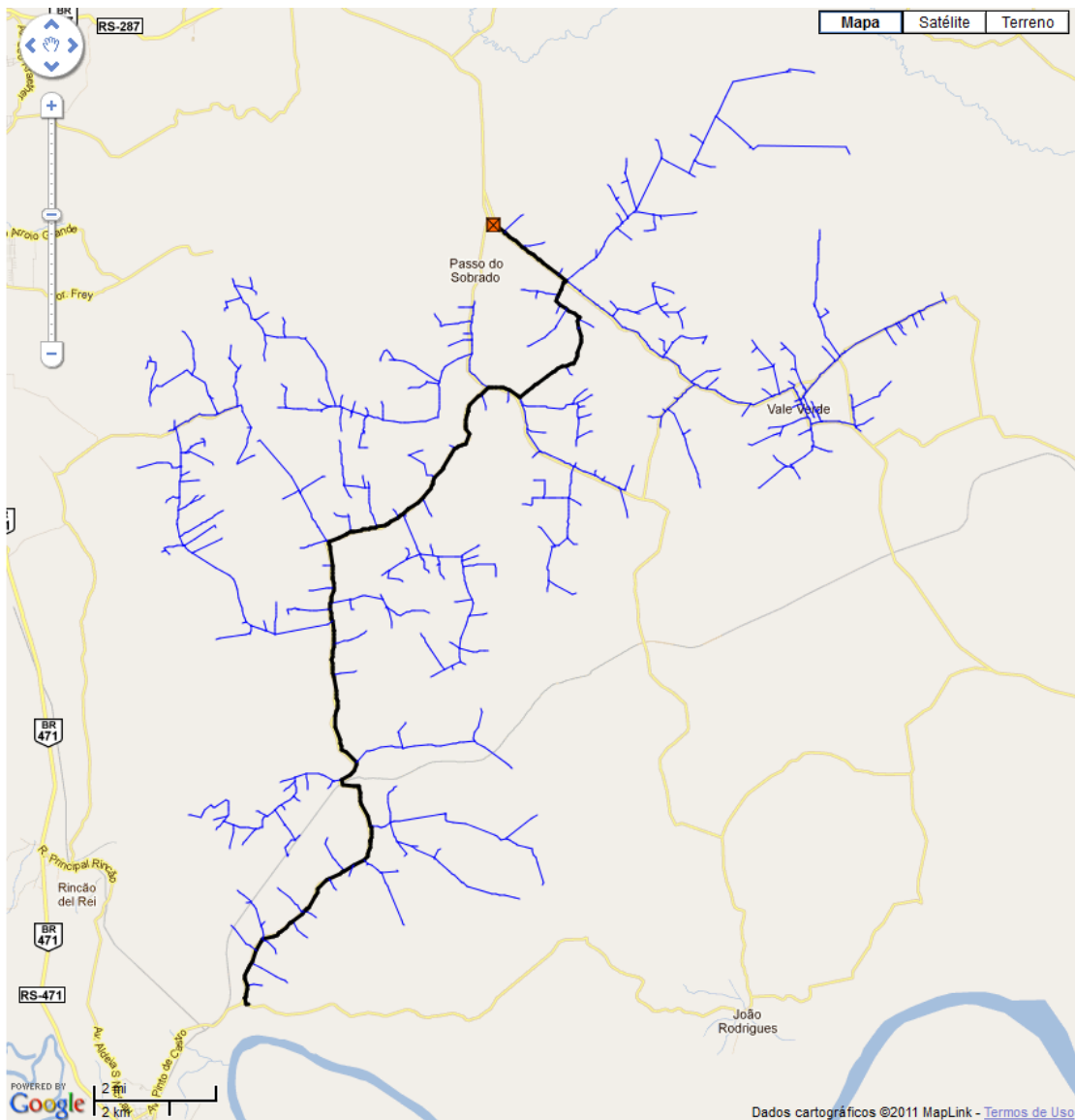


Figura 3.1 - Caminho raiz em um alimentador utilizado para teste da metodologia.

Os trabalhadores escravos são os responsáveis pelo processamento das ações (pré-fixada e pós-fixada), nestas ramificações do tronco. O número de escravos criados será igual ao número de processadores disponíveis no sistema menos 1. Outro agente fundamental é o trabalhador mestre, que é responsável por

coordenar todo o trabalho dos escravos passando a estes as ramificações a serem processadas, computando os resultados e calculando o Fluxo de Potência no tronco do alimentador.

O algoritmo do trabalhador mestre consiste na execução das seguintes etapas:

- 1) Varredura direta calculando as tensões nos nós e trechos de rede (na primeira iteração, as tensões serão 1 p.u. pois as correntes ainda não foram calculadas.
- 2) Ao encontrar um ramo que não pertença ao caminho raiz, apenas transmite o valor de tensão e sinaliza que ele está pronto para ser processado.
- 3) Chega ao final do caminho raiz e inicia a varredura de retorno calculando as correntes nas barras PQ e PV e somando as correntes nos trechos de rede;
- 4) Na varredura inversa, ao encontrar uma ramificação, verifica se a corrente já está calculada, caso esteja utiliza esta corrente e segue a varredura nos nós a montante. Caso contrário deverá aguardar o sinal de que o cálculo do Fluxo de Potência no ramo está concluído.
- 5) Verifica a condição de convergência, e caso tenha convergido conclui a execução, caso contrário retorna ao passo 1.

3.1.2 Distribuição do processamento entre os trabalhadores

O despacho dos trabalhos do trabalhador mestre para os escravos é realizado por meio de uma fila de trabalhos, e não diretamente a estes (Figura 3.2). Desta forma o primeiro escravo que estiver livre poderá realizar o trabalho da fila, retirando-o desta e executando-o até que se complete. Após completar a execução, o escravo sinaliza que aquele trabalho está concluído e retorna à fila para buscar novos trabalhos. Caso não existam, ele aguarda até que a fila seja alimentada com novos trabalhos.

Esta é uma forma simples de balanceamento de carga, entretanto muito eficiente para este uso. Ele proporciona que os trabalhadores permaneçam ocupados por praticamente todo o tempo de execução do algoritmo paralelo, independentemente de características topológicas da rede elétrica que podem variar muito.

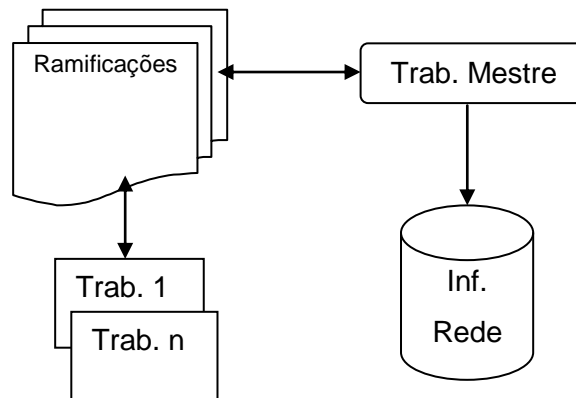


Figura 3.2 - Fluxo de Informações entre os atores do Fluxo de Potência paralelo.

Contudo, para que o balanceamento seja o mais eficiente possível é necessário observar o tamanho (em nós) do caminho raiz. É perceptível que um tronco muito extenso pode sobrecarregar o trabalhador mestre, deixando os escravos desocupados por muito tempo, o que conseqüentemente causaria um pior desempenho do algoritmo paralelo. Este problema pode ser resolvido durante a seleção do caminho raiz, através do estabelecimento da relação de carga conforme a equação:

$$L.R. = \frac{n_r \cdot P}{n_{total}} \quad (3.1)$$

Onde:

$L.R.$: Relação de Carga;

n_r : Número de nós do caminho raiz;

P : Número de Processadores disponíveis;

n_{total} : Número Total de nós da rede;

O caminho raiz deverá ser selecionado de acordo com a relação de carga de cada um dos caminhos candidatos (caminhos com a maior quantidade de saltos,

desde a subestação). O caminho selecionado deverá ter a relação de carga mais próxima possível de 1, indicando que o trabalhador mestre terá uma carga de trabalho semelhante a dos escravos. Caso nenhum dos caminhos se aproxime de 1, poderá ser escolhido o maior caminho acrescido de uma ramificação, que passará a fazer parte do caminho raiz, tornando assim a relação de carga próxima de 1.

3.2 Correção das cargas baseando-se em medidas existentes

Uma das dificuldades da estimação de estado em redes de distribuição é justamente conseguir mesclar muitas pseudo-medidas com raras medidas reais. A grande diferença nos pesos destas diferentes medidas bem como os grandes erros vindos das previsões de carga são fatores que frequentemente impedem ou dificultam a convergência do algoritmo WLS. Uma saída que não resolve completamente, porém minimiza bastante o problema é utilizar as medidas reais de fluxo de corrente ou potência para corrigir as injeções nas barras que estão à jusante daquele medidor. Como as redes de distribuição são basicamente redes radiais, é possível se aproveitar desta característica para efetuar esta correção nas injeções de potência que serão pseudo-medidas na estimação de estado.

Como o algoritmo de fluxo de carga é baseado na soma das correntes, a ideia básica desta correção é diluir a diferença entre a corrente medida e a corrente calculada em cada fase do medidor nas várias injeções de potência que estão à jusante deste. Se neste caminho entre um medidor e as cargas houver outro medidor, a varredura deverá ser interrompida, e também devem ser desconsideradas as cargas que possuem medidor inteligente. Desta forma as diferenças entre o fluxo de corrente medido e o calculado pelo algoritmo são diluídas entre as cargas que não possuem medidor inteligente, através da equação:

$$I_{[a,b,c]}^j = I_{[a,b,c]}^j + \frac{I_{[a,b,c]}^j}{I_{[a,b,c]}^{calc}} \cdot \Delta I_{[a,b,c]}^{med} \quad (3.2)$$

Onde:

$I_{[a,b,c]}^j$: corrente nas fases a, b e c na carga j ;

$I_{[a,b,c]}^{calc}$: corrente total nas fases a, b e c calculada para as cargas a

jusante exclusivamente deste medidor e que não possuam medidor inteligente;

$\Delta I_{[a,b,c]}^{med}$: diferença entre o fluxo de corrente medido e o fluxo de corrente calculado para as fases a, b e c.

Na Figura 3.3 é demonstrado o algoritmo básico para a correção das cargas, o qual posteriormente irá integrar o algoritmo completo para cálculo do Fluxo de Potência. Inicialmente é feita uma varredura em toda rede buscando os medidores de fluxo de corrente existentes. Para estes medidores, é realizada uma varredura nas cargas à jusante, de onde são somadas todas as correntes, separadas por fase, de cada uma das cargas que não possuem medidor inteligente. A varredura direta é interrompida a cada novo medidor de fluxo de corrente encontrado, para que cada carga somente seja influenciada por um medidor.

Depois desta primeira soma, calcula-se o I_{calc} de onde se pode calcular a diferença entre este e o I_{med} . Esta diferença será utilizada na Eq. 3.2 que será aplicada a cada uma das cargas em nova varredura. O processo é repetido para todos os medidores de fluxo de corrente existentes.

Eventualmente uma carga estará sob a influência de mais de um medidor, de onde se poderia atribuir pesos, tornando o método iterativo e ponderado. Além disto, também poderiam ser utilizadas as medidas de tensão neste processo, o que eventualmente o tornaria mais complexo e demorado, tornando-se uma sobreposição ao próprio método de estimação de estado a ser realizado posteriormente. O objetivo desta correção é apenas levar um conjunto de pseudo-medidas sem erros grosseiros para a etapa de estimação de estado e não transformar-se em um método de minimização de erros.

3.3 Algoritmo de Fluxo de Carga Proposto

O algoritmo básico de fluxo de potência apresentado na subseção 2.1.3 não contempla os outros requisitos apresentados em seções posteriores do capítulo 2 como a presença de fontes de geração distribuída, malhas nas redes de distribuição e principalmente o processamento das varreduras em paralelo e a correção das cargas. Para contemplar estas rotinas adicionais foram incluídas novas tarefas nas iterações do Fluxo de Potência de varredura inversa-direta original.

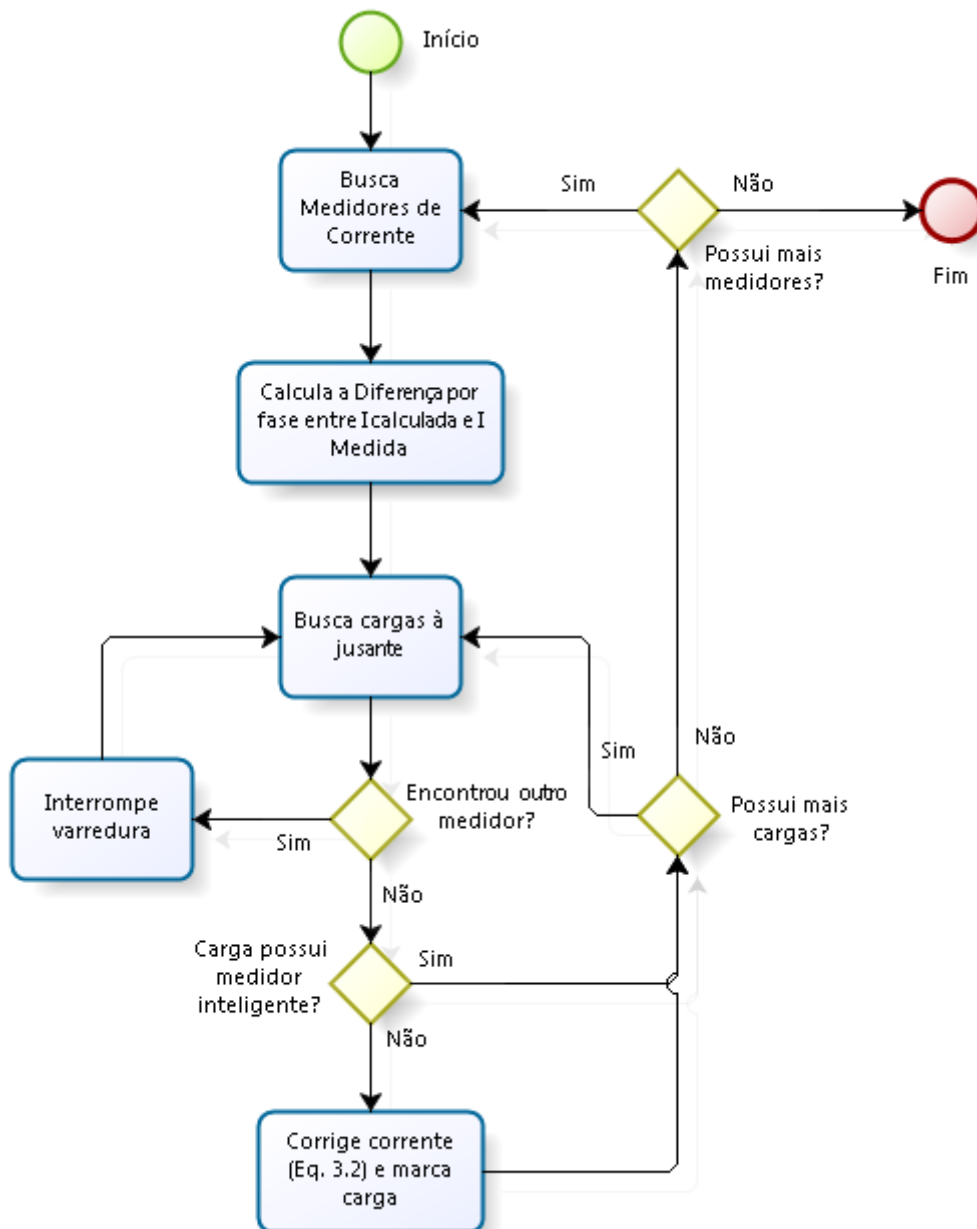


Figura 3.3 - Algoritmo para correção das cargas

Na Figura 3.4 é possível verificar as várias alterações no algoritmo. Antes das etapas iterativas, que incluem as varreduras, a rede é verificada quanto à presença de malhas, caso existam são criados pontos de ruptura e é calculada a matriz de impedância dos pontos de ruptura. Após isto, é feita a correção das medidas com base no algoritmo apresentado na subseção 3.2, onde as cargas alteradas são marcadas para não serem alteradas durante o cálculo da corrente na varredura direta do Fluxo de Potência. Além disto, como preparação para a execução em paralelo deverá ser selecionado o caminho raiz.

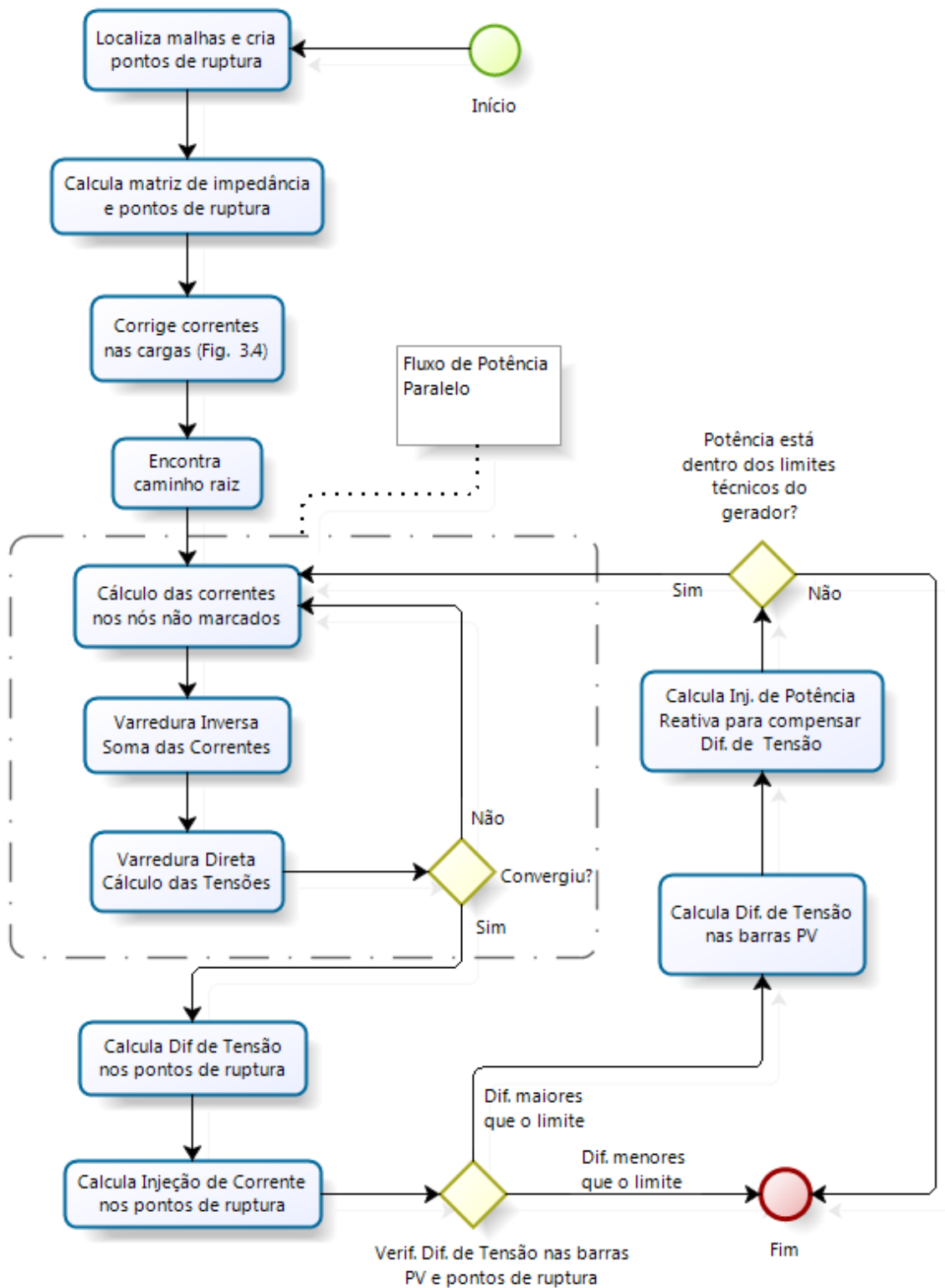


Figura 3.4 - Algoritmo de Fluxo de Potência considerando presença de malhas e GD

A partir disto, inicia-se a parte iterativa do algoritmo, com o cálculo paralelo do Fluxo de Potência executando as varreduras na rede para o cálculo das correntes (apenas para as cargas “não corrigidas”) e tensões em todos os nós e trechos de

rede. Após atingir a convergência, são conferidas as diferenças de tensão nos pontos de ruptura e nas barras PV, caso estejam menores que o limite o algoritmo termina. Caso alguma das diferenças seja maior que o limite, são recalculadas as injeções de corrente para as barras PV e pontos de ruptura. O algoritmo retorna às varreduras inversa e direta do Fluxo de Potência para reajustar as demais variáveis de estado da rede.

A metodologia apresentada para o cálculo do fluxo de potência possui um importante diferencial dos métodos clássicos que é o processamento paralelo, o qual proporciona redução no tempo de resposta deste processamento. Outras metodologias apresentadas por Nieplocha et al. (2007) e Zhang et al. (2005) para análise de sistemas elétricos de potência utilizam-se do processamento paralelo para ganho em tempo de resposta no processamento dos algoritmos, entretanto as metodologias propostas por estes autores necessitam de sistemas de computação de alto desempenho. A metodologia proposta neste capítulo pode ser facilmente implementada para sistemas multiprocessados de baixo custo e facilmente acessíveis, inclusive para computação nas nuvens (AMAZON EC2, 2012) onde é possível alocar recursos de computação sob demanda, conforme os requisitos de tempo de resposta desejados, bem como o tamanho e complexidade da rede.

Outros autores como Wu (1995), Feng e Flueck (2002), Garcia (2010) e Yalou, Fang e Wehnchen (2010) também propuseram diferentes métodos para o processamento paralelo do Fluxo de Potência, entretanto usando como base o método de Newton-Raphson que segundo Srinivas (2000) possui frequentes problemas de convergência quando aplicado a sistemas de distribuição. Já Fukuyama, Nakanishi e Hsaio-Dong (1996) propôs uma metodologia para processamento paralelo do Fluxo de Potência baseado em algoritmo de varredura inversa-direta, porém o método para balanceamento de carga atribui as sub-redes a serem processadas estaticamente aos processadores disponíveis buscando balancear apenas o número de nós entre os processadores. Todavia, como a velocidade de processamento também depende da carga presente nos nós é possível que existam problemas de balanceamento de carga comprometendo o tempo de resposta do algoritmo. A metodologia proposta atende aos requisitos dinâmicos das cargas, que mudam o seu comportamento ao longo de um dia, atribuindo as redes a serem processadas dinamicamente aos processadores escravos.

3.4 Desempenho

O algoritmo final foi testado utilizando alimentadores de distribuição reais da companhia CEEE-D, situada na região sul do Brasil. Estes possuem 448, 982, e 2.290 nós, sendo que outro fator variável nos testes foi o número de processadores disponíveis que foram 2, 4 e 6.

Os valores de desempenho mostrados no gráfico da Figura 3.5 mostram os ganhos relativos ao mesmo algoritmo em implementação serial. O gráfico é conhecido como “*Speedup*”, pois vai mostrando o ganho de desempenho ocorrido à medida que aumentam o número de processadores. O speedup ideal ocorre quando o ganho de desempenho ocorre em relação direta com o número de processadores, o que é muito difícil de alcançar na prática tendo em vista que a gerência, sincronismo e comunicação consomem tempo dos algoritmos paralelos.

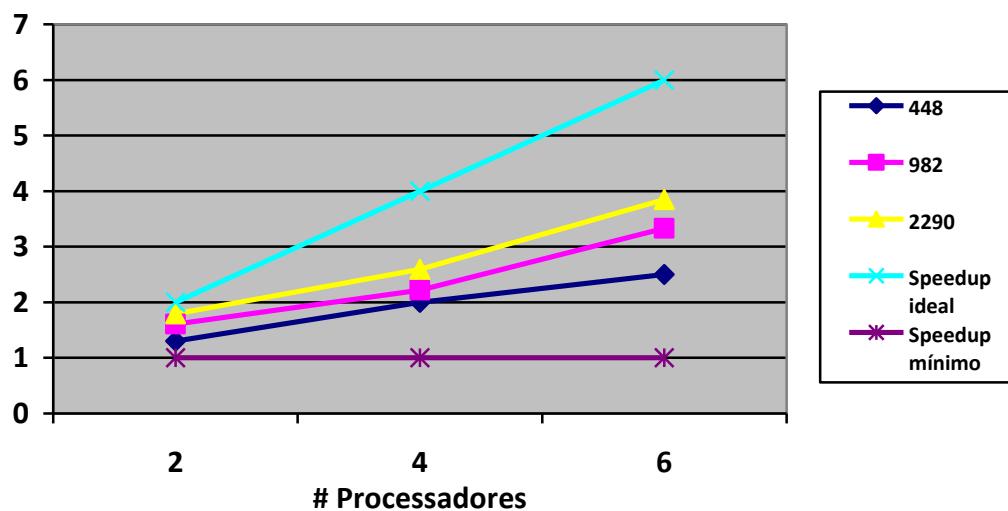


Figura 3.5 – Gráfico de *Speedup* do algoritmo paralelo.

É possível perceber que o paralelismo se aproxima do *Speedup* ideal à medida que aumentam os nós da rede, característica esta bastante comum em redes de distribuição brasileiras fora dos grandes centros urbanos. O algoritmo, devido ao eficiente balanceamento de carga, também obteve um desempenho praticamente linear em função do número de processadores, embora seja esperado que o desempenho se estabilize a partir de um certo número de processadores, como ocorre na maioria dos algoritmos paralelos.

Além da análise de sensibilidade do algoritmo paralelo em relação ao número de nós e o número de processadores empregados é necessário analisar também o

tempo gasto com sincronismo, que ocorre sempre que o trabalhador mestre precisa de um resultado de um ramo que ainda não foi processado por algum trabalhador escravo. Neste caso, o trabalhador mestre precisa parar e aguardar, o que pode se tornar um gargalo no algoritmo paralelo caso este tempo de espera seja relativamente grande.

A Tabela 3.1 mostra o percentual de tempo gasto em sincronização para execução das diferentes redes. Nota-se que não existe uma relação direta entre o tamanho da rede e o tempo gasto com sincronismo, demonstrando que a maior influência é da topologia e outras características da rede do que propriamente do seu tamanho. Isto ocorre quando uma sub-rede complexa deriva ao final do caminho raiz causando um tempo de espera maior do trabalhador mestre, já que a carga de trabalho do escravo será maior. Uma forma de minimizar este inconveniente é utilizar uma pilha ao invés de fila para despacho dos trabalhos aos trabalhadores. Assim, cada nova sub-rede é adicionada ao topo da pilha e será processada antes de sub-redes mais próximas à subestação e que serão necessárias apenas num momento posterior.

Através dos resultados da Tabela 3.1 é possível notar também que o aumento no número de processadores não causa efeito significativo no sincronismo, já que o único responsável pelo sincronismo é o trabalhador mestre, representado por um único processador.

Tabela 3.1 – Tempo gasto com sincronismo (percentual do tempo de execução)

Redes	Num. Nós	2 processadores	4 processadores	6 processadores
A	448	32%	28%	28%
B	982	22%	18%	17%
C	2290	15%	14%	14%

Contudo, em todos os casos apresentados de redes de distribuição reais o tempo gasto com sincronismo não foi grande, principalmente se for relacionado com os ganhos em tempo de resposta advindos do processamento paralelo.

Não existem diferenças em termos de precisão ou velocidade de convergência entre os algoritmos de varredura inversa-direta e o paralelo, já que matematicamente ambos são idênticos.

3.5 Conclusão do Capítulo

A execução em tempo real dos algoritmos de análise do sistema elétrico de distribuição como o Fluxo de Potência, com base em tele medidas têm sentido apenas com um tempo de resposta adequado. A operação do sistema elétrico é sempre muito sensível ao tempo, ainda mais neste caso do Fluxo de Potência que serve apenas para alimentar outro algoritmo ainda mais complexo como a Estimação de Estado. Por estes motivos foi apresentada uma metodologia para cálculo com processamento paralelo do Fluxo de Potência, o qual particiona a rede em um caminho tronco e diversas ramificações deste caminho que podem ser processadas em paralelo.

Ainda neste capítulo, foi proposta a utilização de uma forma simples de correção das cargas com base em medidas de fluxo de corrente já existentes. Logicamente, que a correção das pseudo-medidas é justamente o papel do estimador de estados, porém esta etapa evitaria erros grosseiros de previsão de carga bem como facilitaria a convergência do algoritmo WLS.

O método paralelo implementado na tese baseou-se no método de varredura inversa-direta de soma das correntes, o qual possui boa convergência em sistemas de distribuição radiais e também permite encontrar a solução mesmo em redes com malhas. Na versão final do referido algoritmo, ainda foi implementado o tratamento das fontes de geração distribuída bem como o tratamento das redes com malhas através de métodos já consagrados na literatura e explicitados no Capítulo 2.

Por fim, foram apresentados e discutidos os resultados obtidos pelos testes em redes de distribuição reais com diferentes complexidades. O principal indicador analisado foi o tempo de resposta do algoritmo paralelo em relação ao serial, que foi bastante favorável. O tempo gasto com sincronismo, que é uma preocupação na implementação dos algoritmos paralelos, também foi relativamente pequeno quando comparado ao tempo total poupado.

4. LOCALIZAÇÃO DE MEDIDORES

Um dos problemas relacionados a estimação de estado é a localização de medidores e dada a baixa relação entre medidas reais e pseudo-medidas nas redes de distribuição, a localização torna-se um problema de suma importância. Esta localização dos equipamentos de medição ao longo da rede é definida em nível de planejamento, porém é importante considerar o impacto da localização na estimação de estado, bem como em outros fatores que podem ter influência nesta decisão. Neste Capítulo é realizada uma discussão sobre o assunto, bem como é proposto um método para localização de medidores através de análise multicriterial.

4.1. Contextualização

Muitos estudos já foram feitos desde o início do uso da estimação de estados nos sistemas de transmissão de energia (KRUMPHOLZ; CLEMENTS; DAVIS, 1980; CLEMENTS; KRUMPHOLZ; DAVIS, 1983; MONTICELLI; WU, 1985), contudo estes estudos conhecidos como análise de observabilidade, tinham o objetivo de testar a observabilidade de uma rede através das suas medidas reais, bem como identificar as ilhas não observáveis. Através desta prévia análise da configuração da rede e do conjunto de medidas era possível determinar a possibilidade de se estimar o estado ou não de um determinado sistema de potência. Desta forma estes algoritmos também indicavam quais as localizações de medidas necessárias para tornar o sistema de potência observável, ou seja, estabelecer um conjunto mínimo de medições que possibilite a estimação de estado.

Já nos sistemas de distribuição dadas as suas peculiaridades em relação à transmissão, é consenso afirmar que a rede não será completamente observável somente por medidas em tempo real, visto que isto seria economicamente inviável pelo menos a curto e médio prazo. Então, a observabilidade só será garantida através de pseudo-medidas de maneira que o estudo da observabilidade perde um pouco de sentido nestas redes.

Desta forma, outros trabalhos foram feitos no sentido de eleger pontos para a instalação de medidores onde seriam melhores os retornos, no objetivo de aumentar

a precisão da estimação de estado. Outros trabalhos também recentes já tratam a localização de medidores como um problema de otimização como Singh et al. (2011) que desta vez utilizou uma abordagem de otimização ordinal para o problema e Pilo, Pisano e Soma (2008) que utilizaram técnicas de programação dinâmica.

Contudo, hoje em dia os interesses das companhias elétricas na modernização do sistema elétrico não visam somente à instalação de medidas remotas no sistema, mas também a instalação de outros equipamentos de automação como chaves telecomandadas, controles mais modernos em outros tipos de equipamentos como religadores, bancos de capacitores e reguladores de tensão. Assim, estes equipamentos passam a ter capacidade de comunicação com sistemas supervisórios e também possuem medidores acoplados, funcionando exatamente como um medidor, porém com a função adicional na parte de automação.

Do ponto de vista das companhias operadoras da distribuição, a instalação de equipamentos que associem funções de automação com a medição em tempo real é muito mais atrativa do que se considerar o benefício de se ter apenas um medidor puro. É possível reduzir indicadores de continuidade como DEC/FEC através da instalação de chaves telecomandadas e religadores, melhorar os níveis de tensão através de reguladores de tensão e bancos de capacitores com controle remoto, e ainda ter um monitoramento da rede a partir destes equipamentos.

Entende-se então que considerando as afirmações anteriores, o problema da localização de medidores não pode ser abordado somente sob o critério de aumento da precisão do estimador de estado, mas também sob outros pontos de vista como confiabilidade, possibilidades de reconfiguração, controle de tensão, controle de fator de potência, entre outros. Desta forma, acaba sendo muito mais sensato utilizar um método multicriterial para a avaliação da localização destes equipamentos, que permita inclusive avaliar equipamentos diferentes sob a ótica da importância de cada critério de avaliação para a gerência da companhia.

4.2. Indicadores para localização de equipamentos com capacidade de medição

A seguir serão propostos indicadores para a avaliação multicriterial da localização de equipamentos de automação com capacidade de geração como

medidores, reguladores de tensão, chaves telecomandadas, religadores, bancos de capacitores, entre outros.

4.2.1. Aumento da Precisão na Estimação de Estado

Com base no resultado da estimação de estado e conforme o vetor de covariâncias das medidas estimadas (ver Apêndice A) para determinar-se a incerteza de uma determinada medida, é possível identificar pontos onde a instalação de medidas remotas pode ser melhor para a precisão da solução. Desta forma é possível presumir que a instalação de um medidor em um ponto onde o impacto na incerteza desta medida e de outras pseudo-medidas do sistema for positivo, haverá então benefícios na instalação do medidor naquele ponto.

Desta forma para o cálculo do índice de aumento da precisão deverá ser feito levando em consideração a média de todas as incertezas das medidas utilizadas na estimação, porém ponderadas pelo seu peso. O índice chamado IAPEE (Índice de Aumento na Precisão da Estimação de Estado) é definido então da seguinte forma:

$$IAPEE = \frac{\sum_{i=0}^n \delta_i W_i}{\sum_{i=0}^n W_i} \quad (4.1)$$

Onde:

δ_i : percentual de incerteza associado à medida i .

W_i : peso associado à medida i .

4.2.2. Custo do Equipamento

Em qualquer plano de investimentos o critério custo é um dos primeiros critérios avaliados, em especial na automação e monitoramento das redes de distribuição onde o investimento necessário é grande. Por este motivo as atualizações serão gradativas priorizando as melhores taxas de retorno, sendo imprescindível contabilizar o custo do equipamento como critério de decisão, especialmente quando da escolha entre tipos diferentes de equipamentos.

Então, o ICE (Índice de Custo do Equipamento) é definido pela seguinte equação:

$$ICE = \frac{c_{\max} - c}{c_{\max}} \quad (4.2)$$

Onde:

c_{\max} : maior custo dentre os equipamentos analisados;

c : custo do equipamento em questão.

Para facilitar a análise multicriterial posterior o índice ECI pontua com maiores valores os equipamentos que representam os menores investimentos.

4.2.3. Aumento da Confiabilidade

Outro critério de escolha que pode ser considerado é o aumento da confiabilidade, proporcionado por um determinado equipamento. No caso da instalação de equipamentos de proteção ou manobra como religadores e chaves telecomandadas o aumento da confiabilidade pode ser medido pela redução no volume de energia que deixou de ser fornecido na ocorrência de uma falha na rede.

Por exemplo, analisando um nó onde já existe uma chave do tipo fusível, algumas informações importantes para o cálculo deste índice já são conhecidas como: média de falhas registradas por mês (onde houve a abertura desta chave), tempo médio de deslocamento e manutenção e o montante de carga interrompida na ocorrência de falha. A substituição desta chave por um religador terá um enorme benefício sobre grande parte dos defeitos transitórios em redes de distribuição aéreas, como descargas elétricas, contato de árvores, animais, etc. Na ocorrência de defeitos transitórios o tempo de interrupção será mínimo, bem como o impacto sobre os indicadores de continuidade e a quantidade de energia não fornecida que serão mínimos.

Então, com base no impacto relacionado à instalação de tal tipo de equipamento o IAC (Índice de Aumento da Confiabilidade) é dado pela equação:

$$IAC = TMI \times CI \times TFE \times FFT \quad (4.3)$$

Onde:

TMI: tempo médio da interrupção;

CI: Carga Interrompida, baseado nas cargas médias de um dia típico;

TFE: Taxa de Falhas media por mês registrado neste Equipamento;

FFT: Fator de Falhas Transitórias, ou percentual médio de falhas que são transitórias;

Para a análise multicriterial o índice usado deverá ser normalizado com base no valor máximo do índice apurado:

$$IAC_N = \frac{IAC}{IAC_{\max}} \quad (4.4)$$

Ao analisar este índice para a instalação de equipamentos que não possuem influência direta na confiabilidade como bancos de capacitores e reguladores de tensão, o valor atribuído ao índice será zero.

4.2.4. Redução de Perdas

O percentual de perdas é um indicador importante do desempenho de um alimentador, muitas vezes evidenciando uma condição de sobrecarga onde situações de instabilidade tornam-se recorrentes, contribuindo para a deterioração de outros indicadores como os relativos à continuidade do fornecimento de energia. Desta forma a instalação de equipamentos como bancos de capacitores e recursos de energia distribuídos que podem contribuir com a redução das perdas pode ser um critério relevante na composição dos investimentos na rede.

A metodologia aqui descrita propõe então, o uso do IRP (Índice de Redução das Perdas) através da equação:

$$IRP = \frac{P_{\text{antes}} - P_{\text{depois}}}{P_{\text{antes}}} \quad (4.5)$$

Onde P_{antes} corresponde ao percentual de perdas antes da instalação do equipamento, calculado pelo processo de estimação de estado utilizando um valor médio das cargas ao longo de um dia típico. P_{depois} corresponde ao mesmo índice de

perdas calculado após a instalação do equipamento. A instalação de equipamentos que não promovem redução nas perdas tem o valor deste critério nulo, atribuído automaticamente.

4.2.5. Melhoria nos Níveis de Tensão

Manter os níveis de tensão dentro de valores adequados nem sempre é uma tarefa simples. Graças às grandes variações de carga ao longo do dia, especialmente nos alimentadores brasileiros que muitas vezes são extremamente longos e acumulam grandes quedas nos níveis de tensão. Desta forma torna-se imprescindível a instalação de equipamentos como bancos de capacitores e reguladores de tensão, que através de meios de controle mais eficientes conseguem obter bons resultados na manutenção dos níveis de tensão dentro dos limites adequados. Estes controles geralmente contém medidores de tensão e corrente com capacidade de comunicação, sendo que estas medidas logicamente podem ser utilizadas na estimação de estado.

Desta forma, um dos critérios que deve ser considerado quando da instalação dos equipamentos é o seu impacto nos níveis de tensão especialmente quando se sabe que o alimentador possui problemas nos níveis de tensão este critério pode ter maior importância. O IMNT (Índice de Melhoria nos Níveis de Tensão) é calculado através da equação:

$$IMNT = \frac{EFP_{antes} - EFP_{depois}}{EFP_{antes}} \quad (4.6)$$

Onde EFP_{antes} é o percentual de energia entregue com níveis de tensão fora do padrão antes da instalação do equipamento no local sendo considerado. EFP_{depois} é o mesmo percentual, porém sendo considerado depois da instalação do equipamento.

4.3. Análise Multicriterial para Localização de Medidores

O problema da localização de medidores vem sendo frequentemente analisado como um problema de otimização, onde se busca a melhor configuração

de medidores ao longo de uma rede que proporciona a solução mais precisa, sob a ótica do estimador de estados. Todavia, acredita-se que neste novo ambiente de automação e monitoramento das redes elétricas inteligentes as medições em tempo real não serão realizadas especialmente por equipamentos designados para isto, e sim por equipamentos que também desempenham outros papéis dentro do sistema de distribuição e que neste ambiente *smart grid* passam a contar com comunicação em tempo real com os centros de controle.

Dadas estas motivações é possível supor que considerar apenas aspectos relativos à precisão da estimação de estados será uma prática pouco útil, dadas as características destes equipamentos. Nesta tese é proposta então uma análise multicriterial, através do Processo Analítico Hierárquico (Analytical Hierarchical Process - AHP) (SAATY, 1980), para determinar quais os equipamentos e localizações para instalação também considerando outras prioridades de investimento das companhias elétricas.

O AHP é um método de tomada de decisão multicriterial, dentre outros existentes como o método da soma ponderada e o método do produto ponderado. Contudo, o AHP é muito utilizado pela sua eficiência em manipular critérios quantitativos e qualitativos com simplicidade.

O método consiste basicamente na execução de três passos:

Passo 1: consiste em estruturar o problema de tomada de decisão em uma estrutura hierárquica que identifica o objetivo buscado, e as alternativas que podem levar a este objetivo. Nesta estrutura, no nível mais alto está o objetivo, nos níveis intermediários estão os critérios de avaliação e num último nível estão as alternativas propostas. Os critérios nos níveis intermediários devem ser analisados e se possível divididos em sub-critérios.

Passo 2: o segundo passo consiste em criar as tabelas de decisão para cada nível da hierarquia. As tabelas de decisão, também chamadas de matrizes de importância (MI), são compostas de comparações entre cada um dos pares de critérios através de uma graduação de importância relativa entre estes. A Tabela 4.1 apresenta a escala de pontuações onde 9 representa extrema preferência, 7 representa preferência muito forte e assim por diante até 1 onde não existe preferência. A recíproca das comparações também está disponível onde se a comparação entre “a” e “b” tem o valor 7 logo a comparação entre “b” e “a” teria valor $1/7$.

Passo 3: a partir da criação da matriz de importância é necessário transformá-la em um vetor de pesos para cada critério, o qual será utilizado para atribuir uma prioridade a cada uma das opções possíveis. O vetor de pesos é criado a partir do autovetor da matriz de importância, com uma posterior etapa de normalização do autovetor através da aplicação da Equação 4.7 para cada um dos elementos do autovetor.

$$x_i^{IM^N} = \frac{x_i^{IM}}{\sum_{j=1}^n x_j^{IM}} \quad (4.7)$$

Onde:

$x_i^{IM^N}$: Elemento x na i -ésima posição no autovetor normalizado;

x_i^{IM} : Elemento x na i -ésima posição no autovetor;

Tabela 4.1 – Escala de Importância para comparação quantitativa de critérios

Opção	Valor Numérico
Igual	1
Pequena Preferência	3
Grande Preferência	5
Preferência muito grande	7
Preferência absoluta	9
Valores intermediários	2, 4, 6, 8
Reflexo da preferência do segundo critério comparado com o primeiro	Recíprocos dos valores

Passo 4: este passo consiste em analisar a consistência da matriz de importância. Como as comparações feitas aos pares são subjetivas, podem ocorrer conflitos nestas relações entre os critérios. O AHP tolera esta inconsistência já que existe redundância no método, porém somente até certo nível. Desta forma, a consistência precisa ser conferida através da equação:

$$CR = \frac{\left(\frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1} \right)}{RI} \quad (4.8)$$

Onde:

λ_{\max} : maior autovalor da matriz de importância;

RI: índice de consistência, o qual está relacionado com a ordem da matriz de importância. A tabela completa pode ser encontrada em Saaty (1980);

O limite para o valor do índice CR, a partir do qual a MI precisa ser revista, é 10% (SAATY, 1980).

Passo 5: o método AHP termina com o cálculo dos valores normalizados para cada um dos critérios em cada uma das alternativas disponíveis. Estes valores são organizados sob a forma de uma matriz que deverá ser multiplicada pelo vetor contendo os pesos de cada um dos critérios. A partir do resultado deste produto é possível priorizar as alternativas com os maiores valores alcançados na análise multicriterial.

4.4. Análise Experimental

Um dos pontos de maior destaque na análise multicriterial utilizada, e em especial ao método AHP, é o fato de a opinião de especialistas da companhia poder ser levada em consideração quando da priorização da instalação de equipamentos. Cada análise é feita levando em consideração características e deficiências do alimentador considerado, bem como políticas da própria companhia. Baseado nisto, cabem aos especialistas a priorização de determinados critérios no momento da construção da matriz de importância.

Para a realização de uma análise experimental foi selecionado o alimentador VIA1-16 da companhia CEEE-D, o qual possui características mistas de zona urbana e rural. Além disto, dada a sua grande extensão possui problemas de níveis de tensão e continuidade no fornecimento, os quais devem ser priorizados na instalação de novos equipamentos além do próprio monitoramento através da estimação de estado. A Tabela 4.2 mostra a matriz de importância para os critérios na análise de localização de equipamentos no referido alimentador, de acordo com o Passo 2 do método AHP. Embora exista alguma coerência entre as relações de

importância e as necessidades do alimentador, a matriz não foi definida por um especialista da companhia, tendo sido especificada apenas para fins de demonstração da metodologia.

Tabela 4.2 – Matriz de Importância para análise do alimentador VIA1-16

	<i>IAPEE</i> <i>Estim. Estado</i>	<i>ICE</i> <i>Custo</i>	<i>IAC</i> <i>Confiabilidade</i>	<i>IRP</i> <i>Perdas</i>	<i>IMNT</i> <i>Nível de Tensão</i>
<i>IAPEE</i>	1	1/3	1/3	3	1
<i>ICE</i>	3	1	3	9	5
<i>IAC</i>	3	1/3	1	3	1/3
<i>IRP</i>	1/3	1/9	1/3	1	1/5
<i>IMNT</i>	1	1/5	1	5	1

Desta forma, o problema foi estruturado através do método AHP, onde o objetivo é a seleção de equipamentos e localizações destes no alimentador VIA1-16 com os critérios definidos na seção 4.1.

A seguir, no Passo 3 é definido o vetor de pesos e o maior autovalor da MI, os quais foram determinados:

$$W = [0.12 \quad 0.5 \quad 0.18 \quad 0.05 \quad 0.15]$$

$$\lambda_{\max} = 5.11$$

No Passo 4 é determinada a Taxa de Consistência da MI:

$$CR = \frac{5.11 - 5}{1.12} = 2,4\% \quad \text{Consistente.}$$

Já no Passo 5 são feitos os cálculos dos valores dos indicadores normalizados para cada uma das alternativas de instalação de equipamentos no alimentador VIA1-16.

A Figura 4.1 mostra a topologia do alimentador, onde é analisada a atualização de equipamentos já existentes da seguinte forma:

- Ponto verde: local candidato à instalação de regulador de tensão;

- Pontos vermelhos: locais candidatos à instalação de bancos de capacitores;
- Pontos amarelos: locais candidatos à instalação de religadores;

Sendo seis as possíveis alternativas de instalação de equipamentos indicados conforme as cores na Figura C.1, os valores dos cinco critérios foram calculados e apresentados na Tabela C.3.

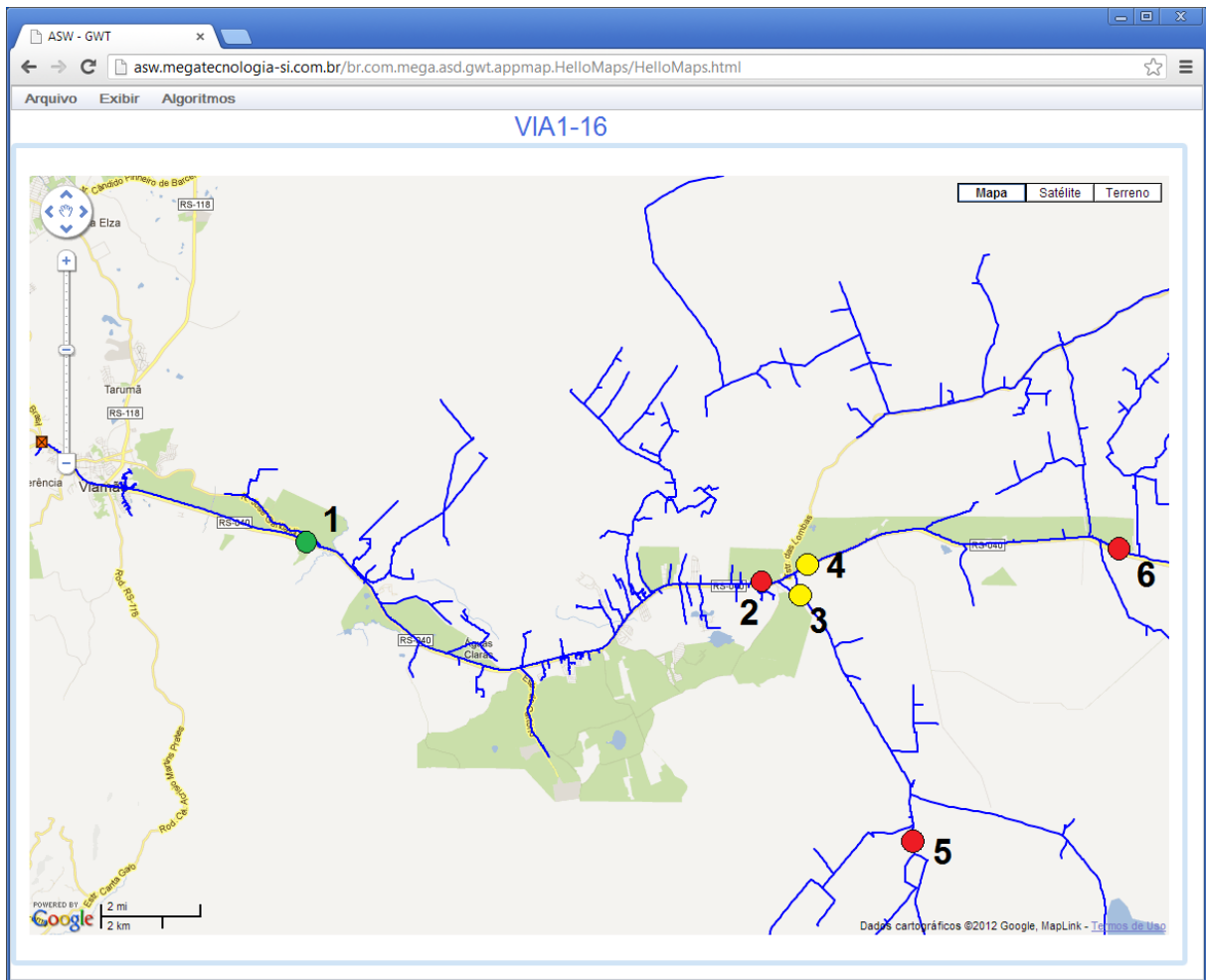


Figura 4.1 - Localização dos locais candidatos à instalação de equipamentos

Tabela 4.3 – Resultados das análise dos critérios para as alternativas de localização de equipamentos no alimentador VIA1-16.

<i>Alternativa</i>	<i>IAPEE Estim. Estado</i>	<i>ICE Custo</i>	<i>IAC Confiabilidade</i>	<i>IRP Perdas</i>	<i>IMNT Nível de Tensão</i>
1	0,54	0	0	0	0,6
2	0,45	0,67	0	0,04	0,1
3	0,54	0,5	0,72	0	0
4	0,54	0,5	1	0	0
5	1	0,67	0	0,05	0,06
6	0,81	0,67	0	0,06	0,08

Multiplicando a matriz formada da Tabela 4.3 pelo vetor de pesos, têm-se:

$$\begin{matrix} \text{Alt1} \\ \text{Alt2} \\ \text{Alt3} \\ \text{Alt4} \\ \text{Alt5} \\ \text{Alt6} \end{matrix} = \begin{bmatrix} 0,54 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,60 \\ 0,45 & 0,67 & 0,00 & 0,04 & 0,10 \\ 0,54 & 0,50 & 0,72 & 0,00 & 0,00 \\ 0,54 & 0,50 & 1,00 & 0,00 & 0,00 \\ 1,00 & 0,67 & 0,00 & 0,05 & 0,06 \\ 0,81 & 0,67 & 0,00 & 0,06 & 0,08 \end{bmatrix} \cdot \begin{matrix} 0,12 \\ 0,50 \\ 0,18 \\ 0,05 \\ 0,15 \end{matrix} = \begin{matrix} 0,15 \\ 0,40 \\ 0,44 \\ *0,49* \\ 0,46 \\ 0,44 \end{matrix}$$

Após a multiplicação a alternativa melhor classificada foi a N^o 4. Porém, é possível perceber que se apenas o critério de precisão da estimação de estado fosse considerado, a alternativa escolhida seria a número 5 com a 6 em segundo lugar. No entanto, em uma visão mais holística, que é buscada através da análise multicritério, a opção com mais benefícios para o alimentador, e os seus usuários, é a alternativa 4.

4.5. Conclusão do Capítulo

A maior contribuição deste capítulo é a metodologia proposta, a qual trata o problema da localização de medidores sob um novo ponto de vista: o multicritério. No ambiente de redes elétricas inteligentes, onde as tecnologias de automação e monitoramento estarão presentes em todos os tipos de equipamentos da rede de distribuição, esta abordagem passa a fazer mais sentido que a abordagem tradicional.

O método proposto toma como base um estimador de estados baseado do método WLS, o qual provê informações sobre o status da rede que está sendo analisada. A análise multicriterial proposta foi desenvolvida com o método AHP, o qual possui simples implementação e também permite a avaliação de especialistas para refletir nos resultados as necessidades dos alimentadores bem como as políticas das próprias companhias quanto aos investimentos em automação.

5. ESTIMAÇÃO DE ESTADO MULTI-ÁREA INTENSIVA

Este capítulo da tese aborda grandes contribuições deste trabalho, no que diz respeito à análise e operação de redes de distribuição. A estimação de estado busca aprimorar o trabalho de previsão realizado na execução do fluxo de potência através de pontos de medição localizados nas vastas redes de distribuição. O primeiro assunto do capítulo diz respeito à preparação para a estimação que inclui a preparação de medidas e dados topológicos. O segundo assunto do capítulo é a estimação de estado multi-área para redes de distribuição, de onde são abordados assuntos relacionados, como a definição do conjunto de medidas e modelo elétrico, divisão das redes, sincronismo e comunicação dos estimadores, mal-condicionamento, além da apresentação de resultados obtidos.

5.1. Preparação para a Estimação de Estado

Preparar a estimação de estado significa tornar o trabalho executado pelo estimador mais simples, ou ao menos, com menores chances de fracasso. Para que a estimação de estados ocorra da melhor forma com as melhores chances de sucesso, que é medido pelas variâncias das variáveis de estado, alguns fatores são fundamentais: as medidas e a topologia da rede.

As pseudo-medidas possuem uma etapa de preparação já demonstrada no Capítulo 2. O tratamento das medidas reais é função do próprio estimador de estados, que corrige todas as medidas em proporção dos pesos de cada uma. Como as medidas reais possuem precisão muito maior, a variação dos seus valores após a estimação tende a ser pequena em um cenário normal.

Contudo, as medidas reais podem sofrer erros grosseiros devido a falhas de comunicação ou defeitos do próprio equipamento. Estes erros grosseiros precisam ser detectados e as medidas devem ser substituídas por pseudo-medidas enquanto os erros persistirem. Erros grosseiros em medidas de pequena variância causam problemas à estimação, especialmente se não existir redundância na infraestrutura de medição. Um método simples e com bom custo/benefício para detectar este tipo de situação é o método $3\text{-}\sigma$.

Já nos dados topológicos, os erros costumam ocorrer em menor número, visto que em grande parte são informações de cadastro estático. Os erros nos dados de topologia da rede podem ser definidos como problemas no modelo elétrico, que o estimador de estado utiliza para processar a sua solução e consiste basicamente nas admitâncias dos ramos, ligações entre os nós, localização dos equipamentos, estado de chaves e bancos de capacitores, posição de tapes de transformadores e reguladores de tensão.

Estes erros podem ocorrer devido a erros de manutenção do cadastro, no que diz respeito ao material e comprimento de condutores, transferência de carga entre alimentadores não atualizadas no cadastro da rede, informações imprecisas dos fabricantes de transformadores e outros equipamentos. Outras circunstâncias não associadas ao cadastro, como a abertura de circuitos devido a defeitos na rede e variações de temperatura que influenciam na impedância dos condutores, podem causar alterações no modelo elétrico, especialmente nos sistemas de distribuição brasileiros que são predominantemente aéreos e desprotegidos.

Os erros mencionados não estão relacionados aos erros de medidas remotas, mas são tratados de maneira semelhante por diversos autores, como Clements e Ringlee (1974); Liu, Wu e Lun (1992); Habiballah e Quintana (1992) através da análise dos resíduos da estimação de estado integrada ao próprio algoritmo, evitando o prejuízo que um erro deste tipo poderá causar à solução. As referências citadas anteriormente foram aplicadas aos sistemas de transmissão, onde a realidade é de um sistema monitorado, inclusive com um nível de redundância que permite até a estimação dos parâmetros elétricos da rede, além do próprio estado do sistema (DEBS, 1974; LIU; LIM, 1995).

Todavia, a realidade dos sistemas de distribuição é sabidamente diferente da transmissão, onde existe um número elevado de barras, redes bastante complexas e um nível reduzido de monitoramento. Desta forma, imagina-se que os erros relacionados ao cadastro sejam mais facilmente resolvidos, economicamente falando, através de boas práticas de gestão e controle dos cadastros do que a partir de um monitoramento abrangente e redundante que permitisse tais estimações de parâmetros elétricos.

A fragilidade dos sistemas de distribuição aéreos, que ficam sujeitos à vegetação, tempestades, problemas decorrentes de manutenção precária nas redes, acidentes diversos, entre outros, torna os defeitos nas redes um problema

consideravelmente mais relevante do que as falhas de cadastro para a estimação de estado, devido à frequência com que estes ocorrem. Nesta tese, é proposta uma heurística integrada ao estimador de estados para identificar a presença de um defeito, bem como a nova configuração assumida pela rede elétrica. Esta heurística é disparada pelo estimador de estados sempre que o nível de incerteza das medidas ultrapassar um determinado limite. Aliado a isto, para que possa se presumir um defeito na rede é necessário verificar também a ocorrência de uma das duas situações: (1) ausência de tensão em uma medida real e variação drástica no fluxo de potência em um medidor, ou (2) apenas variação drástica no fluxo de potência em um medidor.

Segundo as duas situações anteriormente definidas, poderão ser tomadas as seguintes decisões:

- *Situação 1:* se existe um medidor de tensão V_0 desenergizado, isto implica que um defeito possa ter ocorrido na rede elétrica e a proteção desta tenha atuado, isolando o defeito. Supondo isto, caso seja possível verificar uma redução instantânea no fluxo de potência em uma medida energizada M a montante do medidor em questão, buscar desde o medidor em direção à fonte, todas as chaves do tipo fusível e religadores que possam ter atuado. Dentre estes dispositivos, selecionar o dispositivo B que tinha um fluxo de potência antes do suposto defeito, semelhante à diferença de fluxo verificada no medidor M . A Figura 5.1 mostra a simulação de um defeito a montante do medidor desenergizado V_0 . Foi verificada uma queda instantânea de 1MVA no fluxo de potência do medidor M , que se presume que possa ter ocorrido devido à abertura da chave B , que fica a montante do medidor V_0 , por onde passavam 1MVA de potência aparente. Especialmente no caso apontado, é possível presumir também que o defeito está localizado a jusante da chave B , o que pode ser uma importante informação para as equipes de manutenção tendo em vista a grande extensão de muitos alimentadores, como o VIA1-16 da Companhia Estadual de Energia Elétrica – Distribuição (CEEE-D) que possui aproximadamente 310 km de extensão total.

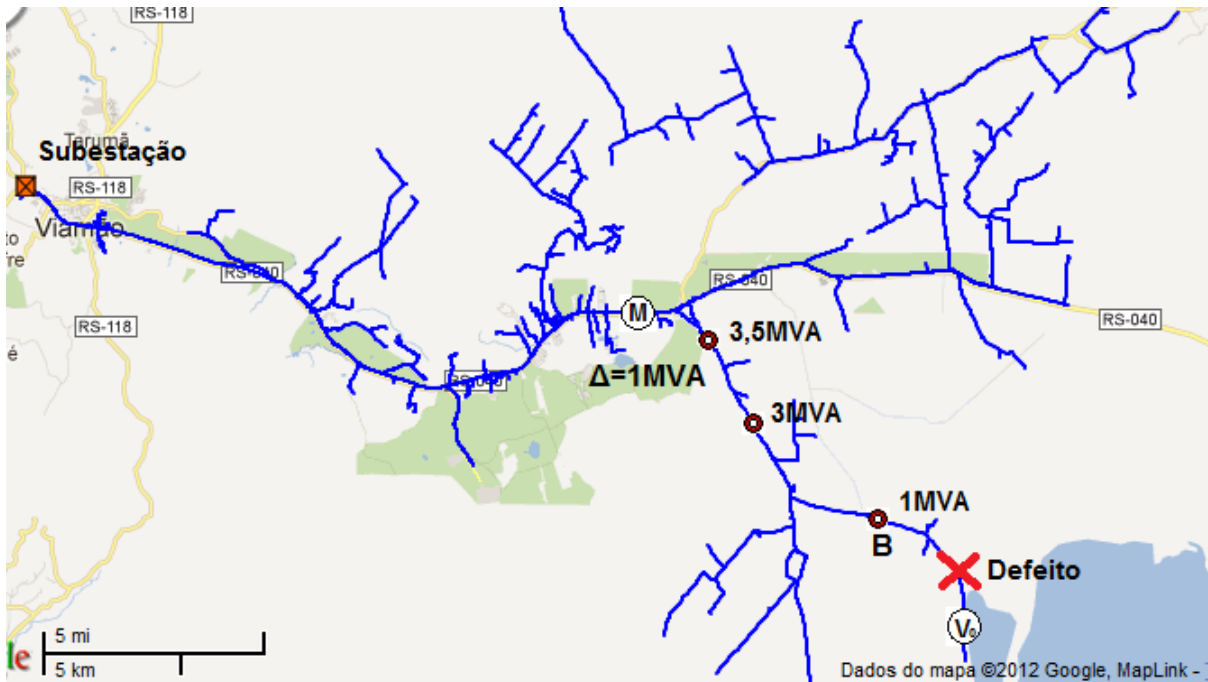


Figura 5.1 - Ocorrência de um defeito na rede

- Situação 2: nesta situação, onde não existe de fato uma medida sem tensão que indique a possibilidade de um defeito é possível apenas verificar se a variação repentina no fluxo de potência está relacionada aos estados de bancos de capacitores e fontes de geração distribuída, de acordo com os seus regimes de funcionamento.

No caso da primeira situação, é possível que o medidor de tensão fique *offline*, visto que grande parte é alimentada pela própria rede. Se o medidor estiver *offline* é necessário que exista uma redução drástica na corrente para configurar um defeito na rede e não apenas uma falha do canal de comunicação.

Na segunda situação apontada, existe a possibilidade tanto de um defeito na rede quanto de que tenha ocorrido a alteração no estado de uma fonte de geração distribuída ou mesmo de um banco de capacitores, caso estes existam e estejam localizados a jusante do medidor. Para possibilitar a estimação de estado na presença de bancos de capacitores é necessário modelar a forma de controle deste para saber o momento em que ele poderá conectar-se ou desconectar-se da rede, sendo que a melhor solução seria contar com um ponto de medida neste equipamento, que possibilitasse o monitoramento também do seu estado.

As fontes de geração distribuída instaladas nos sistemas de distribuição, podem causar um impacto considerável no estado da rede, portanto é importante

poder estimar com uma boa precisão o estado desta, através de medidas em tempo real. Assim, a heurística proposta tem o objetivo apenas de identificar defeitos na rede, prever a carga e a ramificação desenergizada, e no caso de impossibilidade de previsão alertar a operação de um possível defeito na rede bem como da impossibilidade de se obter uma estimativa de estado precisa.

5.2. Estimador de Estados Paralelo no contexto das Redes Elétricas Inteligentes

A aplicação dos métodos de estimação de estado tradicionais, como o WLS, em redes de distribuição envolve o gerenciamento de duas características importantes destes sistemas, que podem ter um impacto significativo sobre o sucesso da implantação do estimador de estados. São elas:

- Pequeno número de medidas em tempo real: mesmo com o considerável aumento da cobertura dos equipamentos de monitoramento, o panorama atual indica medidas em tempo real apenas na subestação e em alguns equipamentos monitorados ao longo da rede, como chaves telecomandadas, etc. A tendência nos próximos anos é de crescimento no número de medidores inteligentes instalados nas residências, porém devido à precária infraestrutura de comunicação, é possível imaginar que estas medidas não estarão disponíveis em tempo real. Conforme já comentado, a observabilidade só pode ser garantida através de pseudo-medidas.
- Grande complexidade da rede de distribuição: os métodos tradicionais de estimação foram largamente implementados desde a década de 70, porém em redes de transmissão, com um número de barras muito menor que a realidade de qualquer alimentador de distribuição. Mesmo com o significativo aumento na capacidade dos sistemas de computação, a grande complexidade imposta pelos sistemas de distribuição impossibilita, ou dificulta muito, o monitoramento em tempo real de uma forma integrada.

O primeiro ponto pode ser suprido através de uma adequada previsão de cargas, em um tempo de resposta adequado. O segundo ponto pode ser suprido

através de métodos de estimação de estado não integrados, que reduzem o tempo de resposta total além de possibilitar o processamento paralelo/distribuído das soluções, como os estimadores de estado multi-área apresentados no Capítulo 2.

Porém, uma das grandes fraquezas da maioria dos algoritmos MASE, conforme mostrado na Seção 2.4, é não prever a divisão das áreas ou mesmo pressupor que esta divisão já existe e é intocável. Outros trabalhos que previam esta divisão não o fizeram considerando as peculiaridades das redes de distribuição, o que pode ser outra fraqueza visto que a divisão de áreas tem grande influência tanto no desempenho quanto na precisão da estimação de estado não-integrada.

Nas próximas subseções detalhes do método nomeado IMASE (Estimador de Estados Multi-área intensivo) serão apresentados, como a forma de definição das pseudo-medidas, o modelo elétrico da rede, o algoritmo para divisão das sub-redes, além do algoritmo de estimação de estado propriamente dito.

5.2.1. Definição do conjunto de pseudo-medidas

A definição das pseudo-medidas inicia na execução do Fluxo de Potência e no ajuste das cargas, baseadas em medidas de fluxo em tempo real. Contudo, após esta execução existirão muitas possibilidades de conjuntos de medidas possíveis já que para cada transformador de distribuição, banco de capacitores ou fonte de geração distribuída existirá uma medida de injeção de potência e para cada nó ou trecho da rede também existirão medidas de fluxo de potência. O conjunto que compõe o mínimo de medidas são as medidas de injeção de potência, já que retirar alguma delas alteraria o modelo elétrico da rede e por consequência o próprio resultado. Porém as medidas de fluxo de potência entre os barramentos são dispensáveis, visto que a retirada destas em nada alteraria o modelo elétrico.

Uma solução plausível seria então utilizar todas as medidas de injeção de potência e não utilizar as de fluxo de potência como pseudo-medidas já que um conjunto menor gera matrizes menores e um custo computacional logicamente menor. Porém, a adição de medidas de fluxo de potência apresenta um aspecto positivo, que é o de reduzir o mal-condicionamento da matriz de ganho.

Desta forma, há então que existir um compromisso entre a simplicidade do modelo de medidas e uma quantidade de medidas de fluxo que garanta o efeito de

redução do mal-condicionamento. Então, as medidas de fluxo de potência consideradas são as existentes em nós onde existe uma derivação da rede elétrica, conforme mostrado na Figura 5.2.

A pequena sub-rede radial da Figura 5.2 mostra de que forma podem ser definidas as pseudo-medidas. Supondo então que o nó i seja o nó mais próximo da fonte, o nó j seja o nó com uma bifurcação da rede e os nós k e l representam duas injeções de potência. O conjunto de medidas será:

- Fluxo de Potência Ativa (P_{fluxo}): $i-j$, $j-l$ e $j-k$.
- Fluxo de Potência Reativa (Q_{fluxo}): $i-j$, $j-l$ e $j-k$.
- Injeção de Potência Ativa (P_{inj}): k e l .
- Injeção de Potência Reativa (Q_{inj}): k e l .

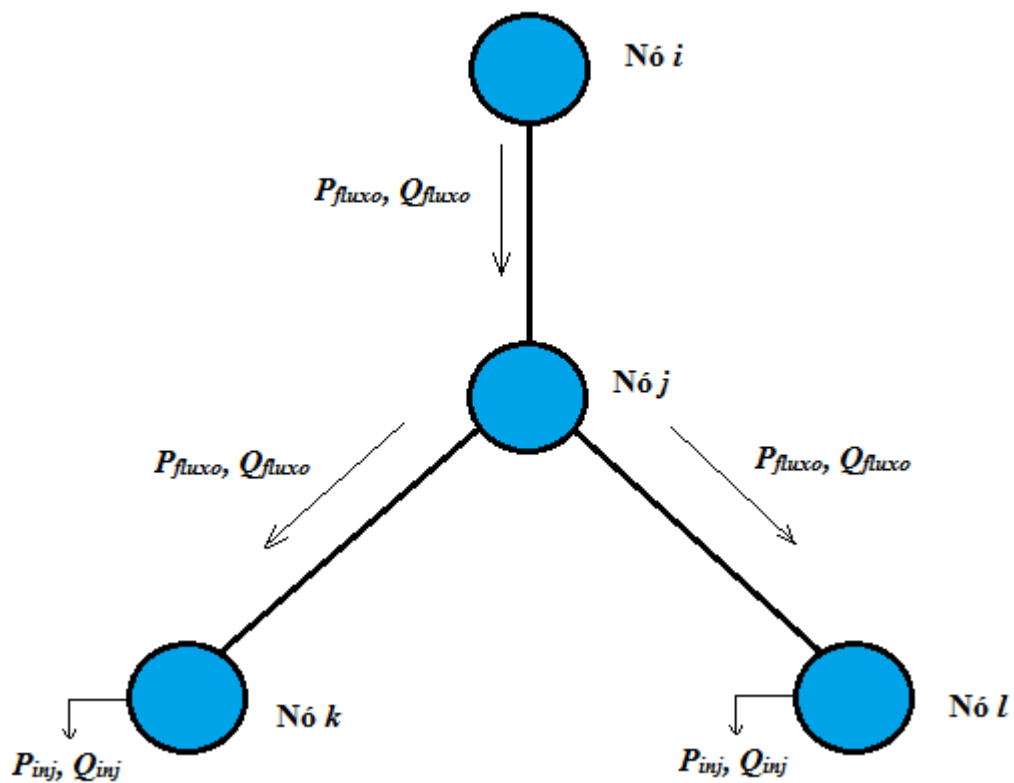


Figura 5.2 - Medidas em uma sub-rede hipotética.

Por via de regra, sempre que em um nó houver uma bifurcação deverão existir pseudo-medidas de fluxo de potência entre o nó e o nó a montante e entre este nó e os nós a jusante. Esta regra foi assim definida por ser simples e por acrescentar pseudo-medidas que são mais significativas para a representação do modelo elétrico.

Eventualmente, e dependendo da topologia da rede em questão, poderá haver uma quantidade exagerada de medidas de fluxo em relação às medidas de injeção. Estes casos devem ser identificados, e as medidas de fluxo de potência de menor valor deverão ser descartadas até que a proporção considerada adequada seja atingida. Nos testes realizados utilizou-se como proporção máxima 50% de medidas de fluxo de potência, embora em todas redes testadas o número se manteve abaixo do máximo sem a necessidade do descarte.

5.2.2. Modelo Elétrico da Rede

O modelo elétrico da rede é composto basicamente pelas características de topologia da rede, como as ligações entre os nós, as impedâncias destas ligações além das localizações de equipamentos, como reguladores de tensão, transformadores de distribuição, bancos de capacitores e chaves. Este modelo é determinado estaticamente pelo cadastro da companhia elétrica e dinamicamente através do processador topológico, que une o modelo estático ao estado atual das chaves telecomandadas e operadas manualmente, em uma matriz de admitância nó a nó da rede elétrica.

Frequentemente os cadastros guardam informações bastante detalhadas sobre a rede, de maneira que a criação do modelo elétrico diretamente a partir destas informações pode torná-lo desnecessariamente complexo. Isto acarretaria também em uma carga maior de trabalho para o estimador de estados. Então, desta maneira, as duas matrizes de entrada para o estimador são definidas:

- Matriz de Admitância: nós que não desempenham nenhum papel significativo para o modelo são descartados para a criação da matriz de admitância. Apenas nós que contém bifurcação da rede, injeção de potência, medida real, início ou fim da rede são necessários e farão parte da matriz final. Contudo, é necessário manter a impedância dos condutores que interligavam um nó significativo, tornando o modelo elétrico simplificado idêntico ao original sob o ponto de vista elétrico.
- Matriz de Medidas: as medidas reais são mantidas na forma em que são disponibilizadas pelo sistema SCADA. Já as pseudo-medidas utilizadas são as medidas de injeção e fluxo de potência calculados. Como os nós com

injeção de potência e nós com bifurcação (onde existem medidas de fluxo de potência) são significativos, a simplificação da matriz de admitância não trará maiores impactos à matriz de medidas.

As simplificações propostas no modelo elétrico garantem uma execução mais performática do DSSE ao mesmo tempo em que mantém a simplicidade de implementação e tempo de execução, pois consideram a característica radial das redes de distribuição. A Figura 5.3 mostra uma configuração típica de rede de distribuição radial com três transformadores de distribuição, além da barra da SE representados por 4 medidas de injeção de potência ativa e reativa além de uma fonte de geração distribuída (G verde) também representada por uma injeção de potência. O processo de redução transforma o modelo inicial com 13 nós em uma rede com 7 barramentos e medidas de fluxo de potência ativa e reativa nos segmentos 2-3, 3-4, 3-5 e 2-6.

O exemplo da Figura 5.3 mostra um modelo bastante simplificado para propósito de demonstração, contudo através deste método é comum reduzir uma rede longa com características rurais e pouca concentração de cargas a 1/6 do seu tamanho original, sem prejuízos para a precisão da solução. Embora esta redução esteja aqui sendo aplicada apenas para a criação das matrizes de admitância e de medidas que são entradas da estimação de estado é possível também aplicar este algoritmo de redução para a execução do Fluxo de Potência.

5.2.3. Divisão das redes

Muitas implementações dos MASE, fazem a divisão das áreas para a estimação com base em predefinições, sejam estas geográficas ou políticas, no caso da implementação de um MASE para redes elétricas inteligentes isto deixa de fazer muito sentido. Um sistema de distribuição de apenas uma cidade de médio porte facilmente atinge a casa de dezenas de milhares de barramentos ao longo de subestações e alimentadores, onde também é possível presumir que apenas este sistema seria monitorado em um único centro de controle.

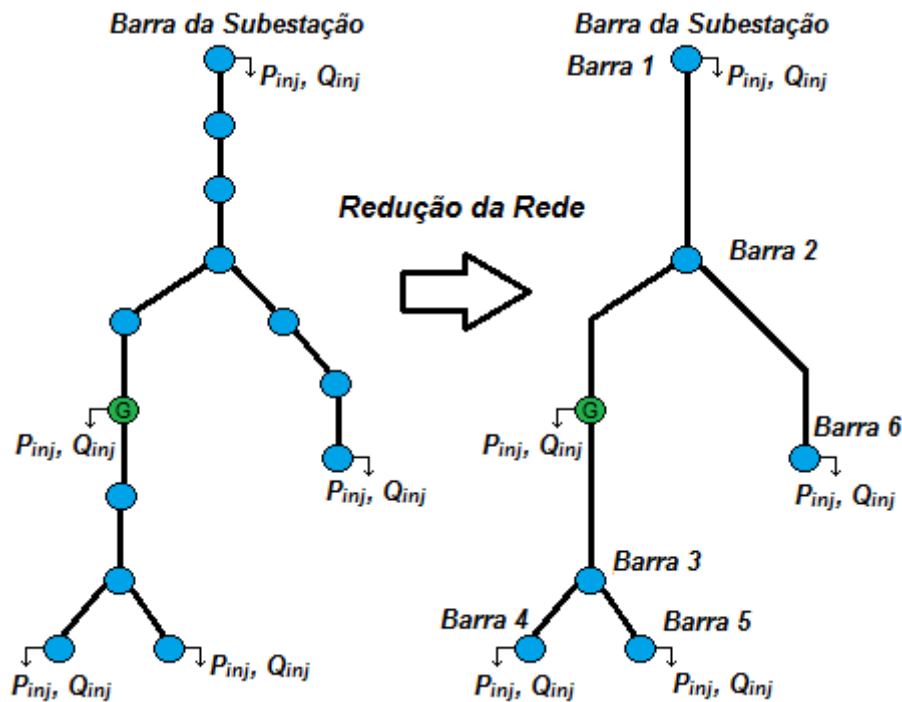


Figura 5.3 - Redução do modelo elétrico

Alguns autores dividem as redes de distribuição entre os alimentadores, onde cada um torna-se uma sub-rede. É uma abordagem interessante, especialmente em sistemas elétricos bem planejados onde os alimentadores são redes não muito complexas. A realidade brasileira onde muitos alimentadores chegam a possuir mais de 3000 nós, exige que estes alimentadores também sejam divididos para que se tenha um tempo de resposta adequado.

Por isto, o algoritmo para divisão das sub-áreas atende à premissa de criar o maior número possível de sub-redes. Contudo, estas devem atender aos seguintes critérios:

- Condição 1: Deverá possuir um número de barramentos entre os limites mínimo e máximo (entre 10 e 100 barras, por exemplo);
- Condição 2: Deverá possuir no mínimo uma medida de injeção de potência.

A topologia típica de um alimentador radial de uma rede de distribuição, em especial as redes mais longas e complexas, consiste basicamente em um caminho conhecido como tronco, que é constituído por condutores de maior capacidade de onde derivam algumas ramificações que são redes menores e normalmente com condutores de menor bitola. O algoritmo parte da premissa de utilizar o tronco como

uma sub-rede na qual estão contidos todos os barramentos de fronteira e de onde derivam as demais sub-redes que serão tratadas em estimadores distintos.

A Figura 5.4 mostra o fluxograma do algoritmo que realiza esta separação, onde ocorre a identificação do tronco e separação das sub-redes nos passos 1-4. Os passos 5-6 visam à divisão das redes criadas, no caso das mesmas ultrapassarem o limite máximo. Utiliza-se o mesmo algoritmo de forma recursiva, ou seja, considerando o ponto de ruptura da nova sub-rede como uma pseudo-barragem da subestação e o condutor que deriva deste ponto como um novo tronco. No passo 7 o próprio tronco também pode ser partido caso ultrapasse o limite de tamanho máximo.

O algoritmo apresentado é bastante próximo do algoritmo de divisão da rede para o Fluxo de Potência paralelo, apresentado no Capítulo 3. Porém, no caso da estimação de estado existe uma sensibilidade maior do desempenho em relação ao tamanho das áreas, de forma que o algoritmo inicial recebeu algumas rotinas adicionais para também quebrar áreas excessivamente grandes e até o próprio “caminho raiz” ou tronco.

Outro fato a ser considerado é que, ao contrário de outros sistemas de potência onde se usam estimadores MASE, a probabilidade de existir uma medida real em um nó de fronteira, dada a esparsidade dos medidores, é bem pequena. Inclusive existirá a possibilidade de uma ou mais sub-redes não possuírem nenhuma medida real, o que neste caso torna a pseudo-medida do nó que faz fronteira com outra sub-rede, uma pseudo-medida de maior importância que as demais. Isto se dá pelo fato de que esta outra sub-rede pode possuir ou estar mais próxima de uma medida real e isto torna necessário o uso de uma tabela de dependência entre as sub-redes. Neste caso as medidas dos nós de fronteira, além de terem um peso maior como medida, passam a ser condição para a execução do estimador naquela área com aceitável convergência. Isto quer dizer que uma área, para iniciar a estimação de estado, pode depender da estimação de estado de uma área vizinha com maior número de medidores.

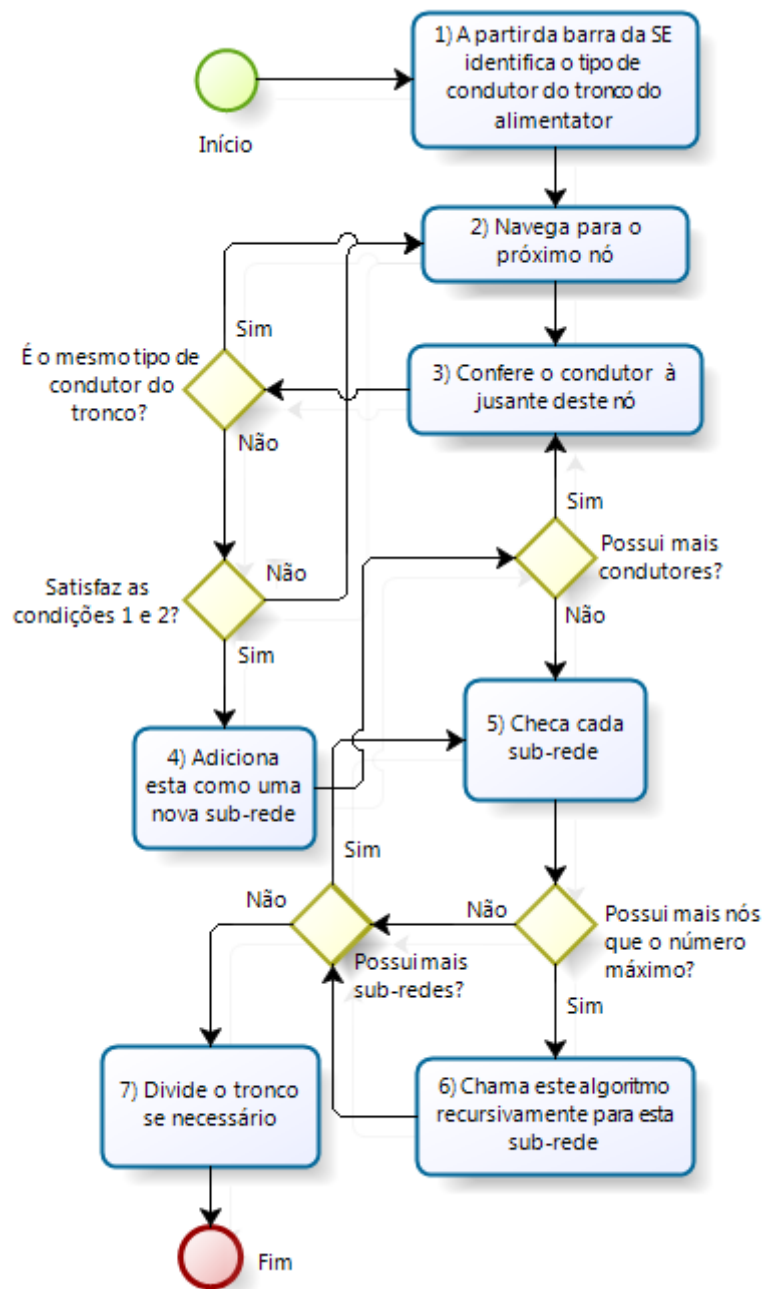


Figura 5.4 - Algoritmo para o particionamento das redes de distribuição

A Figura 5.5 mostra uma rede de distribuição onde o tronco foi partido em duas sub-redes e os laterais deste tronco geraram outras 3 sub-redes. Neste caso, apenas o nó representado pelo barramento da subestação possui medidas reais então todas as sub-redes dependem direta ou indiretamente dos resultados da rede “Tronco - S.R.1”. Desta forma, e de uma maneira geral, a tabela de dependências é formada pelas sub-redes que não possuem nenhuma medida real referenciando a sub-rede a qual fazem fronteira e que estão mais próximas de uma medida real.

Outra observação é que com a partição das redes proposta, o sincronismo será feito sobre as variáveis de estado do barramento de fronteira, o qual fará parte de duas sub-redes simultaneamente. Isto significa dizer também que a área de sobreposição neste método é por barramento de fronteira.

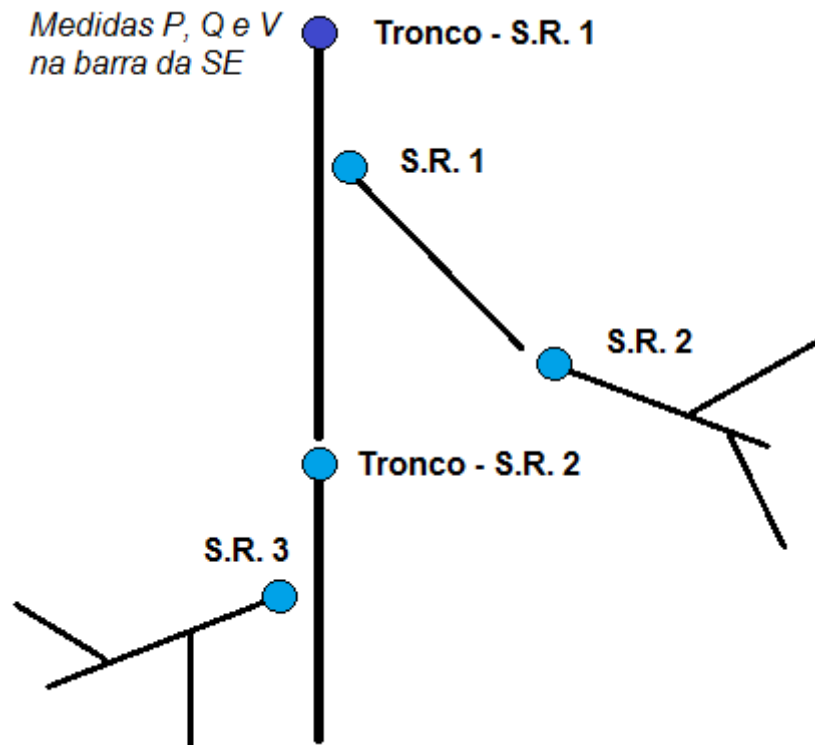


Figura 5.5 - Exemplo de uma rede radial dividida por derivações do tronco

4.2.4. Algoritmo IMASE

O estimador de estados multi-área, dadas as informações já definidas nas etapas anteriores de estimação das pseudo-medidas, bem como a definição das áreas e dependências entre estas, precisa basicamente executar uma iteração do algoritmo WLS para cada sub-rede e efetuar o sincronismo entre as variáveis de estado nos nós de fronteira, já que a coordenação é realizada em nível de iteração.

Esta troca de informações dos nós de fronteira em cada iteração favorece uma convergência mais rápida ao passo que requer uma maior transferência de informações entre os estimadores. Contudo, no caso dos MASE para redes de distribuição, é possível presumir que o sistema elétrico de uma cidade ou região será processado em um ou mais computadores (cluster) num mesmo centro de controle,

de forma que o tempo gasto com comunicação passa a ser pouco significativo frente ao ganho com a convergência mais rápida.

O algoritmo IMASE então foi separado em dois níveis para ser descrito: o primeiro nível ou estimação local e o segundo nível ou nível de coordenação.

No primeiro nível, o algoritmo pode ser descrito através das etapas (Figura 5.6):

- 1) Verifica-se se existem dependências de valores de variáveis de fronteira e que ainda não foram resolvidas. Caso sim deverá ir para a etapa 2, caso contrário a execução poderá prosseguir para a etapa 3.

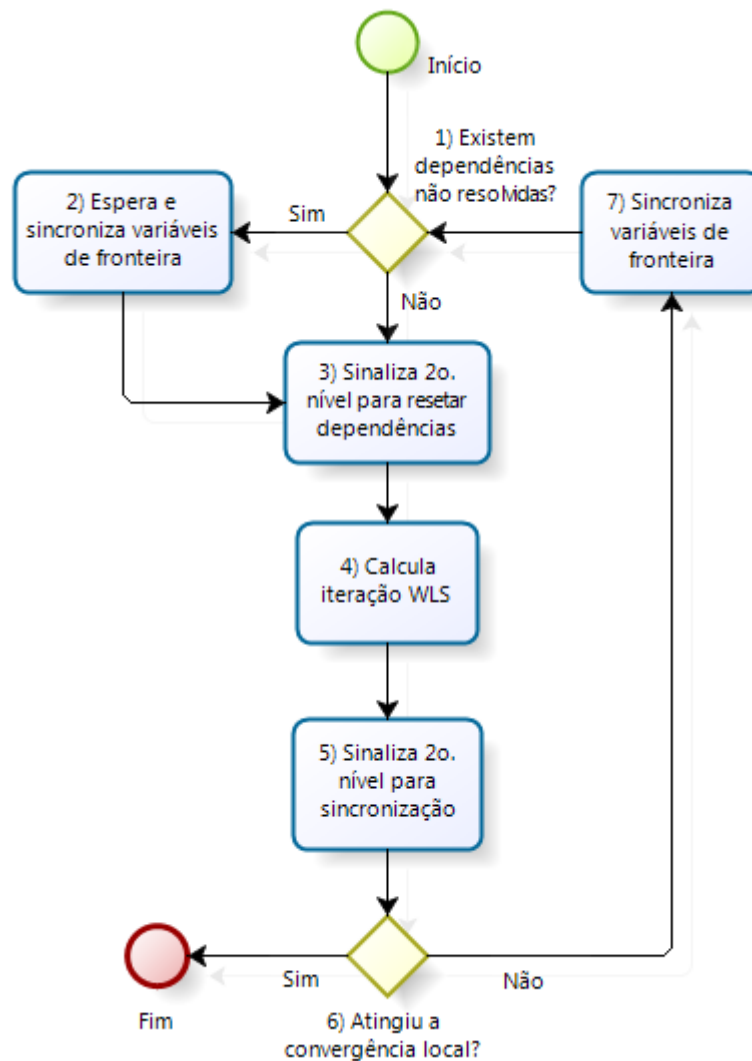


Figura 5.6 - Algoritmo IMASE para o 1º nível

- 2) Quando a execução da referida sub-área depende de uma pseudo-medida da variável de fronteira que virá da execução de outro estimador local, este estimador deverá permanecer esperando até que o outro estimador

possa compartilhar o valor daquela variável. Quando isto ocorrer, o nível de coordenação irá transmitir o valor da variável de fronteira, que será sincronizada (ver seção 5.2.5). O algoritmo então seguirá para a etapa 3.

- 3) Antes de iniciar uma nova iteração do WLS, o nível local deverá informar ao 2º nível ou coordenação que as variáveis de fronteira, que podem ser dependência de outro estimador local, estão em processamento. Neste caso as variáveis de fronteira entram em um estado inválido, e os outros estimadores que dependem destes valores são mantidos em espera pelo coordenador até que os valores tornem a ser válidos.
- 4) Processamento de uma iteração WLS com cálculo da matriz jacobiana, matriz de ganho e a inversão desta para cálculo do vetor de estados (ver Apêndice A). Após isto segue para a etapa 5.
- 5) Assim como na etapa 3, o nível de coordenação foi sinalizado para invalidar os valores das variáveis. Nesta etapa, o coordenador é sinalizado para validá-las, bem como informar o valor das próprias variáveis e variâncias.
- 6) Testa se o critério de convergência foi atingido no nível da estimação local. Isto é feito medindo-se a diferença máxima das variáveis de estado entre a iteração WLS calculada e a imediatamente anterior. Se esta diferença máxima ultrapassar o limite, a convergência não foi atingida e deverá ir para a etapa 7. Caso contrário, o algoritmo deverá terminar.
- 7) Após cada iteração, as variáveis dos nós de fronteira deverão ser sincronizadas conforme procedimento descrito na próxima seção. Algumas das variáveis poderão encontrar-se em estado inválido, por este motivo retorna-se à primeira etapa.

O IMASE no 2º Nível executa o algoritmo que comanda toda a estimação de estado multi-área, desde a divisão da rede, a criação da tabela de dependências até o sincronismo das variáveis de fronteira e a checagem da convergência global. Logo, o nível de coordenação do IMASE é realizado através das seguintes etapas (Figura 5.7):

- 1) Divisão da rede em sub-redes conforme algoritmo apresentado na seção 4.3.3.
- 2) Criação da tabela de dependências entre as sub-redes, para redes que não possuem medidas reais.

- 3) Ordenação das sub-redes para a designação de execução. É montada uma árvore de dependências a partir da tabela de dependências. Redes que não possuem dependências ficam nas primeiras posições. A partir disto, a ordem se dá pelo nível de cada rede na árvore de dependências.
- 4) A distribuição das sub-redes precisa ser realizada entre os diferentes processadores ou computadores no caso de realizar o cálculo em paralelo. Esta distribuição deverá procurar manter as relações de interdependência para serem processadas dentro de uma mesma unidade de processamento, já que dentro delas o processamento é serial. Uma distribuição que considere isto pode reduzir substancialmente o tempo de espera.
- 5) A etapa 5 marca o início da principal função do nível de coordenação, que é o sincronismo das variáveis de fronteira. Nesta etapa, ocorre apenas a espera, que acaba seguindo para a etapa 6, quando alguma variável de fronteira é recebida de algum estimador de nível local.
- 6) Nesta etapa é realizada a atualização dos valores das variáveis de fronteira entre as sub-redes envolvidas. Na seção 5.2.5 este sincronismo será melhor detalhado.
- 7) Se a variável de fronteira recebida era uma dependência para a estimação de estado em outro nível local. Esta existência de dependência é verificada na tabela de dependência, caso exista, a próxima etapa será a 8, caso contrário será a 9.
- 8) Nesta etapa é feita apenas a sinalização para a sub-rede que porventura dependa dela, para que prossiga sua execução já que os valores de fronteira já foram sincronizados.
- 9) A etapa 9 é responsável pela verificação da convergência global da estimação. A convergência global ocorre quando todos os estimadores de 1º nível atingiram sua convergência, neste caso o algoritmo termina. Caso contrário, significa que algum nível local permanece calculando, neste caso deverá retornar à etapa 5 e aguardar os novos resultados das variáveis de fronteira.

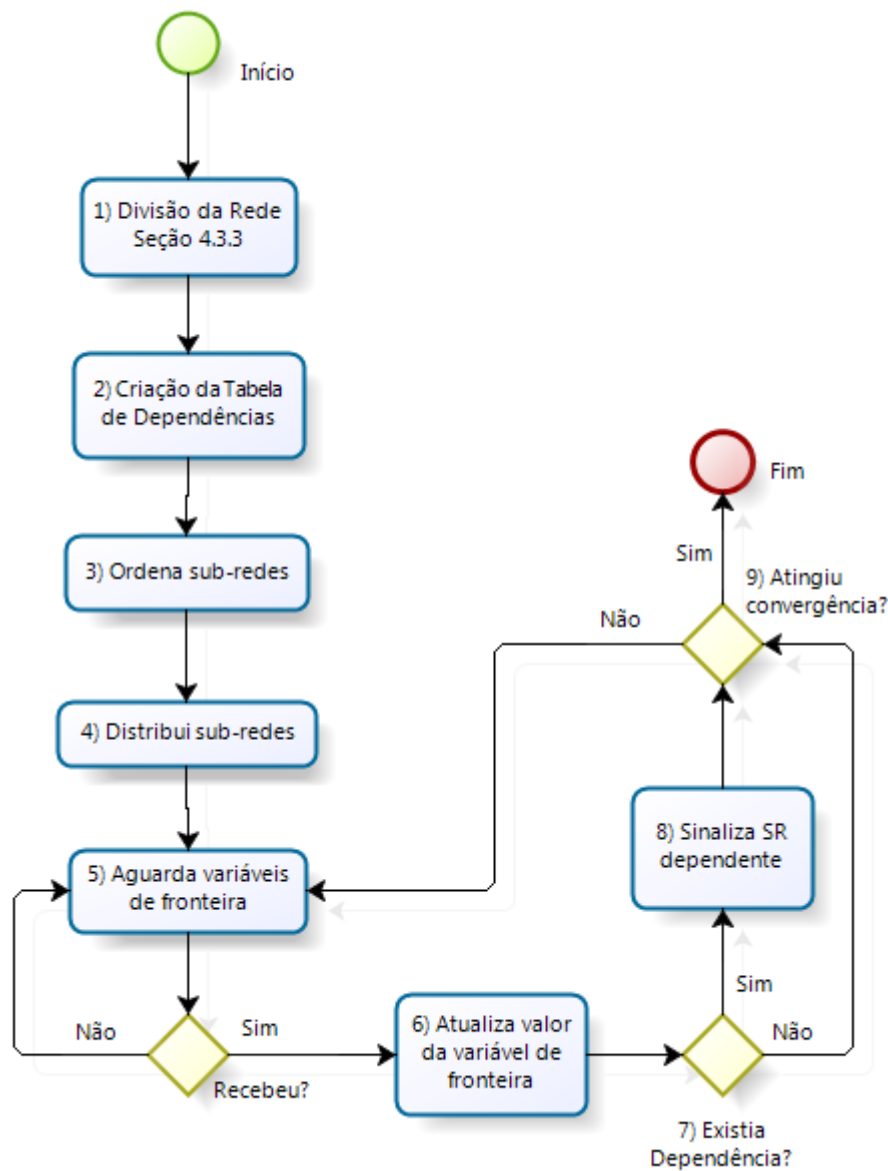


Figura 5.7 - Algoritmo IMASE para o 2º Nível

Dado o algoritmo apresentado, algumas considerações importantes a respeito do estimador IMASE:

- Dependência cíclica: com a escassez de medidas, a medida do barramento de fronteira passa a ter importância na estimação, de modo que uma área passa a depender da execução da iteração de outra área. É possível imaginar que duas, sub-redes em determinados casos, poderiam gerar uma dependência cíclica, contudo isto não é possível dada a natureza radial das redes de distribuição.
- Ângulo de Fase: por conveniência, os ângulos de fase, que fazem parte do vetor de estados, são representados relativos a um barramento de referência

que no caso é o barramento de fronteira mais próximo à SE, ou o próprio barramento da SE, no caso da sub-rede tronco. Após a convergência de todos os resultados, para a obtenção do resultado final, os ângulos de fase são transformados para a forma absoluta.

5.2.5. Sincronismo e Comunicação

Por sincronismo entende-se o evento de um estimador necessitar de determinada variável de estado do nó de fronteira e esta variável ter sido, ou estar sendo, processada em outro estimador, incluindo a própria forma de integração de uma variável de estado de um estimador local, em outro. Já a comunicação é apenas o meio e a forma em que estes estimadores sincronizados trocam a informação. Problemas de sincronismo logicamente podem afetar o desempenho do IMASE e à medida que existirem muitas dependências, o tempo de espera nos estimadores podem fazer o processamento ficar semelhante ao de um WLS integrado.

A integração de uma variável de estado de um estimador em outro é feita da seguinte forma:

- Ângulos de fase: os ângulos de fase nas sub-redes são representados de forma relativa a um barramento de referência, que no caso é o próprio barramento de fronteira. Por este motivo, não há necessidade de integração dos valores de ângulo de fase nos barramentos de fronteira, já que nas sub-redes o valor sempre será zero. Após o processo de estimação convergir é que os valores de ângulo retornam a sua forma absoluta apenas para a apresentação final dos resultados.
- Magnitude de tensão: Supondo duas sub-redes A e B , que compartilham um barramento de fronteira i :
 - O valor de tensão V_i^A será atribuído de V_i^B apenas se as variâncias cumprirem a condição $\sigma_A^2 > \sigma_B^2$, aplicando a recíproca também para o valor de V_i^B .
 - Supondo que a condição anterior seja verdadeira, então o valor atribuído na sub-rede A será incluído como uma pseudo-medida, no qual o peso desta será dado pela equação:

$$W_i^A = \frac{1}{\sigma_B^2} \quad (5.1)$$

Logicamente que para que a variável de fronteira entre as redes *A* e *B* possam ser sincronizadas, é necessário que ambas estejam em um estado válido que permita tal operação. Quem é responsável por isto é o nível de coordenação, o qual tem conhecimento prévio, através da tabela de dependências, de qual rede aguarda por qual variável. Porém, quando duas sub-redes adjacentes possuem medidas reais, não existirá entrada na tabela de dependências e mesmo assim o sincronismo será necessário para garantir uma solução muito próxima da solução de um estimador integrado. Este controle de sincronização do coordenador é feito através de uma estrutura de dados que armazena informações sobre redes e variáveis de fronteira, semelhante à Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Tabela de variáveis de fronteira (TVF)

Var. Front.	Rede 1	Rede 2	V_1	σ_1^2	Rede Aguard.	V_2	σ_2^2	Rede Aguard.
1	A	B	0,999	0,010	-	0,998	0,012	-
2	B	C	0,997	0,011	-	-	-	B

Ao final de cada iteração WLS de um estimador local (Etapa 5 – Figura 5.6), o mesmo irá comunicar ao coordenador os valores de magnitude de tensão bem como a variância associada àquela variável de fronteira, que é identificada pelo código do nó de rede. Neste momento, o coordenador irá encontrar a respectiva variável de fronteira na TVF e atualizar as entradas desta variável para a rede que fez a sincronização (Etapa 6 – Figura 5.7). Após esta atualização, o coordenador também identifica se existem outros estimadores locais aguardando o valor daquela variável de estado, através da coluna “Rede Aguard.” na TVF (Etapa 7 – Figura 5.7), em caso afirmativo estas redes são sinalizadas (Etapa 8 – Figura 5.7) bem como têm os valores sincronizados nos seus respectivos estimadores locais (Etapa 2 – Figura 5.6).

De maneira semelhante, ao início da iteração WLS o estimador local busca o valor da variável de fronteira e variância para a outra sub-rede, que é informada pelo coordenador, com base nas informações da TVF (Etapa 7 – Figura 5.6). Caso alguma variável de fronteira não esteja disponível, o estimador local deverá aguardar

a disponibilidade desta variável. Esta espera é sinalizada ao coordenador, que grava na TVF (coluna “Rede Aguard.”) quais redes aguardam por determinada variável. O processo inverso ocorre quando uma determinada variável de fronteira já existe e o estimador em nível local inicia uma nova iteração WLS. Neste caso, o estimador local sinaliza este fato para o coordenador (Etapa 3 – Figura 5.6), que invalida os valores na TVF, como por exemplo, o valor de V_2 na Rede C que se encontra inválido na Tabela 5.1.

Outro problema inerente à sincronização é a própria comunicação destes sinais e variáveis, já que as sub-redes podem ser distribuídas para diferentes computadores. Uma forma eficiente de realizar esta distribuição é separando os conceitos de “trabalho” e “trabalhador”, assim como feito no algoritmo de Fluxo de Potência Paralelo (Capítulo 3). Um trabalho é, de maneira simples, um algoritmo ou procedimento associado a dados de entrada que necessitam serem processados por uma unidade de processamento, seja ela local ou remota. Já o trabalhador é uma abstração para a própria unidade de processamento, a qual têm à disposição um trabalho em execução corrente e também uma fila de outros trabalhos que estão aguardando execução. Aplicado ao estimador IMASE proposto os “trabalhos” são o conjunto de estimadores locais em cada uma das sub-redes, os quais devem ser designados a algum trabalhador e permanecerão em execução, desde que tenham disponíveis as informações das variáveis de fronteira, devendo iterar até que seja atingida a convergência. A comunicação e sincronismo das variáveis de fronteira são feitas através do coordenador, que funciona também como *gateway* para as comunicações, já que só ele precisa saber a localização dos trabalhos e trabalhadores, conforme é possível visualizar na Figura 5.8.

Através desta implementação é possível abstrair a comunicação e mesmo a localização de cada trabalhador, já que trabalhadores podem estar no mesmo sistema computacional ou de forma distribuída em um cluster. Contudo, outra importante vantagem disto se dá através da disposição de vários trabalhos para um mesmo trabalhador, onde o trabalhador pode optar por realizar os trabalhos sem dependências não resolvidas de forma a reduzir o tempo de espera, o que minimiza o tempo gasto com sincronismo e comunicação. O coordenador deve facilitar este trabalho designando a um mesmo trabalhador trabalhos que tenham dependências relacionadas e na ordem apropriada (Etapas 3 e 4 – Figura 5.7).

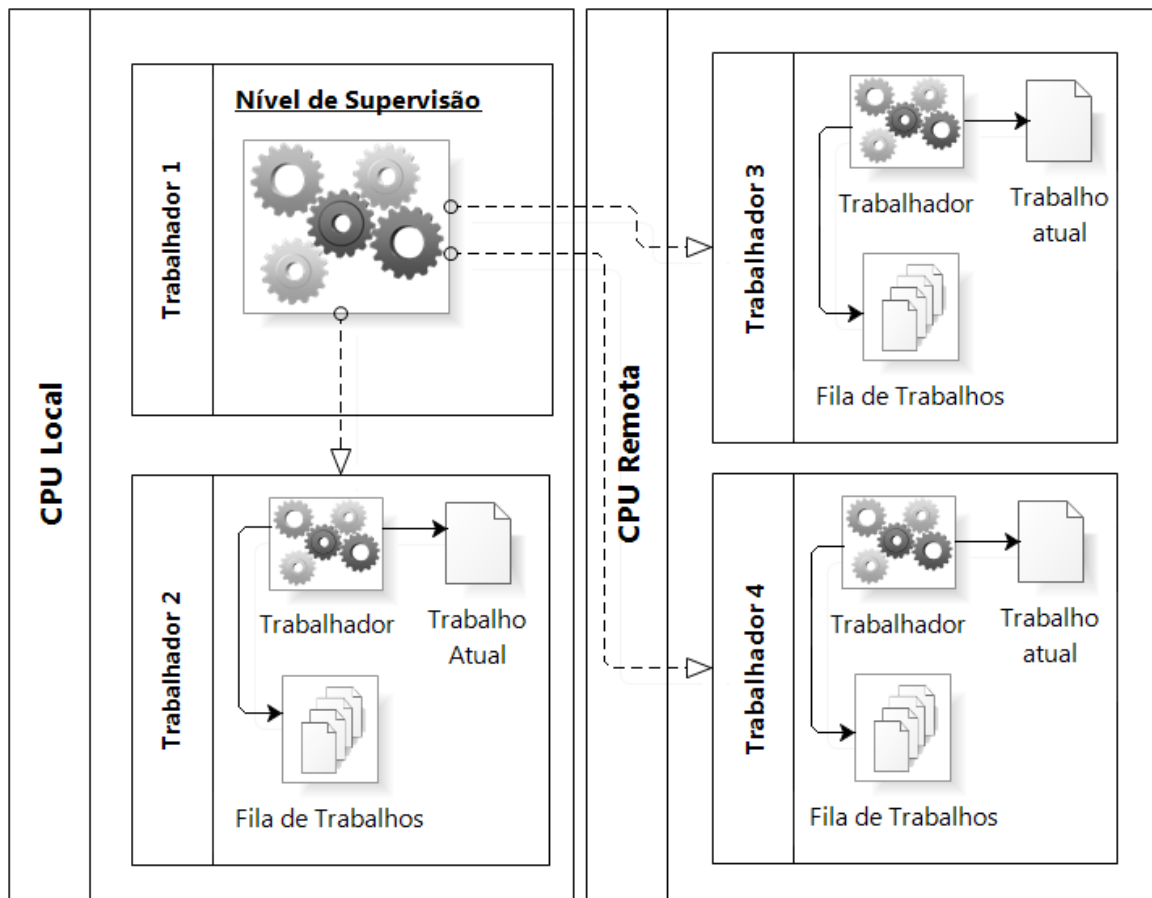


Figura 5.8 - Arquitetura de comunicação e processamento do IMASE

Toda a infra-estrutura apresentada, que engloba a divisão de sub-redes e sincronismo de variáveis, tem como maior objetivo permitir que a estimação de estado possa ser processada em paralelo em um ou mais computadores multi-processados. Cada uma das sub-redes pode ter uma iteração processada paralela e independentemente das demais e o principal ganho com isto é tornar o tempo de resposta satisfatório às aspirações de monitoramento e operação em tempo real das redes elétricas inteligentes.

5.2.6. Mal-condicionamento

A estimação de estado resolvida por um conjunto de equações lineares, como é o caso do método WLS, é conhecido por ser numericamente frágil. O mal-condicionamento da matriz de ganho leva a uma convergência lenta da solução, ou mesmo à divergência, sendo que as maiores causas disto são: o uso de medidas

virtuais associadas com pesos altos, uma grande proporção de medidas de injeção de potência e a presença de trechos de rede longos e curtos associados ao mesmo barramento. Desta forma, a adoção de algumas medidas pode mitigar estes problemas:

- Uso de medidas virtuais como restrições explícitas na estimação (ASCHMONEIT; PETERSON; ADRIAN, 1977);
- Uso de pseudo-medidas de fluxo de potência;
- As sub-redes de tamanho reduzido levam também à redução da proporção de medidas de injeção de potência em relação a outras medidas como fluxo de potência e magnitude de tensão que estão presentes no mínimo, nos barramentos de fronteira.

Entretanto, a matriz de ganho de alguma sub-rede poderá estar mal-condicionada, uma condição que pode ser previamente verificada pelo cálculo do número de condicionamento para a matriz de ganho. Se este número tiver um valor alto, algumas ações podem ser realizadas sequencialmente até que um melhor condicionamento seja atingido:

- 1) Identificação de barramentos associados com linhas de pequeno e grande comprimento, com a criação de pseudo-barramentos sem injeção de potência para quebra das linhas grandes.
- 2) Identificação de chaves representadas no modelo da rede como pequenos trechos de rede e inclusão destas pequenas impedâncias no trecho de rede adjacente.
- 3) Unir a sub-rede avaliada com alguma outra sub-rede à jusante ou à montante, buscando reduzir a proporção de medidas de injeção de potência.

Obviamente, as ações aqui apresentadas podem falhar em reduzir o mal-condicionamento da matriz de ganho. Neste caso, o uso da fatorização ortogonal ou da fatorização QR podem ser utilizadas em detrimento do método de Cholesky, já que estas são numericamente mais estáveis (SIMES-COSTA; QUINTANA, 1981). Esta alternativa deve ser utilizada com prudência, tendo em vista que os métodos citados para resolução das equações normais são bastante distintos e com uma complexidade computacional maior. Contudo, nos testes realizados que serão demonstrados nas próximas sub-seções, todos em redes reais, nenhuma ação foi

requerida pelo pequeno tamanho das sub-redes que naturalmente reduzem a proporção de medidas de injeção de potência.

5.2.7. Análise da complexidade

Um dos objetivos da metodologia proposta é tornar factível a estimação de estado em tempo real em redes de distribuição complexas e com um elevado número de nós. Contudo, antes de uma avaliação destes resultados de desempenho é necessário analisar alguns pontos que diferenciam a estimação IMASE e tornam os resultados tão favoráveis quando comparados à estimação integrada tradicional, conforme as subseções a seguir.

A divisão de uma grande rede em sub-redes menores para a finalidade de estimação de estado por si só reduz a complexidade dos cálculos tendo em vista a redução das matrizes respectivas. O cálculo mais complexo em uma iteração do SE é a inversão da matriz de ganho, que através do método de *Cholesky*, realiza $n^3/3$ operações de ponto flutuante (FLOP), onde n refere-se à dimensão desta matriz. Contudo, a complexidade assintótica deste estimador é da ordem $O(n^3)$. Nesta análise de complexidade, considera-se apenas a parte mais significativa do algoritmo e desconsideram-se constantes na equação do número de operações (PAPADIMITRIOU, 1994).

O algoritmo proposto neste trabalho para divisão de redes, tende a limitar o tamanho de cada rede em uma constante k , já que sempre que qualquer sub-rede extrapolar um tamanho pré-definido esta deverá ser quebrada. Desta forma, ao invés de processar uma rede apenas, será processado um número em torno de $\frac{n}{k}$ redes.

Por consequência, isto proporcionaria um número de FLOPS de $k^3 \cdot \frac{n}{k}$, o que torna o IMASE em análise assintótica um algoritmo de complexidade linear da ordem de $O(n)$, já que k é uma constante. Note, na Figura 5.9, a diferença no número em milhões de operações de ponto flutuante que são processadas em função do número de barramentos da rede para os dois métodos. Esta diferença de complexidade é claramente percebida quando se comparam os tempos de resposta de ambos os algoritmos, mesmo num ambiente de fraco ou mesmo nenhum paralelismo.

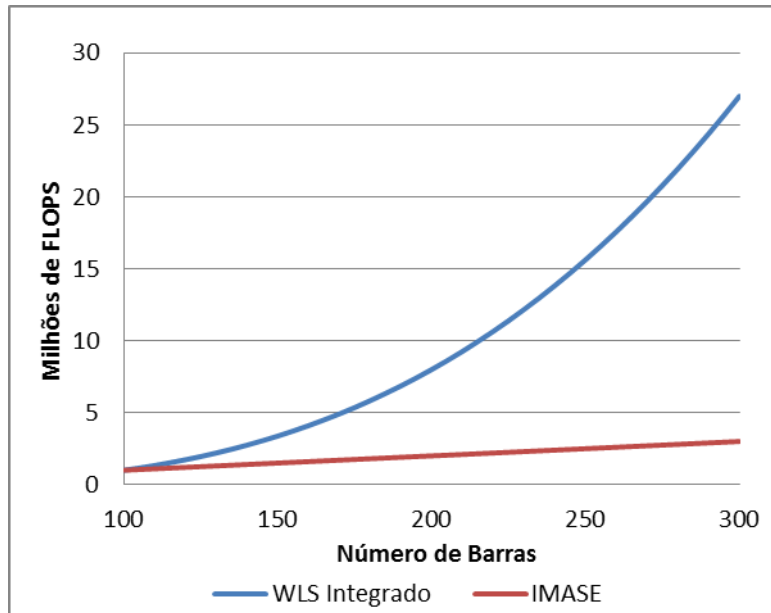


Figura 5.9 - Relação entre o número de FLOPS e o número de barramentos.

5.2.8. Simulação

Utilizou-se uma rede real para demonstrar o funcionamento do algoritmo desde o particionamento das redes até a execução da estimação de estado dividido pelas áreas. Para tal, foi selecionada um alimentador de distribuição real, porém pequeno, situado na cidade de Porto Alegre e pertencente à companhia CEEE-D. O alimentador PAL8-81 possui 448 barramentos, dos quais 38 possuem injeção de potência. A Figura 5.10 mostra a topologia da rede, onde os triângulos azuis representam os barramentos com injeção de potência e o quadrado laranja representa o transformador da subestação.

Como primeiro passo para a divisão do alimentador em sub-redes tem-se a busca pelo caminho raiz, que como base de onde irão derivar as sub-redes do alimentador radial. O caminho raiz pode ser traçado do nó em fim de linha mais distante da fonte em distância absoluta ou em quantidade de nós neste caminho. Como os vãos de rede entre os nós não variam muito em distância, normalmente os dois métodos obtém o mesmo resultado. O caminho raiz para o alimentador de simulação pode ser visto na Figura 5.10, representado pela linha preta de maior espessura.

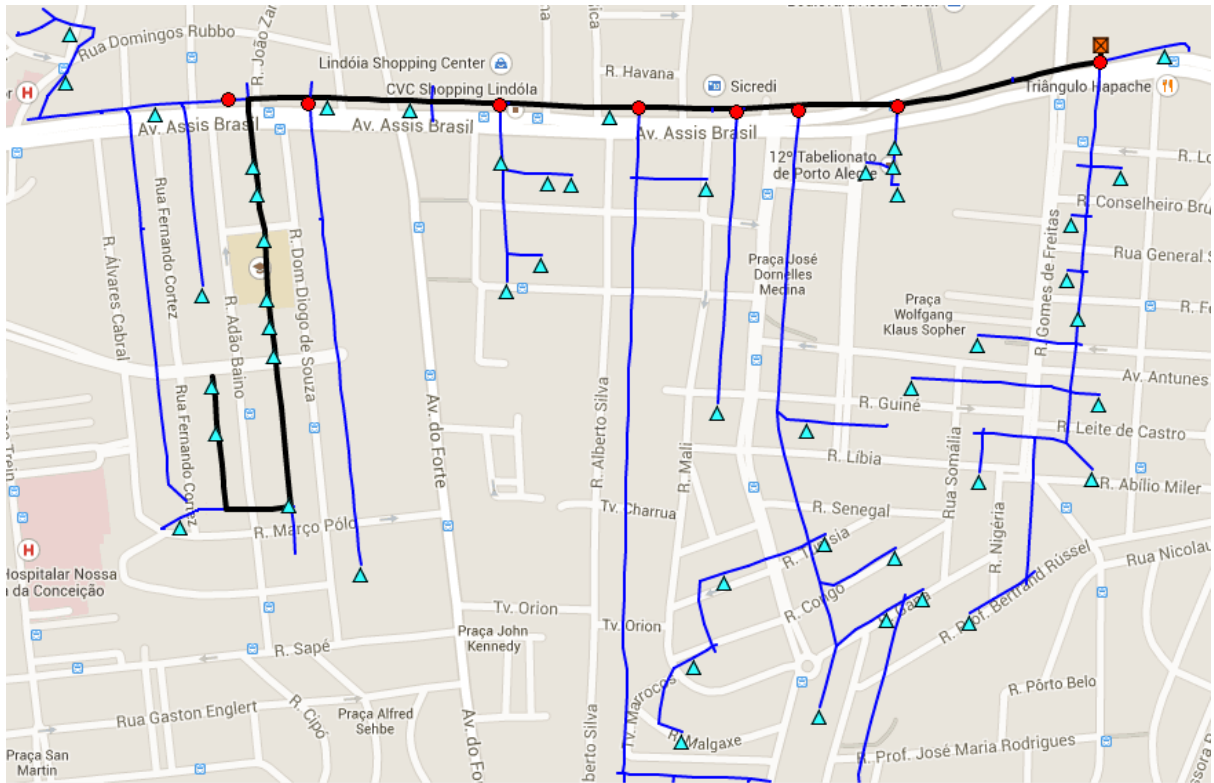


Figura 5.10 - Caminho raiz e nós de fronteira em uma rede de testes

Qualquer derivação do caminho raiz origina uma sub-área desde que esta atenda os requisitos mínimos para tal. Nesta simulação os seguintes requisitos foram atribuídos:

- Possuir pelo menos uma injeção de potência;
- Possuir um número de barramentos entre 10 e 150.

Na Figura 4.10 as derivações que originam sub-redes, pois se enquadraram nos dois critérios, possuem um círculo vermelho que representa o nó de fronteira entre as duas redes. As derivações do caminho raiz que não possuem o nó de fronteira não se enquadraram nos requisitos mínimos das sub-redes e pertencerão ao estimador do caminho raiz, mesmo não pertencendo a este. A sub-rede formada pelo caminho raiz acrescido das derivações que não puderam se enquadrar como sub-rede, poderia também ser particionado, contudo como o seu tamanho é menor que o máximo estabelecido, este procedimento não foi necessário.

A Figura 5.11 mostra a divisão já realizada com todas as sub-áreas devidamente identificadas, além do próprio caminho raiz que juntos totalizam 8 sub-áreas.

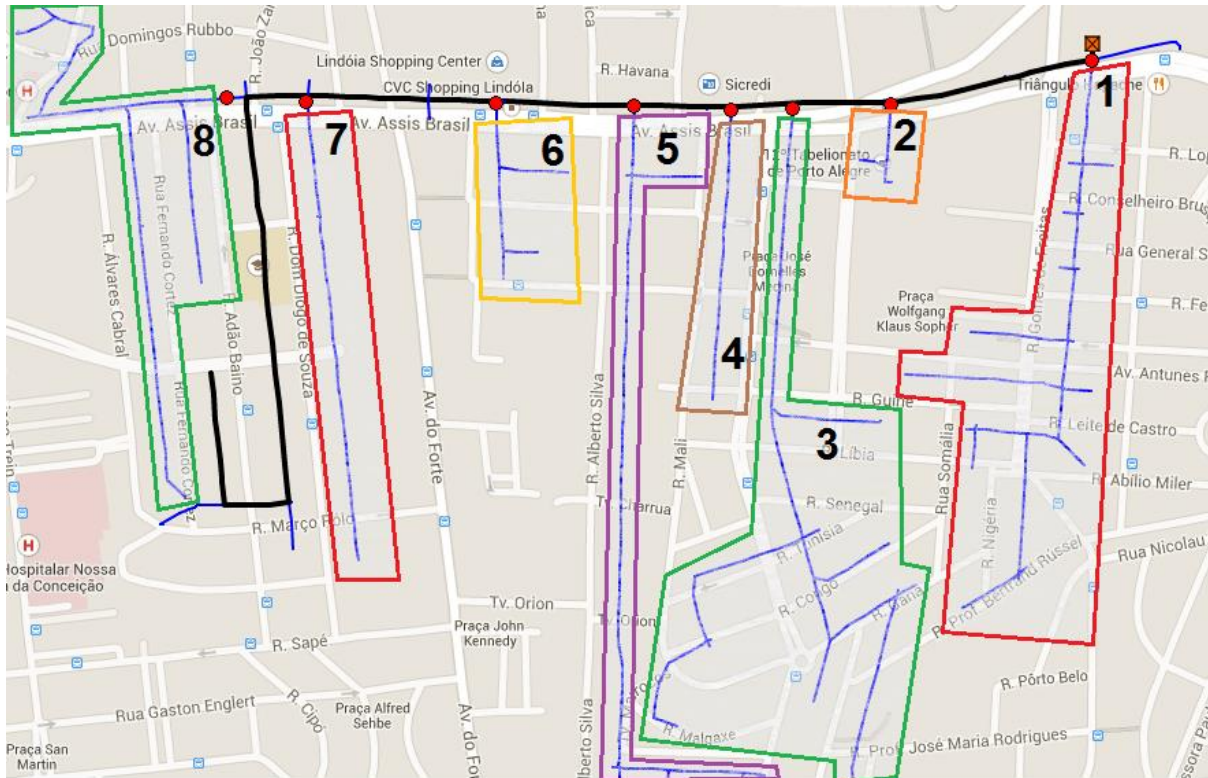


Figura 5.11 - Topologia das sub-redes em uma rede de testes.

A partir disto pode ser feita a redução da rede, de onde se retiram todos os nós que não possuem papel significativo do ponto de vista do modelo elétrico. A Tabela 5.2 mostra detalhes sobre as sub-redes geradas a partir do alimentador PAL8-81, com o número da sub-rede na coluna 1 e o código do nó de fronteira entre a sub-rede e o caminho raiz. As colunas 3 e 4 mostram a quantidade de barramentos existente em cada rede antes e após o processo de simplificação que retira os nós sem papel significativo no modelo. As colunas 5, 6 e 7 mostram as quantidades de medidas de tensão, injeção de potência e fluxo de potência existentes em cada uma das sub-redes.

As únicas medidas reais neste alimentador estão localizadas na barra da subestação, de forma que todas as outras medidas foram geradas no processo de geração de pseudo-medidas. No Anexo 1 estão disponíveis todas as matrizes de medidas e de admitâncias para cada uma das sub-redes da rede teste POA8-81.

A partir da criação das matrizes necessárias é possível iniciar a estimação. Porém como só existe uma medida real em toda a rede, todas as sub-redes dependem da estimação de estado nesta para iniciarem as suas estimações. Como as sub-redes também não precisaram ser partidas a dependência entre cada sub-rede e a rede tronco, ou caminho raiz acontece de forma direta. O controle de que

rede depende de que rede para iniciar a estimação é realizado pela matriz de dependências conforme a Tabela 5.3.

Tabela 5.2 – Detalhes das sub-redes geradas em um alimentador de testes

Nº S.R.	Nº Nó fronteira	Nº de Barram. (original)	Nº Barram. (redução)	Quantidade de Medidas		
				Tensão	Inj. Pot.	Fluxo Pot.
1	9434	76	20	1	10	17
2	9599	12	6	1	4	1
3	9424	79	16	1	9	13
4	9309	17	2	1	1	0
5	9638	58	9	1	4	8
6	9636	16	8	1	5	4
7	9554	28	3	1	1	1
8	9542	63	11	1	4	11
Tronco	-	99	40	1	26	26

Tabela 5.3 – Tabela de Dependências

Nº Subrede	Depende de:
1	Tronco
2	Tronco
3	Tronco
4	Tronco
5	Tronco
6	Tronco
7	Tronco
8	Tronco

A partir disto e seguindo o algoritmo descrito na Figura 5.6, a estimação de estado vai sendo calculada para cada sub-rede, sempre após a iteração do estimador do caminho raiz, por este ser dependência. A tabela de variáveis de fronteira para a primeira iteração está exposta na Tabela 5.4. A única variável de estado compartilhada é a tensão, mostrado em p.u. bem como o desvio padrão associado à variável de estado. É possível notar que nesta iteração, os valores referentes aos estimadores das sub-redes, permanecem em branco, porém aguardando a variável de fronteira do estimador da rede tronco.

Tabela 5.4 – Tabela de variáveis de fronteira (TVF) para o alimentador de testes

Var. Front.	Rede 1	Rede 2	V_1	σ_1	Rede Aguard.	V_2	σ_2	Rede Aguard.
9434	Tronco	SR 1	0,9999169901	0,0100008762	SR 1	-	-	-
9599	Tronco	SR 2	0,9997720855	0,0100000608	SR 2	-	-	-
9424	Tronco	SR3	0,9997814554	0,0100022779	SR 3	-	-	-
9309	Tronco	SR4	0,9998144699	0,0100019724	SR 4	-	-	-
9638	Tronco	SR 5	0,9998780357	0,0100013528	SR 5	-	-	-
9636	Tronco	SR 6	0,9999829567	0,0100004400	SR 6	-	-	-
9554	Tronco	SR 7	0,9995429421	0,0100051866	SR 7	-	-	-
9542	Tronco	SR 8	0,9993928819	0,0100065939	SR 8	-	-	-

A Tabela 5.5 mostra os demais valores assumidos para as variáveis de fronteira nas demais iterações. No caso do alimentador de testes a convergência foi atingida já na segunda iteração. No Anexo A são mostradas as tabelas com os valores por barramento para cada uma das subredes.

Tabela 5.5 – Valor das variáveis de fronteira durante a estimação no alimentador de testes

Nº SR	Nº Nó fronteira	Iteração 1		Iteração 2	
		V	σ	V	σ
1	9434	0,9999169901	0,0100008762	0,9999169901	0,0100008762
2	9599	0,9997720855	0,0100000608	0,9997732027	0,0100023176
3	9424	0,9997814554	0,0100022779	0,9997814554	0,0100022779
4	9309	0,9998144699	0,0100019724	0,9998144699	0,0100019724
5	9638	0,9998780357	0,0100013528	0,9998780357	0,0100013528
6	9636	0,9999829567	0,0100004400	0,9999829567	0,0100004400
7	9554	0,9995429421	0,0100051866	0,9995429421	0,0100051866
8	9542	0,9993928819	0,0100065939	0,9993928819	0,0100065939

5.2.9. Testes de Desempenho

Com o objetivo de verificar o comportamento dos métodos propostos, testes foram realizados em quatro redes de distribuição brasileiras, localizadas no estado do Rio Grande do Sul e pertencentes à CEEE-D. As redes foram especialmente selecionadas dada a diversidade de suas topologias e complexidades, de forma que os testes realmente pudessem ser representativos de uma aplicação em ambiente

simulado, porém muito próximo do real. Estas redes possuem diferentes tamanhos variando de 448 a 4554 barramentos, podem ser vistas na Figura 5.12.

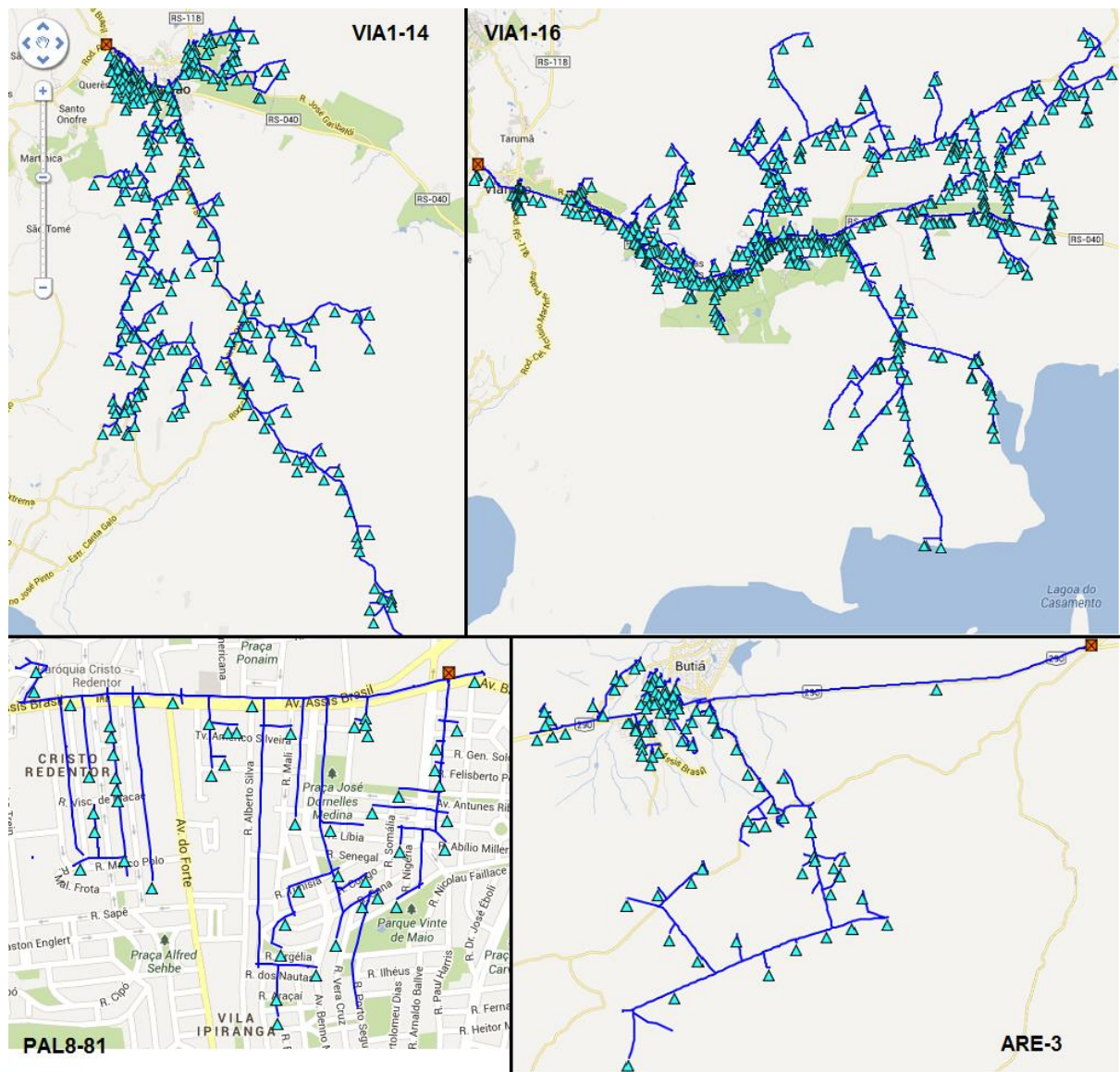


Figura 5.12 - Topologia de 4 redes de distribuição utilizadas para testes

A rede PAL8-81 cobre apenas regiões urbanas, já as redes ARE-3, VIA1-14 e VIA1-16 misturam áreas urbanas e rurais, com uma alta complexidade e mais de 400km de comprimento de rede total.

Os quatro alimentadores utilizados nos testes tinham apenas um único medidor real localizado no barramento da subestação, com medidas de fluxo de potência e magnitude da tensão. Além disto, pseudo-medidas foram utilizadas para representar os transformadores de distribuição, como injeções de potência, além de usadas nos dois lados de cada barramento de fronteira, conforme metodologia descrita em seções anteriores. Estas informações sobre o número de barramentos,

sub-áreas, número de pseudo-medidas de injeção e fluxo de potência e dados transferidos entre os estimadores locais e o nível de coordenação podem ser vistos na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Informações sobre as redes utilizadas nos testes

Rede	Nº Sub-áreas	Nº Medidas		
		Injeção de Potência	Fluxo de Potência	Magnitude de Tensão
PAL8-81	9	64	40	9
ARE-3	16	116	69	16
VIA1-14	39	342	342	39
VIA1-16	76	622	227	76

Algumas observações sobre a Tabela 5.6:

- O número de barramentos sem injeção de potência é relativamente alto devido a grande complexidade das redes. As redes poderiam sofrer um processo de simplificação ainda maior que o apresentado na Seção 5.2.2, retirando muitos destes barramentos. Contudo, em todos os casos estes nós são significativos para o usuário final, como nós com relés de proteção, chaves para manobras, etc.
- Existem muitas pseudo-medidas de fluxo de potência, que foram geradas para minimizar problemas de mal-condicionamento. Estas medidas estão localizadas nos nós com derivações, e foram obtidas através de previsões após a execução do algoritmo de Fluxo de Potência.
- O número de pseudo-medidas de tensão é igual ao número de sub-áreas menos 1, já que o barramento da subestação possui uma medida real deste tipo.

O principal teste a ser realizado é comparar o tempo de resposta de uma implementação do WLS Clássico Integrado contra o algoritmo IMASE proposto para as diferentes redes já apresentadas. Os resultados mostrados na Figura 5.13 estão apresentados em valores de segundos de execução em dois processadores Intel Core i7-4610, que possui dois núcleos por unidade, equivalendo a quatro unidades de processamento independentes. Os resultados são equivalentes à análise assintótica dos algoritmos apresentada na Seção 5.2.7, onde é notável o crescimento linear no tempo de resposta do IMASE em relação ao número de

barramentos. Crescimento este muito mais favorável que o não-linear atribuído ao WLS Clássico.

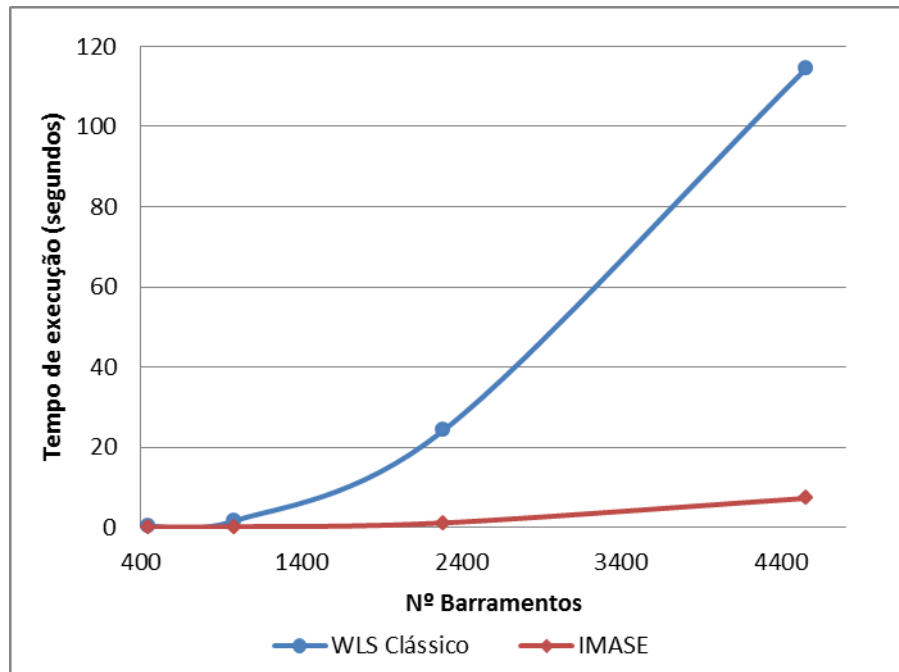


Figura 5.13 - Tempos de resposta IMASE vs. WLS Clássico

De fato, seria natural também comparar os resultados do IMASE com outros métodos que usam fatoração ótima da matriz de ganho que não apenas o método de *Cholesky*. Porém, melhorias na fatoração da matriz de ganho podem também serem aplicadas ao IMASE, de modo que se considerou mais justo para propósitos de comparação o uso do mesmo método de fatoração nos dois algoritmos.

Na Tabela 5.7 é possível analisar os rastros de execução para o algoritmo paralelo, onde também pode-se analisar questões relacionadas com o sincronismo e a comunicação entre os diferentes estimadores. O sistema utilizado para testes possui 4 processadores físicos, de forma que quatro trabalhadores foram criados para o processamento dos estimadores locais da sub-áreas (1º Nível) além do algoritmo do Coordenador (2º Nível).

O volume de dados transferidos em bytes pode ser observado na segunda coluna da Tabela 5.7, que expõe o volume de bytes transferidos nas comunicações entre o nível de coordenação e os trabalhadores. Foi considerado todo o tráfego de informações, embora as comunicações entre coordenador e trabalhador na mesma CPU sejam feitas através de memória compartilhada e não gerem tráfego de informações na rede.

Tabela 5.7 – Rastros de Execução

Rede	Dados Transf. (bytes)	Trabalhador 1		Trabalhador 2		Trabalhador 3		Trabalhador 4	
		Nº Trab.	T.E. Rel.*	Nº Trab.	T.E. Rel.*	Nº Trab.	T.E. Rel.*	Nº Trab.	T.E. Rel.*
PAL8-81	832	10	0	0	0	3	0	3	15,38
ARE-3	1.664	5	0,13	10	24,02	19	23,17	10	0
VIA1-14	3.968	30	26,4	26	13,68	25	27,17	36	8,1
VIA1-16	7.872	80	28,02	76	27,78	68	26,8	75	28,36

* Tempo de Espera Relativo (%)

Nas outras colunas 3 e 4 da Tabela 5.7 (e em pares para cada trabalhador) estão a quantidade de trabalhos executados (é considerado 1 trabalho cada iteração WLS de cada sub-área), além do tempo de espera (T.E. Rel.), que é calculado em percentual do tempo total de execução do algoritmo na rede como um todo, para cada trabalhador. Note que os tempos de espera podem ser relacionados com o número de sub-áreas, ou o tamanho da rede toda, onde uma rede mais complexa possui um maior nível de interdependência gerando um maior tempo de espera para o sincronismo.

Particularmente, as redes reais usadas no teste possuem apenas um medidor real localizado no barramento da subestação, implicando que mesmo com otimização na distribuição dos trabalhos, a cada iteração um grande número de sub-redes vai precisar esperar pela estimativa no caminho raiz. É uma consequência negativa da estimativa IMASE, porém com uma quantidade tão pequena de medidas reais, a convergência seria muito mais lenta em qualquer MASE se não houvesse esta trava.

Entretanto, o resultado pode ser considerado positivo já que o tempo de espera não excedeu 30% do tempo total mesmo no caso mais complexo, o que também justifica o ganho em tempo de processamento com o IMASE. Normalmente, outra medida bem posicionada (na metade do tronco do alimentador) poderia reduzir este tempo de espera pela metade, por exemplo.

Outro ponto que pode ser observado é que algumas características como a radialidade e a medição única localizada na subestação fazem com que as redes VIA1-14 e VIA1-16 sejam o pior caso no quesito tempo de espera. Contudo, considerando o alto nível de monitoramento e automação que é esperado com o desenvolvimento das redes elétricas inteligentes, incluindo o uso de medidores inteligentes, o nível de interdependência entre as áreas tende a ser muito menor,

favorecendo o paralelismo e o tempo de resposta, bem como reduzindo os tempos de espera.

Finalmente, a Tabela 5.8 mostra a média dos valores de desvio padrão para as variáveis de estado em todas as redes testadas. Não foram encontradas diferenças significativas em termos de precisão na solução IMASE quando comparado ao WLS Integrado. Porém, como esperado o WLS Integrado mostra desvios padrão ligeiramente menores. Assim como ocorre com todas as soluções MASE da literatura, as diferenças de precisão são insignificantes frente aos benefícios.

Tabela 5.8 – Precisão do IMASE vs. WLS Clássico / Integrado

Método	Rede	V (p.u.)	Θ (°)
WLS Clássico / Integrado	PAL8-81	0,0100	0,0045
	ARE-3	0,0053	0,0084
	VIA1-14	0,0101	0,0160
	VIA1-16	0,0097	0,0340
IMASE	PAL8-81	0,0113	0,0134
	ARE-3	0,0102	0,0151
	VIA1-14	0,0108	0,0270
	VIA1-16	0,0109	0,0900

5.3. Conclusão do Capítulo

A estimação de estado é um tema que vem sendo abordado há algumas décadas, especialmente nos sistemas de transmissão, onde o método WLS tem se destacado pela confiabilidade dos seus resultados. Todavia, trazer estas metodologias consagradas para o ambiente *smart grid* requer um esforço na adaptação a um ambiente híbrido, com um inicial e relativo baixo nível de monitoramento, medidores que poderão não ser tão precisos e unir tudo isto a redes que frequentemente são grandes e complexas.

As redes elétricas inteligentes serão uma realidade nos próximos anos e o monitoramento em tempo real será uma aplicação de extrema importância para todas as outras funções de gerenciamento inteligentes. Desta forma a presente tese apresentou uma metodologia para implementação paralela e multi-área da

estimação de estados, o IMASE. Esta implementação possibilita uma redução no uso de memória e, principalmente, uma redução no tempo de execução da estimação. Testes mostraram que mesmo com uma infra-estrutura de processamento bastante simples, foi possível obter tempos de resposta de poucos segundos em redes com milhares de barramentos, tornando possível o uso destes resultados em aplicações de tempo real, como gerenciamento de recursos distribuídos de energia, estudo de reconfiguração, controle de tensão, entre outros. Os testes também demonstraram não haver diferença significativa em termos de precisão entre a solução obtida pelo IMASE e a solução obtida pelo WLS clássico, executado de forma integrada. Outro problema muito comum na estimação de estado em redes de distribuição, que é o mal-condicionamento da matriz de ganho também não foi verificado em testes realizados em redes reais com as mais diversas características.

Outro assunto abordado foi a preparação para a estimação de estado que envolve a localização de medidores, preparação das medidas e preparação do modelo elétrico (topologia). Os erros de topologia são bastante importantes na medida em que as redes de distribuição aéreas estão muito sujeitas a defeitos, e este tipo de erro além de difícil de ser identificado pelo estimador, torna a solução imprecisa ou mesmo impossível. Foram definidas possíveis situações de defeitos, onde foram determinadas ações que podem ser tomadas em vista de identificar a nova topologia da rede e restabelecer a estimação de estado.

6. DESENVOLVIMENTO DA FERRAMENTA ASW

Este capítulo tem por objetivo apresentar aplicações práticas das metodologias propostas. O Software ASW (acrônimo para Análise de Sistemas de Distribuição Web) será aplicado para testes em um alimentador real da companhia CEEE-D.

6.1. Objetivos e Requisitos do Software

Os conceitos estudados e metodologias desenvolvidas nesta tese serão aplicados em uma ferramenta computacional para estimação de estado e cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição, considerando as especificidades associadas às redes elétricas inteligentes. Pretende-se que esta ferramenta possibilite buscar formas otimizadas de operação do sistema elétrico de uma maneira ativa, através de decisões tomadas com base em estudos em tempo real, da forma como se propõem as *smart grids*. A idéia também é permitir que outras opções possam, futuramente, ser agregadas ao aplicativo como funcionalidades para as equipes de manutenção ou mesmo para os usuários da rede, já que estas interações entre as companhias elétricas e os seus clientes se tornarão mais usuais, não se restringindo apenas às questões de fatura de energia.

Considerando, portanto, a inevitável evolução das atuais redes de distribuição para sistemas inteligentes de distribuição, é importante que a ferramenta computacional esteja disponível e acessível de qualquer dispositivo, especialmente os dispositivos móveis que nos últimos anos têm crescido muito em sua aplicação. Contudo, existem restrições de capacidade nestes dispositivos que podem impedir o processamento de um volume muito grande de informações, como às relacionadas ao estimador de estado, por exemplo, restrições estas que deverão ser contornadas pelo software de forma que os usuários tenham a melhor usabilidade possível.

Outros requisitos importantes da ferramenta dizem respeito ao apoio à decisão pelo ponto de vista dos engenheiros de operação. O software deve possibilitar aos usuários simular ações na rede, verificando o seu impacto nos indicadores, sem que estas ações sejam efetivamente realizadas nos dispositivos da

rede. Mesmo quando não atuar de forma autônoma, o software poderá dar este suporte na decisão de operação da rede de distribuição.

Outra importante característica é a de gravar os estados da rede ao longo do tempo, de forma a possibilitar a simulação e análise de um estado anterior do sistema. Isto possibilitaria inclusive a auditoria das operações feitas pelos operadores bem como as que o sistema tomou de forma autônoma, tornando possível a análise das condições em que a rede se encontrava quando tais decisões foram tomadas.

Os engenheiros, conforme as experiências de cada um, devem ter a possibilidade de dinamicamente influenciar as decisões que o sistema toma, impondo restrições e definindo prioridades de julgamento dos critérios de tomada de decisão. Desta forma entende-se que os principais requisitos do aplicativo desenvolvido devam ser:

- Comunicar-se com todos os dispositivos inteligentes do sistema elétrico;
- Ter à disposição sempre um estado fiável do sistema, e quando isto não for possível deverá possuir um modo de operação em emergência;
- Possuir um processamento centralizado que permita que dispositivos com pouco poder de processamento possam ter acesso às funções do sistema de forma integral (permitir a mobilidade no acesso);
- Possibilitar aos engenheiros de operação simularem decisões de operação e verificarem o comportamento da rede, em caráter permanente;
- Possibilitar aos engenheiros de operação analisarem o estado passado do sistema;
- Possibilitar aos engenheiros de operação a inclusão de restrições e a definição de prioridades para a tomada de decisões autônoma do sistema.

6.2. Arquitetura Lógica do Sistema

A arquitetura do sistema tem uma relação direta com o requisito de execução em ambientes móveis com baixo poder de processamento, tendo em vista que através dela podem-se definir camadas de software que permitam estes tipos de uso. Sendo assim, a arquitetura três camadas (FOWLER, 2003, pp. 35), ou multi-camadas, vem sendo amplamente utilizada em sistemas de informação por ser um

padrão de projeto que possui inúmeras vantagens, dentre as quais se destaca exatamente esta capacidade de desacoplamento entre o processamento da lógica e a apresentação. Desta forma, as três camadas são definidas a seguir:

- Camada de Apresentação: é a camada que fica no nível mais alto do software, sendo responsável apenas pelo processamento necessário à apresentação das informações já processadas, nos dispositivos de saída;
- Camada de Aplicação: é a camada responsável pelo processamento da lógica relativa à modelagem do problema que o software se propõe a resolver. Todas as regras e restrições relativas a esta modelagem ficam concentradas nesta camada;
- Camada de Dados: é a camada de mais baixo nível, sendo responsável por armazenar e permitir recuperar os dados a serem utilizados na camada de aplicação. No caso das informações serem obtidas em tempo real, esta camada também é responsável por esta comunicação.

O software ASW, por sua vez, foi desenvolvido utilizando este padrão de projeto multi-camadas. Através dele, o processamento fica concentrado na camada de aplicação do software, que estará executando em um servidor central. Este servidor possuirá um poder de processamento compatível com a complexidade dos algoritmos propostos e permitirá que a camada de apresentação seja executada a partir de qualquer computador simples, *tablet* ou *smartphone*.

A camada de apresentação então fica responsável somente pela parte gráfica do software, apresentando informações processadas e disponibilizadas pela camada de aplicação. A camada de aplicação, por sua vez, é responsável por executar os complexos cálculos relativos ao fluxo de potência, estimação de estado e detecção de erros, buscando da melhor forma possível, dada as configurações da rede e disponibilidade de medidas remotas, fornecer um estado fiável da rede elétrica. Para ter um tempo de resposta adequado ao processamento das informações em tempo real e também fazer uso das metodologias paralelas propostas, nesta camada deverão estar disponíveis servidores multiprocessados de porte adequado ao volume de informações da rede a ser operada.

Outra camada não menos importante para o processo é a camada de dados, que deve fornecer para a camada superior as informações em tempo real dos equipamentos da rede, informações topológicas da rede e informações históricas de

consumo dos clientes que servirão para a estimação das cargas como pseudo-medidas. Esta camada também será utilizada para o armazenamento de informações históricas das estimações realizadas, sendo que estas serão úteis para restauração de estados anteriores do sistema e também para servir de base para outros estudos de previsão de demanda. A Figura 6.1 mostra a disposição das três camadas apresentadas, bem como as interações entre estas.

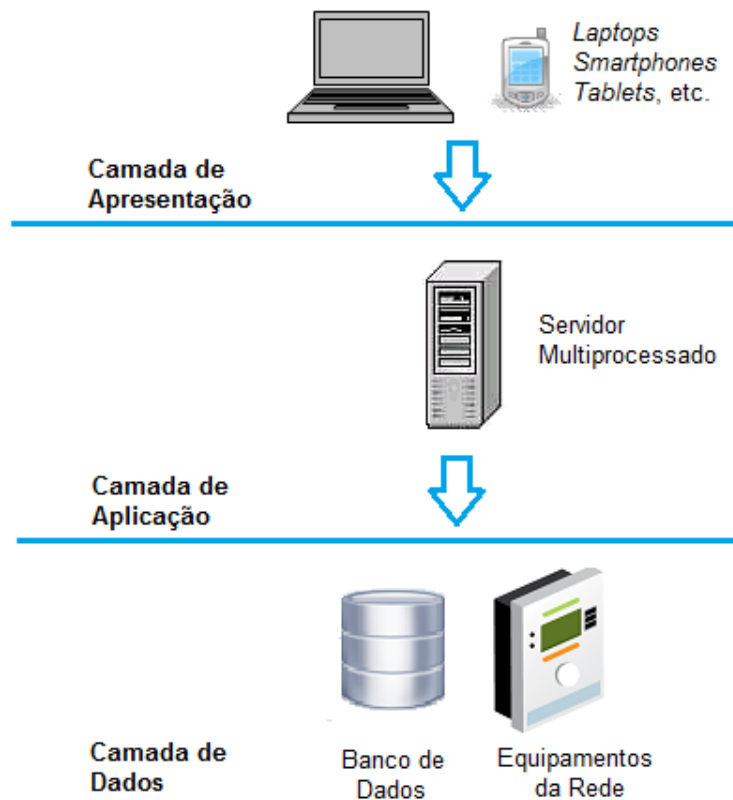


Figura 6.1 - Arquitetura Multicamadas

As subseções que seguem descreverão mais detalhes sobre a implementação de cada uma das três camadas do ASW.

6.2.1. Camada de Apresentação: A Interface Gráfica do ASW.

A camada de apresentação é o artefato de software responsável pelas interações dos usuários com as informações e funcionalidades disponibilizadas pelo Software. Garantir a usabilidade é um importante requisito para esta camada, e por este motivo, o ASW tem uma interface totalmente web. Desenvolver um aplicativo com interface web, atualmente, é a forma mais fácil de garantir a sua portabilidade

nos diferentes dispositivos existentes tanto quanto nos que irão surgir, visto que esta linguagem tornou-se um padrão altamente aceito tanto pela indústria quanto pelos usuários. As interações entre o cliente web e a camada de aplicação foram implementadas com o auxílio do *framework Google Web Toolkit* (GWT, 2012), o qual torna mais simples e eficientes as interações entre a camada de apresentação e a camada de aplicação.

De uma maneira geral, as funções gráficas do ASW consistem em exibir a topologia e disposição dos equipamentos da rede, aliado a informações cartográficas com os nomes das ruas e localidades. Desta forma será possível inclusive localizar em tempo real as equipes de manutenção em campo, já que grande parte destas já possui equipamento de GPS e comunicação com os centros de controle.

Outra função secundária do ASW, mas não por isto de menor importância, é a exibição das grandezas elétricas da rede de distribuição como fluxo de corrente, fluxo de potência, tensão nos nós, estados de chaves e outros equipamentos como bancos de capacitores e reguladores de tensão. Um painel de indicadores também estará disponível aos operadores de forma a permitir ponderar sobre o desempenho da operação da rede quanto a níveis de tensão, perdas, carregamento e interrupções no fornecimento de energia.

A Figura 6.2 mostra a tela inicial do software ASW, de onde é possível acessar as funcionalidades do sistema, permitindo a seleção de uma rede para a visualização, monitoramento e operação.

A Figura 6.3 mostra o alimentador VIA1-16, utilizado para testes, no ASW, de onde é possível acessar visualizações de equipamentos (Figura 6.4), grandezas elétricas no diagrama georreferenciado (Figura 6.5) e detalhes de cada nó/equipamento (Figura 6.6).

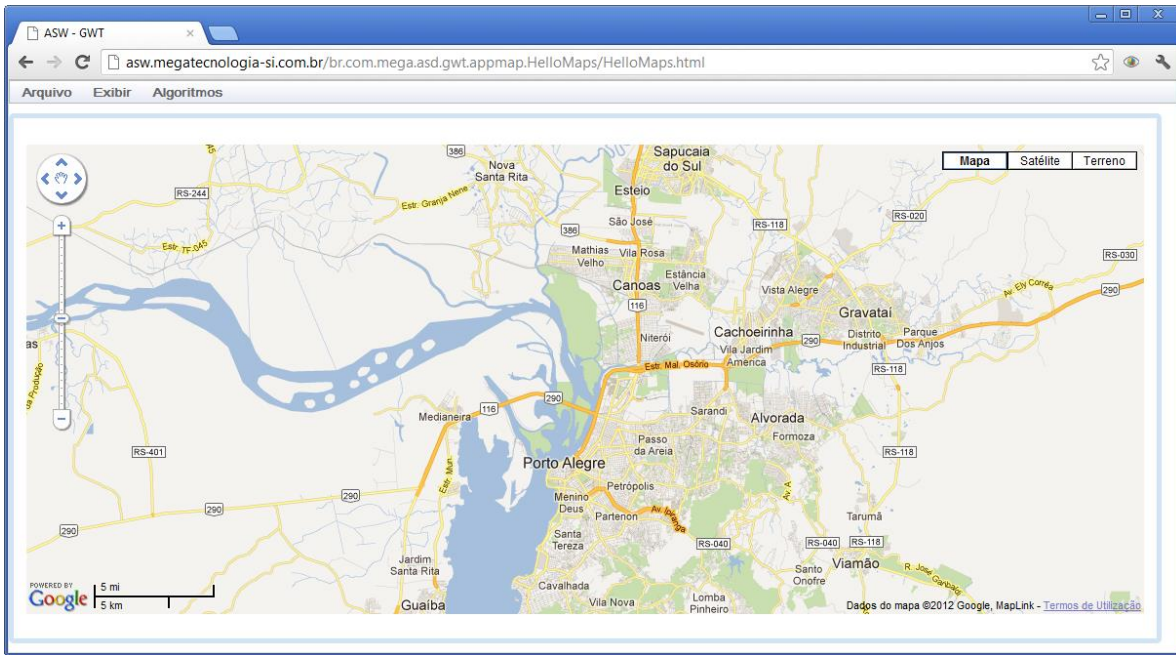


Figura 6.2 - Tela Inicial do ASW

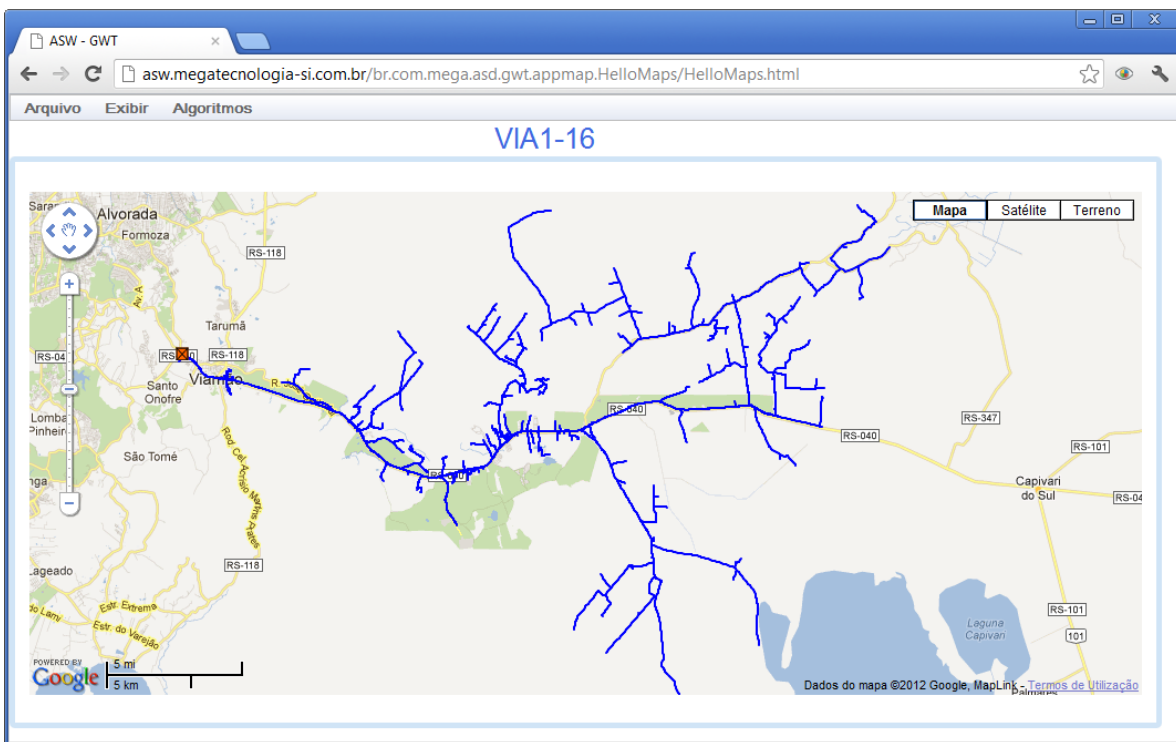


Figura 6.3 - Alimentador VIA1-16 no ASW

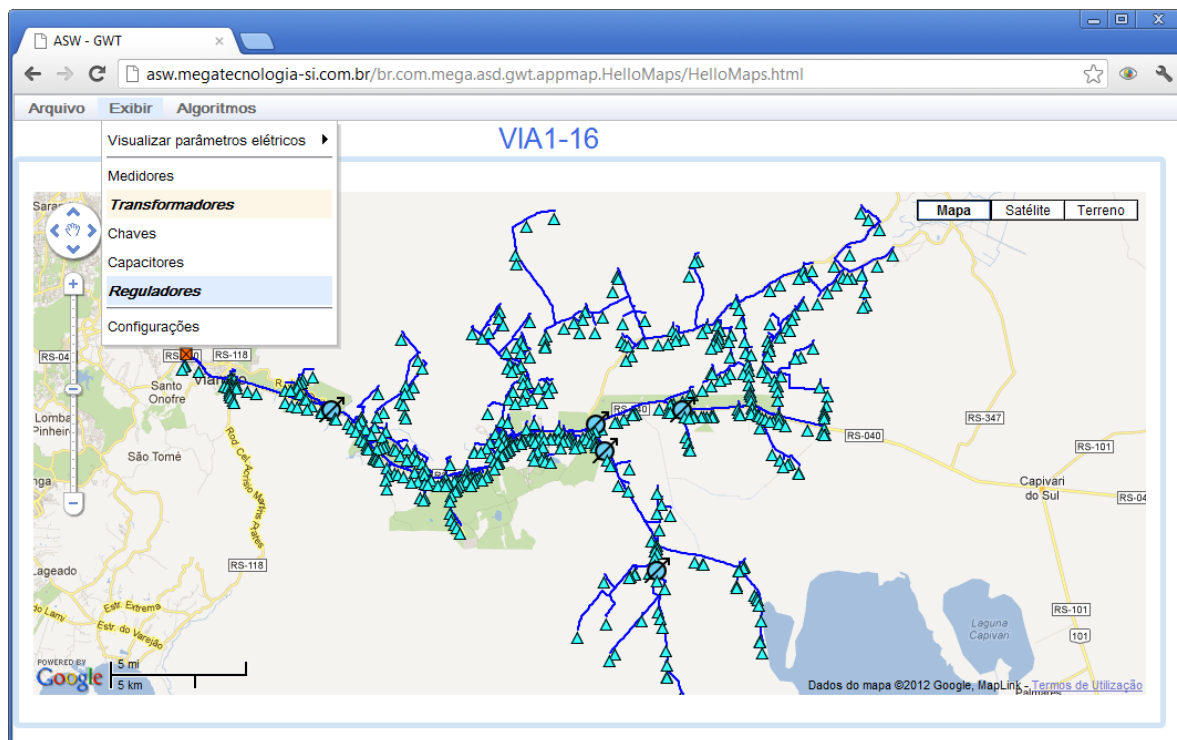


Figura 6.4 - Visualização de Equipamentos

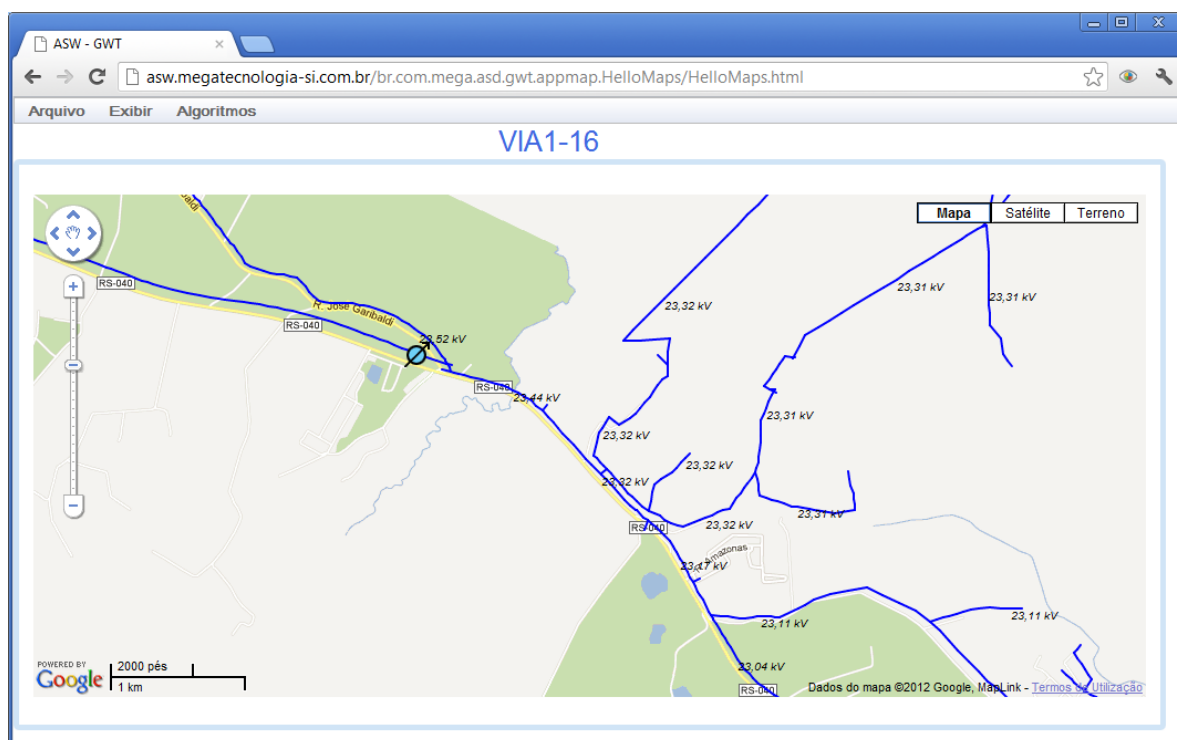


Figura 6.5 - Visualização de grandezas elétricas (tensão) sobre o diagrama unifilar.

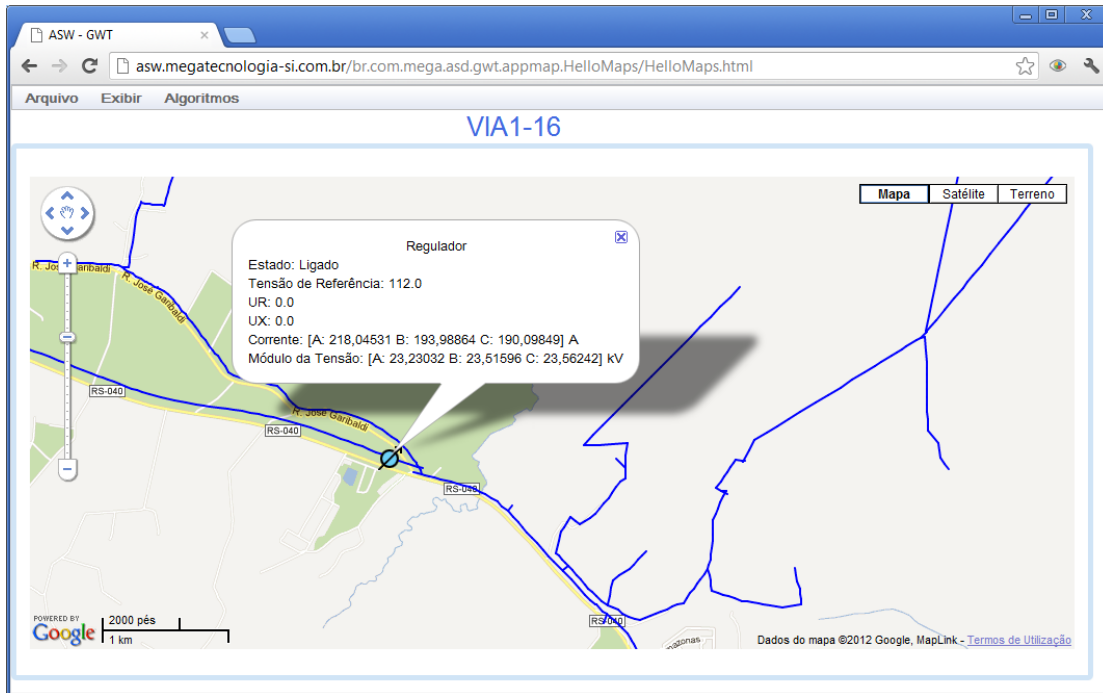


Figura 6.6 - Detalhes de um Regulador de Tensão

As Figuras 6.5 e 6.6 mostram funcionalidades que estão associadas a chamadas remotas ao servidor, visto que as informações de valores de grandezas elétricas são processadas pelo estimador de estados na camada servidor. A Figura 6.7, apenas para efeito de demonstração, mostra a mesma interface do ASW com o alimentador VIA1-16, porém em uma pequena tela de um *smartphone* com o sistema operacional Android.

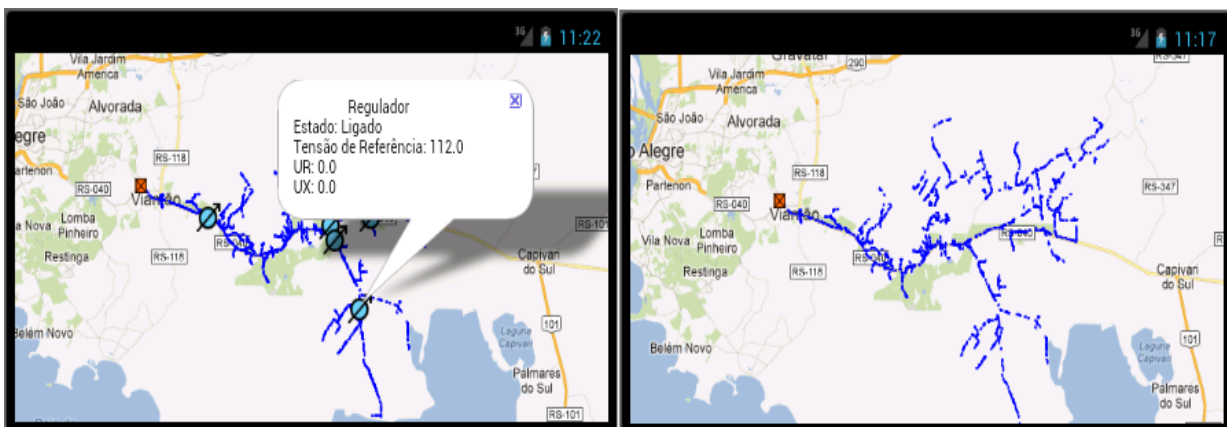


Figura 6.7 - ASW em um *smartphone* com tela de 3 polegadas.

6.2.2. Camada de Aplicação

A camada de aplicação, conforme anteriormente já descrito, é a parte servidora do ASW, que será responsável pela modelagem das redes, cálculos de fluxo de potência e estimação de estado, cálculo de indicadores de operação das redes e outras funções de controle das redes elétricas inteligentes a serem implementadas. Esta camada também será a responsável por fornecer as informações à camada de apresentação.

Desta forma, a camada de aplicação do ASW foi desenvolvida em linguagem Java, utilizando uma modelagem orientada a objetos, onde cada equipamento ou mesmo componente de uma rede de distribuição é representado dentro da aplicação através de um objeto que integra informações e comportamentos. Como na camada de dados é utilizado um banco de dados relacional para o armazenamento de informações, a interface desta camada com a inferior é realizada através do *framework* Hibernate (2012), que faz o mapeamento entre o paradigma orientado a objetos e o paradigma relacional.

Um ponto fundamental na orientação a objetos é o encapsulamento dentro de um objeto, que representa no modelo algo importante no mundo real, além dos dados referentes àquele componente, também o comportamento que este pode desempenhar no ambiente onde está incluído. Por exemplo, um trecho de rede pode ser representado neste modelo pelas informações: nó inicial, nó final, impedância, carregamento máximo do condutor, comprimento, material e bitola do condutor, quantidade e identificação das fases, entre outros. Contudo, um trecho de rede não possui nenhum comportamento ativo dentro do modelo elétrico.

Outro exemplo pode ser um banco de reguladores de tensão, que possui as informações de tensão de referência, UR/UX, insensibilidade, temporização, tap atual por fase, além de comportamentos como as ações de alterações de parâmetros e chaveamento manual de tapes. Estes comportamentos podem ser implementados nos objetos através da invocação de métodos, que chamarão a camada de dados, que será responsável pelo envio de informações aos equipamentos físicos.

A hierarquia entre tipos ou classes de objetos, que é outra característica fundamental da orientação a objetos, foi usada visando o reaproveitamento de código para os dispositivos de chaveamento, como chaves faca, chaves fusível,

religadores, chaves óleo, chaves omni-rupter, chaves telecomandadas, entre outras. Cada classe destas possui suas características próprias, contudo todas detêm uma informação em comum, que é o estado (aberto/fechado) que tem influência direta no modelo elétrico e topológico da rede.

As grandezas elétricas como tensão, fator de potência, injeção e fluxo de corrente são informações relativas ao estado elétrico dos nós e dos trechos de rede. São elementos não dependentes de cadastro, apenas da execução dos algoritmos de fluxo de potência e estimação de estado. Os demais componentes podem possuir estado elétrico, entretanto, como sempre estão associados a um nó, que fisicamente pode ser representado por um poste, o estado elétrico fica armazenado neste último.

A Figura 6.8 mostra o diagrama de classes dos principais objetos que representam os elementos físicos da rede de distribuição, a partir do qual é possível obter a modelagem elétrica que será utilizada pelos algoritmos de Fluxo de Potência e Estimação de Estado.

6.2.2.1. Operação Baseada em Indicadores

O software apresentado até então disponibilizou as funções de visualização, na camada de apresentação, de diagramas georreferenciados de alimentadores bem como as grandezas elétricas associadas a qualquer nó, que são originadas na camada de aplicação com o algoritmo de estimação de estado apresentado no Capítulo 4. Contudo, para que o sistema consiga ser inteligente a ponto de atuar em equipamentos e recursos de energia distribuída é necessário que existam formas de avaliação do desempenho da rede a fim de identificar situações de atenção ou emergência, e principalmente para avaliar as decisões tomadas pelo software ou operadores do sistema.

Esta avaliação do desempenho do sistema, que também faz parte da camada de aplicação, será realizada em tempo real em conjunto com a estimação de estado, através da apuração de indicadores, os quais são definidos da forma:

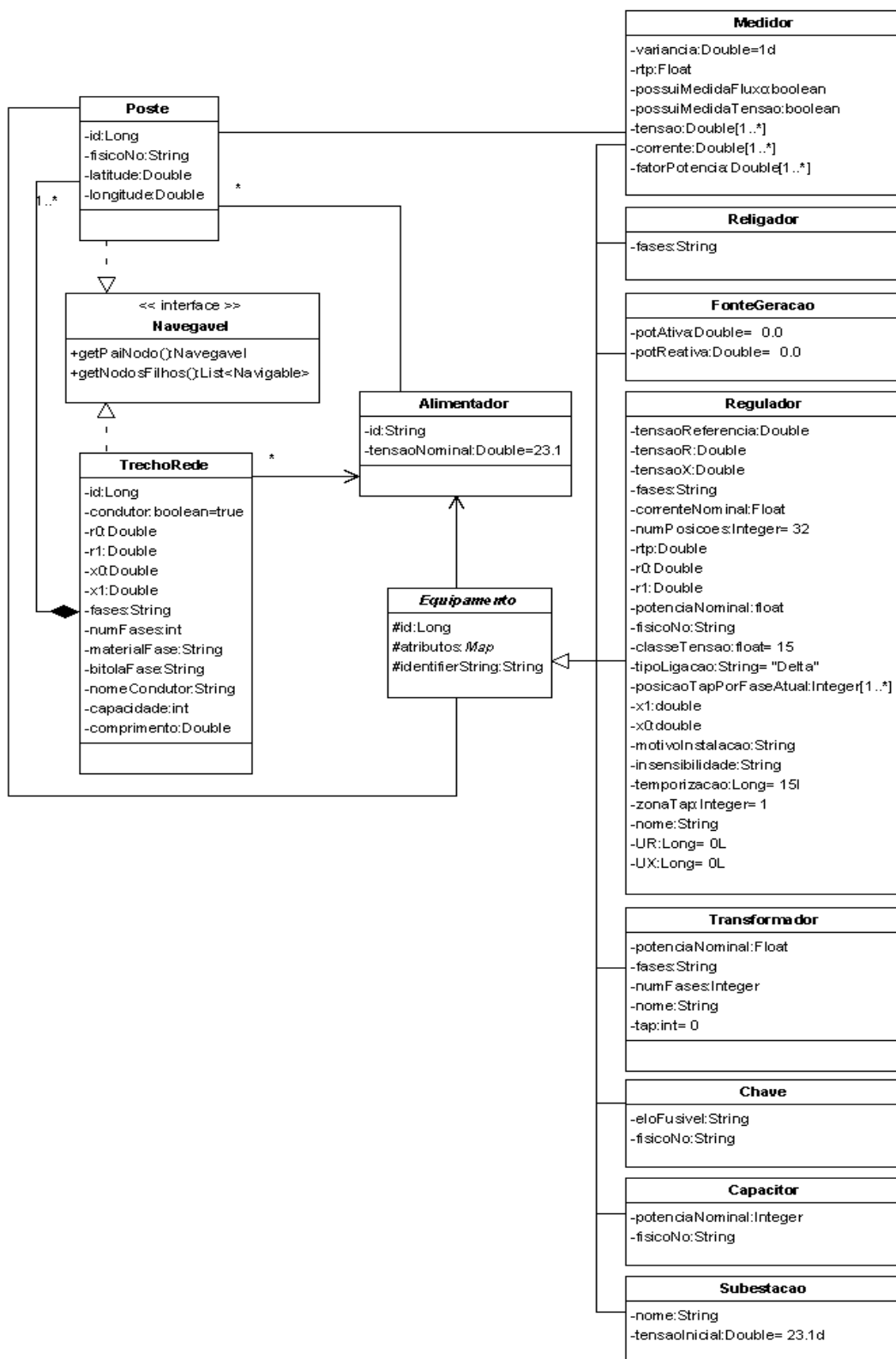


Figura 6.8 - Diagrama de Classes dos principais objetos

- 1) Índice de Transgressões de Tensão: o nível de tensão é um importante indicador da qualidade da energia sendo entregue. Níveis de tensão inadequados podem causar prejuízo e insatisfação aos clientes, bem como pesadas multas às companhias. Como definido no Módulo 8 do Prodist (ANEEL, 2011, B) as transgressões podem assumir níveis precários e críticos, onde para os primeiros existe uma tolerância em termos de tempo e para os últimos não existe nenhuma tolerância. Desta forma a Equação 6.1 define o índice que penaliza, através de um fator, as cargas em nível de tensão crítico, como segue:

$$ITT = \sum_{i=1}^n W_i \left(\frac{Sp_i + Sp_i f_p(t_i)}{S_t} \right) + z_c \sum_{i=1}^m W_i \left(\frac{Sc_i + Sc_i f_p(t_i)}{S_t} \right) \quad (6.1)$$

Onde:

ITT : índice de transgressão em níveis de tensão;

n : número de cargas em nível de tensão precário;

m : número de cargas em nível de tensão crítico;

W_i : prioridade da carga i ;

Z_c : fator de penalização do nível de tensão crítico (valor padrão

2);

Sp_i : potência da carga i em nível de tensão precário;

Sc_i : potência da carga i em nível de tensão crítico;

t_i : tempo contínuo de transgressão em horas da carga i ;

S_t : potência total sendo considerada;

A função $f_p(t)$ tem como papel penalizar as transgressões de tensão que permanecem por mais tempo, possivelmente causando mais danos aos consumidores. Para uma esperada execução em tempo real do indicador é necessário armazenar o horário que se iniciou a transgressão em determinada carga.

$f_p(t)$ é definida por:

$$\text{Se } t < 4, \text{ então } f_p(t) = \frac{t^2}{16}$$

$$\text{Se } t \geq 4, \text{ então } f_p(t) = 1 \quad (6.2)$$

- 2) Índice de Perdas: o percentual de perdas é um indicativo importante e está relacionado a um bom planejamento das redes, carregamento de condutores,

entre outros. As formas ativas de controlar e reduzir as perdas são através de recursos de energia distribuída, compensação de reativos e reconfigurações na rede, e o indicador pode ser definido por:

$$IP = \frac{\sum P_{tec}}{\sum S_{distr}} \times 100 \quad (6.3)$$

Onde:

P_{tec} : somatório de perdas técnicas;

S_{distr} : número de cargas em nível de tensão precário;

O índice apura apenas as perdas técnicas, as quais são mais fáceis de serem estimadas, mesmo sem um parque completo de medidores. Especialmente no Brasil as perdas comerciais são importantes e precisam ser localizadas, contudo não foram contabilizadas no indicador pois ainda é um problema que a rede não poderá resolver de forma autônoma.

- 3) Índice de Carregamento: o nível de carregamento de condutores é um indicativo importante de que o sistema poderá se sobrecarregar e tornar-se instável. Desta forma para a operação do sistema é importante também acompanhar este indicador, definido pela equação:

$$IC = \frac{\sum \%C \cdot y}{\sum y} \quad (6.4)$$

Onde:

$\%C$: percentual de carregamento do condutor;

y : admitância do condutor, relativa ao condutor tronco;

O índice da equação anterior define uma média dos carregamentos, ponderado pela admitância do condutor em relação ao condutor tronco. Isto significa que altos carregamentos no tronco do alimentador são mais significativos do que nas ramificações.

- 4) Índice de Potência Não Fornecida: este indicador deverá estar zerado numa operação normal do sistema, contudo na presença de defeitos é importante acompanhá-lo de forma a executar manobras para garantir o fornecimento de energia ao maior número possível de clientes.

$$INF = \frac{S_{nf}}{S_{tot}} \times 100 \quad (6.5)$$

Onde:

S_{nf} : potência não fornecida;

S_{tot} : potência total.

6.2.3. Camada de Dados: Base de Dados e Comunicação com Equipamentos

A camada de dados, conforme a arquitetura definida para o software ASW, engloba não somente o banco de dados, mas também a comunicação com os equipamentos. O banco de dados no ASW, graças ao *framework* Hibernate (2012), é tratado como uma camada de persistência totalmente transparente sob o ponto de vista da aplicação, de forma que podem ser utilizados quaisquer bancos de dados comerciais ou não para a implementação do acesso e armazenamento de informações. Desta forma, mais detalhes sobre estes bancos de dados são desnecessários, pois fogem ao escopo da implementação do ASW.

Entende-se que a comunicação com equipamentos também faça parte da camada de dados, visto que para a camada de aplicação, desde que associadas às respectivas precisões, independe se a origem de uma grandeza elétrica é histórica ou medida em tempo real. No que tange a esta comunicação com os equipamentos, pode-se dizer que ainda não foi estabelecido um protocolo padrão, assim como para a comunicação com os medidores inteligentes. No nível de acesso físico é possível que num primeiro momento exista um misto de protocolos entre os sem fio, como o WiMAX e Redes Mesh, e a comunicação pela própria rede elétrica (PLC - *Power Line Communication*). Contudo, em ambos os casos deverá existir uma hierarquia de comunicação, onde os medidores inteligentes irão se comunicar através de um meio de menor capacidade até os concentradores, que terão meios de comunicação mais velozes até as centrais de controle. A Figura 6.9 mostra uma estrutura hierárquica de comunicação por PLC até um concentrador próximo, que tem um meio de comunicação de banda larga com o sistema da companhia elétrica.

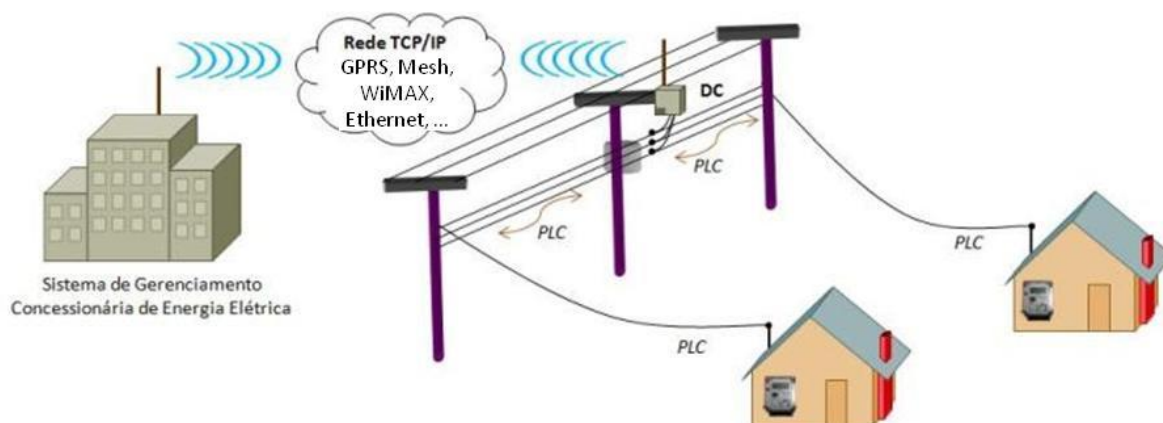


Figura 6.9 - Hierarquia na comunicação dos Medidores Inteligentes

Fonte: adaptado de EPRI (2014)

No caso de outros dispositivos na rede como chaves telecomandadas, reguladores de tensão, bancos de capacitores e medições remotas, o meio físico atualmente mais utilizado é o GPRS, através da rede de comunicação da telefonia celular. Contudo, após o nível físico, deverá existir um nível de transporte que será responsável pelo roteamento e, principalmente, por oferecer um meio de comunicação confiável ponto-a-ponto entre o centro de controle e todos os equipamentos, independente das peculiaridades, meios e protocolos físicos utilizados neste caminho. Acredita-se que a tendência é de que todos os dispositivos utilizem o protocolo de transporte padrão da internet, o TCP/IP, possibilitando no futuro uma convergência entre a rede elétrica e a rede de comunicação, ou seja, qualquer dispositivo ligado à rede elétrica estará também conectado à rede de comunicação.

Todavia, a comunicação com o dispositivo necessita ainda outro nível, não mais de comunicação, mas sim para utilizar as funcionalidades as quais o dispositivo proporciona. Este é o chamado nível de aplicação, que possui também vários padrões utilizados, desde o MODBUS, um padrão considerado obsoleto, porém ainda muito utilizado graças a sua grande simplicidade de implementação. Outros protocolos são o DNP3 e o moderno IEC61850.

O DNP 3 é um protocolo para automação de propósito geral muito bem aceito pela indústria como um todo, já o IEC61850 possui comandos específicos ao setor elétrico e ficou conhecido como um protocolo para automação de subestações, entretanto possui também pequenas variações para suporte a outros equipamentos como as fontes de geração distribuídas (IEC61850-7-420).

As estruturas dos níveis de comunicação que foram expostas anteriormente podem ser vistas na Figura 6.10. Estes níveis estarão entre a tomada de decisão de um sistema de controle como o ASW, e a ação propriamente efetuada no equipamento, de forma que o sistema de controle acesse qualquer dispositivo de forma transparente.



Figura 6.10 - Níveis de protocolos para a Comunicação

6.3. Simulações e Estudos de Estados Anteriores

Estas funções, também de responsabilidade da camada de aplicação, são bastante importantes e ajudam a justificar o uso de um sistema de informações como apoio à decisão na operação dos sistemas elétricos. É imprescindível aos operadores poder simular os efeitos em caráter permanente de cada manobra realizada, de forma a ponderar a relação custo/benefício de cada uma. Na ocorrência de defeitos, sobrecargas e instabilidades também pode ser importante reconhecer padrões de como determinadas situações iniciam e também se existia alguma medida que pudesse ser tomada para evitar estas situações.

A implementação desta funcionalidade consiste em armazenar na camada de dados os valores das grandezas elétricas e estados dos demais equipamentos que podem ser obtidos através de automação. As demais grandezas que representam o estado do sistema e são obtidas através de estimativas não necessitam ser gravadas, pois podem ser obtidas novamente pela mesma metodologia.

Para habilitar as simulações, a estratégia é criar uma cópia em memória das informações associadas ao alimentador, permitindo que este novo estado do sistema não interfira no estado verdadeiro atualizado, que continua sendo estimado. Nesta cópia as alterações realizadas nos equipamentos só tem influência no estado da rede, não interferindo no estado real de um equipamento. Neste caso, as medidas

reais sofrerão de um aumento no erro/resíduo associado, graças às alterações realizadas apenas na simulação. Caso o estimador de estados não encontre solução convergente, as medidas reais podem ser transformadas em pseudo-medidas, assim como as demais grandezas do vetor de estados.

6.4. Testes e Resultados

Para que testes pudessem ser realizados, considerando que a parte lógica do software encontra-se em desenvolvimento, porém suficientemente implementada para possibilitar a estimação de estado em uma rede real, existe ainda a necessidade de implementar a parte física que compreende no mínimo toda a estrutura de medição e automação. Desta forma, os equipamentos de medição, que podem ser vistos na Figura 6.11, foram testados em laboratório e integrados à solução ASW comunicando-se no nível de transporte, através do protocolo TCP/IP.

Estes equipamentos estão utilizando como meio físico a rede de telefonia celular, através de *modems* GPRS que permanecem conectados aos terminais de comunicação serial de cada um dos dispositivos, conforme pode ser visto na Figura 5.12. Posteriormente, ainda em laboratório, estes medidores foram ligados a um variador de tensão nos bornes que medem tensão, e nos terminais que medem corrente a outro variador de tensão em série com um resistor. Este teste permitiu que fossem feitas variações na tensão e corrente medidas a fim de verificar de forma prática como a comunicação funcionará de fato em campo.

Os dispositivos utilizados no projeto serão quatro controles para bancos de reguladores de tensão utilizando o protocolo de aplicação DNP 3.0 e dois medidores de qualidade de energia utilizando o protocolo de aplicação MODBUS. Os equipamentos serão distribuídos ao longo do alimentador VIA1-16 da companhia CEEE-D, na cidade de Viamão-RS. Como se trata de um alimentador de características rurais e grande extensão, ele possui problemas com perdas e níveis de tensão inadequados. Por este motivo já existem cinco bancos de reguladores de tensão instalados. Os quatro que podem ser visualizados na Figura 6.13, terão o controle dos seus parâmetros de forma remota.



Figura 6.11 - Fotos dos equipamentos utilizados: um controlador de reguladores de tensão (E) e um medidor de qualidade de energia (D).



Figura 6.12 - Porta serial interna de um controle de reguladores de tensão.

Além disto, estes reguladores de tensão também possuem medidores de tensão e fluxo de corrente, que juntamente aos outros dois medidores fornecerão informações para a Estimação de Estado.

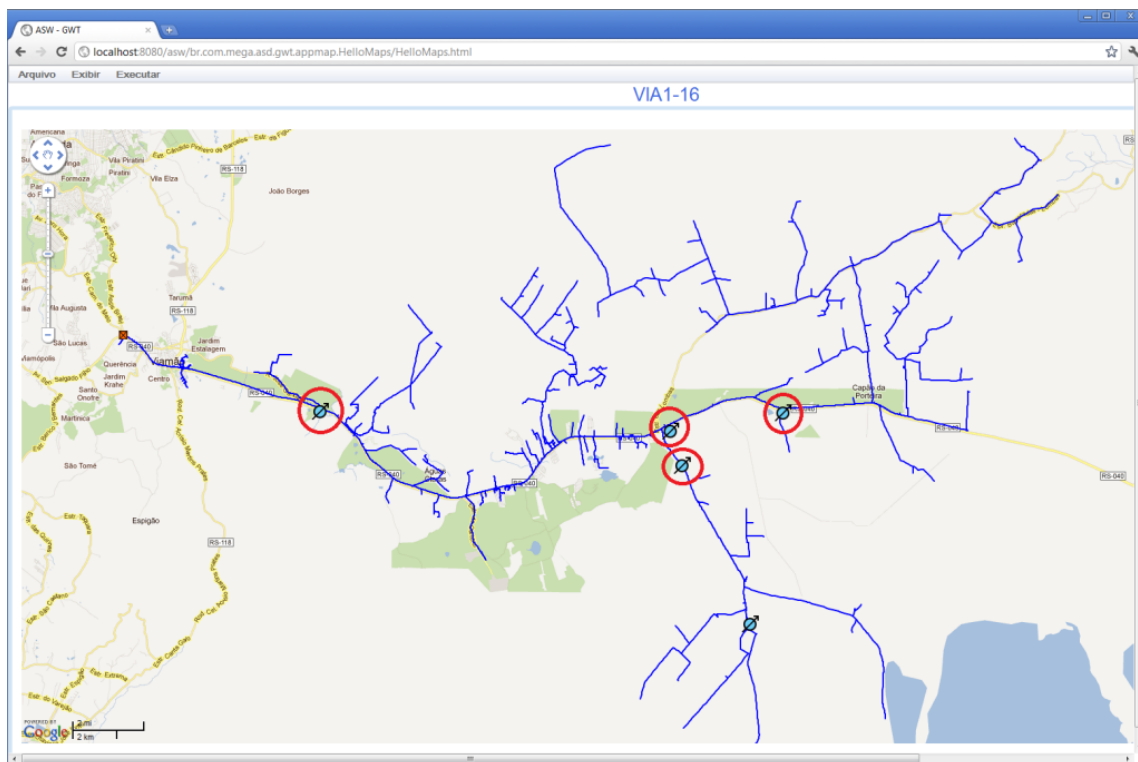


Figura 6.13 - Localização dos Equipamentos no Alimentador VIA1-16 em Viamão-RS.

A implementação da comunicação com os equipamentos através do protocolo de aplicação DNP 3.0 e MODBUS é realizada pelo sistema supervisor Elipse E3 Power. O sistema supervisor (SCADA) cumpre o papel de comunicação com os equipamentos nos mais diversos protocolos que estes possuem, deixando isto transparente ao ASW, que somente se comunica através do protocolo MODBUS, que é mais simples que os demais. A Figura 6.14 mostra esta arquitetura de comunicação, onde o sistema supervisor põe-se como um *gateway* na comunicação entre o ASW e os equipamentos.

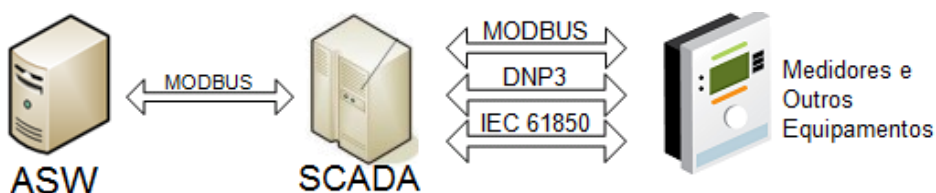


Figura 6.14 - Comunicação ASW X SCADA X Equipamentos

Na Figura 6.15 é possível ver o conjunto de variáveis de um controle de reguladores de tensão, que são chamadas de Tags de Comunicação. Através destas tags podem ser lidas as grandezas elétricas medidas no equipamento, como tensão, corrente e fator de potência em cada uma das três fases, e também enviar

comandos para o regulador, como aumentar/reduzir tap e alterações nos parâmetros de controle como UR/UX, tensão de referência, temporização e insensibilidade.

Nome	Dispo...	Item	P1/N1...	P2/N2...	P3/N3...	P4/N4...	Ta...	Var...	Valor	Qualid...	Estampa de tempo	Valor (sem escala)
RT 01												
tapAtualReg1			1	1	3002	0		5000 g	0	216	01/09/2012 16:37:44,487	g
tapAtualReg2			1	1	3002	1		5000 g	0	216	01/09/2012 16:37:44,487	g
tapAtualReg3			1	1	3002	2		5000 g	0	216	01/09/2012 16:37:44,487	g
tapMaxReg1			1	1	3002	3		5000 g	0	216	01/09/2012 16:37:44,487	g
tapMinReg1			1	1	3002	4		5000 g	0	216	01/09/2012 16:37:44,487	g
tapMaxReg2			1	1	3002	5		5000 g	0	216	01/09/2012 16:37:44,487	g
tapMinReg2			1	1	3002	6		5000 g	0	216	01/09/2012 16:37:44,487	g
tapMaxReg3			1	1	3002	7		5000 g	0	216	01/09/2012 16:37:44,487	g
tapMinReg3			1	1	3002	8		5000 g	0	216	01/09/2012 16:37:44,487	g
VCargaReg1			1	1	3002	9		5000 g	12282	216	01/09/2012 16:37:44,487	g
ICargaReg1			1	1	3002	10		5000 g	182	216	01/09/2012 16:37:44,487	g
VFonteReg1			1	1	3002	11		5000 g	12282	216	01/09/2012 16:37:44,487	g
IFonteReg1			1	1	3002	12		5000 g	182	216	01/09/2012 16:37:44,487	g
VCargaReg2			1	1	3002	13		5000 g	0	216	01/09/2012 16:37:44,488	g
ICargaReg2			1	1	3002	14		5000 g	0	216	01/09/2012 16:37:44,488	g
VFonteReg2			1	1	3002	15		5000 g	0	216	01/09/2012 16:37:44,488	g
IFonteReg2			1	1	3002	16		5000 g	0	216	01/09/2012 16:37:44,488	g
VCargaReg3			1	1	3002	17		5000 g	0	216	01/09/2012 16:37:44,488	g
ICargaReg3			1	1	3002	18		5000 g	0	216	01/09/2012 16:37:44,488	g
VFonteReg3			1	1	3002	19		5000 g	0	216	01/09/2012 16:37:44,488	g
IFonteReg3			1	1	3002	20		5000 g	0	216	01/09/2012 16:37:44,488	g
FpReg1			1	1	3002	21		5000 g	100	216	01/09/2012 16:37:44,488	g
FpReg2			1	1	3002	22		5000 g	358	216	01/09/2012 16:37:44,488	g
FpReg3			1	1	3002	23		5000 g	100	216	01/09/2012 16:37:44,488	g

Figura 6.15 - Tags de Comunicação (Elipse E3 Power)

Os índices definidos na seção 6.2.2.1 foram implementados no ASW e incluídos como um painel de controle para fácil visualização dos operadores, como mostra a Figura 6.16. Todavia, até a conclusão desta tese os equipamentos ainda não foram instalados em seus locais definitivos, a partir dos quais seria possível obter medidas reais e verificar a implementação da metodologia proposta em uma rede real, de grande porte e complexidade como o alimentador VIA1-16.

6.8. Conclusão do Capítulo

Na forma em que estão se desenvolvendo as redes elétricas inteligentes através de uma convergência de tecnologias já existentes como a das redes elétricas e das redes de comunicação, os sistemas de informação serão peça fundamental nesta nova realidade. Na medida em que cada equipamento da rede elétrica, bem como cada residência será um potencial gerador de informações, os sistemas de informação deverão ter uma robustez para dar suporte efetivo às redes elétricas inteligentes, mantendo índices otimizados de confiabilidade.

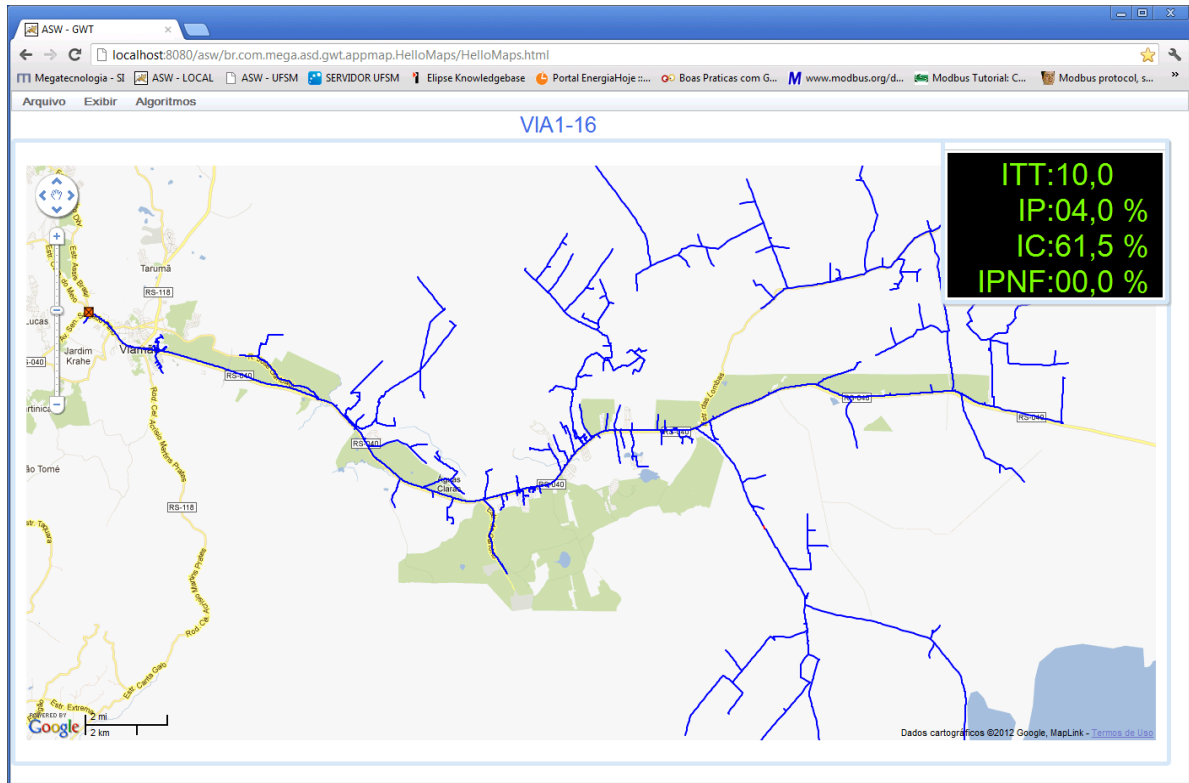


Figura 6.16 - Painel de Indicadores no ASW

O ASW é um software que foi desenvolvido com tecnologia Web, permitindo aos seus usuários facilidade no acesso a todas as funções da aplicação, desde o monitoramento à operação de uma rede de distribuição a partir de qualquer dispositivo com acesso à internet. Neste aspecto o ASW é inovador, contudo entende-se que esta é uma tendência que os demais sistemas de controle seguirão, já que além das funções de operação do sistema elétrico, estes sistemas também prestarão serviços dos mais diversos aos usuários finais.

As próximas etapas de desenvolvimento e pesquisa do ASW como ferramenta de controle para um ambiente de redes elétricas inteligentes consistem exatamente na inclusão de inteligência no software.

Desta forma o módulo de controle autônomo do sistema, com foco nas fontes de geração distribuídas, terá que compreender a resposta dos indicadores às ações tomadas. Este controle deverá adaptar-se às mudanças constantes na rede e no perfil das cargas, sempre agindo de forma ativa evitando que a rede entre em uma situação de contingência por sobrecarga, por exemplo.

Outra característica deste sistema é que a operação autônoma deverá estar sujeita às restrições impostas pelos engenheiros de controle, bem como por características operacionais dos próprios equipamentos.

7. CONCLUSÃO

O desenvolvimento das redes elétricas inteligentes é um caminho viável para o desenvolvimento das economias no futuro. A sustentabilidade por sua vez é um caminho sem volta, visto que é necessário se reduzir a emissão dos gases do efeito estufa substituindo o uso de combustíveis fósseis por fontes de energia limpas que estão disponíveis no nosso ambiente, seja no campo, seja dentro das grandes metrópoles.

Logicamente, que a disponibilidade destes recursos energéticos naturais dependem de fatores externos à operação do sistema elétrico, como o clima, e isto associa o uso destas fontes a uma grande incerteza. Neste e em outros tantos pontos é que se observa a grande importância de um sistema integrado de operação em tempo real para os sistemas de distribuição inteligentes, onde um estado confiável das grandezas elétricas da rede é ponto de partida para qualquer decisão operativa.

Neste sentido o trabalho apresentado buscou formas viáveis para uma rede de distribuição que se encontra em fase de transição para o novo modelo inteligente, onde prevalece uma maior integração, comunicação e automação entre os dispositivos. Porém, não deixando de lado as melhorias gradativas que este sistema vai sofrer no que diz respeito a um maior número de medidas remotas, no caso dos medidores inteligentes.

Desta forma, os algoritmos clássicos de Fluxo de Potência e Estimação de Estado foram integrados, para cumprir o papel de unir uma modelagem de rede baseada somente em previsões e estimativas históricas às medidas reais, as quais podem trazer um aumento de precisão considerável nas soluções. Foram consideradas também as peculiaridades existentes nos sistemas de distribuição em relação aos sistemas de transmissão, que devem tornar as metodologias de análise diferentes. Em especial o tamanho e a complexidade foi um fator mais relevante, tendo em vista a complexidade dos algoritmos e a necessidade de uma execução quase instantânea que permita às decisões serem tomadas em tempo hábil, não prejudicando a qualidade do fornecimento de energia.

Nestes casos foram propostas soluções que abordam os problemas de forma a dividi-los em problemas menores, possibilitando que estes sub-problemas sejam processados em paralelo por outras unidades de processamento disponíveis. No caso do Fluxo de Potência, foi apresentado um método de divisão de redes radiais e uma arquitetura que permite uma divisão igualitária da carga de trabalho entre as unidades de processamento, reduzindo os tempos de espera para o sincronismo. O algoritmo de Fluxo de Potência paralelo é igual ao monolítico, do ponto de vista matemático, de forma que não existem perdas em relação à precisão ou taxa de convergência. Além disto, os resultados em termos de redução do tempo de resposta são extremamente animadores.

Na estimação de estados foi desenvolvido um estimador multi-área associado a um algoritmo de divisão das redes radiais. Esta metodologia permitiu uma redução da complexidade do algoritmo de estimação de estado, o qual foi discutido através do método de análise assintótica e refletiu numa significativa redução do tempo de processamento, mesmo com uma infra-estrutura simples e baixo nível de paralelismo. Porém neste caso, por se tratar de um método de minimização de erros e não um cálculo direto como no caso do Fluxo de Potência, existem diferenças na precisão das soluções. As diferenças encontradas, contudo, foram extremamente irrelevantes principalmente quando comparadas aos benefícios de ter-se uma infra-estrutura distribuída.

Finalmente foi apresentado o ASW, um protótipo de Software produzido para a implementação das metodologias já citadas. Ele possui uma arquitetura multi-camadas, junto a uma interface web, permitindo um acesso fácil e que pode ser realizado a partir de qualquer dispositivo que possua um browser e acesso à internet, até mesmo *smarphones* e *tablets*. Entende-se que, com os requisitos de maior interação entre equipes de operação, manutenção e até mesmo os clientes, que passarão a ter um papel mais ativo no ambiente de redes elétricas inteligentes, esta arquitetura será um padrão a ser seguido pelas inúmeras vantagens que oferece.

7.1. Pesquisas Futuras

O tema de estimação de estado em redes elétricas inteligentes é um tema bastante atual. Embora existam metodologias clássicas e amplamente aceitas, a adaptação para aplicação nas redes de distribuição, cada vez mais dinâmicas e sofrendo influência de fontes de geração distribuídas, torna-se mais complexa. Nestes casos, a análise do comportamento dinâmico do sistema de energia passa a ter maior importância. Desta forma as inovações propostas nesta tese podem evoluir para:

- Alteração do estimador de estados multi-área estático IMASE para a inclusão medidas provenientes de unidades de medição fasorial (PMU – *Phasorial Measurement Unit*);
- Desenvolvimento de estimadores de estado dinâmicos, utilizando as mesmas abordagens de paralelismo intenso e sincronismo adotadas no IMASE;
- Desenvolvimento de metodologia multi-criterial para localização de unidades de medição fasorial considerando melhorias na estimação de estado, localização de defeitos, entre outros;
- Implementação de mais funções inteligentes de monitoramento e atuação na rede com o software ASW, através de uma melhor interface com outros sistemas SCADA. Torná-lo um sistema de controle experimental para redes elétricas inteligentes;
- Adaptação do software ASW para implantação em ambiente de computação nas nuvens. Demonstrar a escalabilidade da arquitetura desenvolvida através do uso de maior quantidade de processadores e redes ainda mais complexas.
- Identificação dos modelos de carga e composição destes para cada injeção através da observação das cargas na estimação de acordo com as variações de tensão e horários do dia.
- Modelagem, ensaios e validação do método com recursos de energia distribuídos.

7.2. Artigos Publicados

MILBRADT, R. G. ; CANHA, L. N. ; PEREIRA, P. R. S. ; ABAIDE, A. R. ; NEUSSER, L. ; SCHMAEDECKE, S. ; GARCIA, L. M. . A Parallel Approach for Real-Time Power Flow in Distribution Networks. Renewable Energy and Power Quality Journal, v. 10, p. 400, 2012.

MILBRADT, Rafael G. ; CANHA, LUCIANE N. ; ZORRILLA, PEDRO B. ; ABAIDE, ALZENIRA R. ; PEREIRA, PAULO R. ; SCHMAEDECKE, SANDRO M. . A multicriteria approach for meter placement in distribution systems. In: 2013 10th International Conference on the European Energy Market (EEM 2013), 2013, Stockholm. 2013 10th International Conference on the European Energy Market (EEM). p. 1.

MILBRADT, Rafael G. ; CANHA, LUCIANE N. ; ZORRILLA, PEDRO B. ; ABAIDE, ALZENIRA R. ; PEREIRA, PAULO R. ; SCHMAEDECKE, SANDRO M. . A fast power flow for real-time monitoring in smart grid environments. In: 2013 IV International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG), 2013, Istanbul. 4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives. p. 240-245.

MILBRADT, R. G. ; CANHA, L. N. ; ZORRILLA, P. B. ; ABAIDE, A. R. ; PEREIRA, P. R. S. ; SCHMAEDECKE, S. M. . A Multicriteria Approach for Meter Placement in Monitoring of Smart Distribution Systems. In: 48th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2013, Dublin. 48th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2013.

GARCIA, E. D. ; CANHA, L. N. ; ABAIDE, A. R. ; PEREIRA, P. R. S. ; MILBRADT, R. G. . Voltage Forecasting in a Very Short Time Through the Application of Nebulous Systems. In: ICREPQ - International Conference on Renewable Energies and Power Quality, 2012, Santiago de Compostela. 12th International Conference on Renewable Energies and Power Quality, 2012.

MILBRADT, R. G. ; CANHA, L. N. ; PEREIRA, P. R. S. ; ABAIDE, A. R. ; NEUSSER, L. ; SCHMAEDECKE, S. ; GARCIA, L. M. . A Parallel Approach for Real-Time Power Flow in Distribution Networks. In: ICREPQ - International Conference on Renewable Energies and Power Quality, 2012, Santiago de Compostela. 12th International Conference on Renewable Energies and Power Quality, 2012.

MILBRADT, R. G. ; CANHA, L. N. ; PEREIRA, P. R. S. ; ABAIDE, A. R. ; GARCIA, L. M. ; SCHMAEDECKE, S. . Real-Time Evaluation of Voltage Control in Distribution Systems Using Remote Measurements and Smart Meters. In: EEM - International Conference on the European Energy Market, 2012, Florença. 9th International Conference on the European Energy Market, 2012.

ZORRILLA, PEDRO B. ; CANHA, LUCIANE N. ; MILBRADT, Rafael G. ; ABAIDE, ALZENIRA R. ; PEREIRA, PAULO R. ; SCHMAEDECKE, SANDRA M. . Methodologies for the development of a central control system in a smart grid environment based in free softwares. In: 2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America), 2013, Sao Paulo. 2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America). p. 1.

7.3. Registro de Software

CANHA, L. N.; ABAIDE, A. R.; PEREIRA, P. R.; ZORRILLA, P. B.; MILBRADT, R. G. Patente: Programa de Computador. Número do protocolo: BR 51 2014 000603-4, título: " ASD-SICT - Análise de sistemas de distribuição - sistema inteligente de controle de tensão" , Instituição de registro:INPI - Instituto Nacional da Propriedade Industrial.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABUR, A.; GÓMEZ EXPÓSITO, A. **Power System State Estimation: Theory and Implementation**, Ed. Marcel Dekker, Abril de 2004.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, A. **Resolução Normativa Nº 167, de 10 de Outubro de 2005**. Estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de Geração Distribuída. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2005167.pdf>>. Acesso em: 26/08/2012, 2005.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, B. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**, Módulo 5 – Sistemas de Medição, 25 de Outubro de 2005.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 390, de 15 de Dezembro de 2009**. Estabelece os requisitos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas termelétricas e de outras fontes alternativas de energia, os procedimentos para registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009390.pdf>>. Acesso em: 26/08/2012, 2009.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Audiência Pública Nº 120/2010**, Estrutura Tarifária para o Serviço de Distribuição de Energia Elétrica. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/042/apresentacao/aneel_apresentacao.pdf. Acesso em: 26/08/2012, 2010.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, A. **Audiência Pública Nº 042/2011**, Redução de Barreiras para Geração Distribuída de Pequeno Porte, Conectadas na Rede de Distribuição, e para Fonte Solar. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/042/apresentacao/aneel_apresentacao.pdf. Acesso em: 26/08/2012, 2011.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, B. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, 6 de Setembro de 2011.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, A. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 18/10/2012, 2012.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, B. **Resolução Normativa Nº 502, de 7 de Agosto de 2012**. Regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012502.pdf>>. Acesso em: 26/08/2012, 2012.

ALDRICH, J. F.; HAPP, H. H. Benefits of voltage scheduling in power systems. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS, 99 (5), 1980, Pp. 1701-1712.

ALLEMONG, J.J.; RADU, L.; SASSON, A.M. A Fast and Reliable State Estimation Algorithm for AEP's New Control Center. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. PAS-101, Nº 3, pp. 933-944, Abril de 1982.

AMAZON. Amazon Elastic Compute Cloud. Disponível em: <http://aws.amazon.com/pt/ec2/>. Acesso em: 10 de maio 2012.

ASCHMONEIT, F.; PETERSON, N.; ADRIAN, E. State Estimation with Equality Constraints. 10th PICA Conference. **Proceedings**, Toronto, pp. 427-430, May 1977.

AUGUGLIARO, A.; DUSONCHET, L.; FAVUZZA, S.; IPPOLITO, M. G.; SANSEVERINO, E. R. A new backward/forward method for solving radial distribution networks with PV nodes. **Electric Power Systems Research**, Vol. 78, pp. 330-336, 2008.

BARAN, M. E.; KELLEY, A. W. State Estimation for Real-Time Monitoring of Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 9, Nº 3, pp. 1601-1609, 1994.

BARAN, M. E.; KELLEY, A. W. A branch-current-based state estimation method for distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 10, Nº 1, pp. 483 – 491, 1995.

BRASIL. COP16 - **O que o Brasil está fazendo – Matriz Energética**. Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/cop/panorama/o-que-o-brasil-esta-fazendo/matriz-energetica>. Acesso em: 26/08/2012.

BROADWATER, R. P.; CHANDRASEKARAM, A.; HUDDLESTON, C. T.; KHAN, A. H. Power Flow Analysis of Unbalanced Multiphase Radial Distribution Systems. **Electric Power System Research**, vol. 14, 1988.

CARVALLO, A.; COOPER, J.. **The Advanced Smart Grid – Edge Power Driving Sustainability**. Artech House, 1. ed., 2011.

CARVALHO, J. B.; BARBOSA, F. M. A parallel algorithm to power systems state estimation. Power System Technology. POWERCON '98. 1998 International Conference, **Anais**. Vol. 2, pp. 1213-1217, 1998.

CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for realtime distribution system analysis. **IEEE Trans on Power Systems**, vol. 10, no. 2, pp. 671-769, Maio 1995.

CHEN , H.; CHEN, J.; SHI, D.; DUAN, X. Power flowstudy and voltage stability analysis for distribution systems with distributed generation. **IEEE Power Engineering Society General Meeting**, 18-22 June, 2006, 8 pp.

CLEMENTS, K.; DENISON, O. J.; RINGLEE, R. J. A multi-area approach to state estimation in power system networks. **IEEE PES Summer Meeting**, Paper C72 465-3, San Francisco, CA, Julho de 1972.

CLEMENTS, K.; RINGLEE, R. Treatment of Parameter Uncertainty in Power System State Estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**. Anaheim, Cal., Paper C74 311-7, Julho de 1974.

CLEMENTS, K. A.; KRUMPHOLZ, G. R.; DAVIS, P. W. Power System State Estimation with Measurement Deficiency: An Observability/Measurement Placement Algorithm. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. 102(7), pp.2012-2020, 1983.

DEBS, A. Estimation of Steady-State Power System Model Parameters. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. PAS-93, No. 5, pp. 1260-1268, 1974.

DECC - Department of Energy & Climate Change. **Smarter Grids: the opportunity**. Disponível em: <<http://www.decc.gov.uk>>, 2009.

DIVYA ,K. C.; NAGENDRA RAO,P. S. Models for wind turbine generating systems and their application in load flow studies, **Electric Power Systems Research**, Vol. 76, pp. 844–856, 2006.

DOE - U.S. Department of Energy. **Smart Grid System Report**, 2009. Disponível em <<http://energy.gov>>.

DOPAZO, J. F.; KLITIN, O. A.; STAGG, G. W.; VAN SLYCK, L. S. State Calculation of Power Systems from Line Flow Measurements. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. PAS-89 , nº 7, pp. 1698 – 1708, 1970.

EPRI – ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. Disponível em: <http://smartgrid.epri.com>. Acesso em: 18/07/2014.

ETPENF - European Technology Platform for Electricity Networks of the Future. **Smart Grids SRA 2035 - Strategic Research Agenda**, 2012. Disponível em <http://www.smartgrids.eu>.

FENG ,T. U.; FLUECK, A. J. A message-passing distributed-memory parallel power flow algorithm. **IEEE Power Engineering Society Winter Meeting**, Vol. 1, pp. 211-216, 2002.

FOWLER, M. **Patterns of Enterprise Application Architecture**. Addison-Wesley, 1. ed., 2003.

FUKUYAMA, Y.; NAKANISHI, Y.; HSAIO-DONG, C. Parallel power flow calculation in electric distribution networks. **IEEE International Symposium on Circuits and Systems**, Vol. 1, pp. 669-672, 1996.

GARCIA, A.; MONTICELLI, A.; ABREU, P. Fast Decoupled State Estimation and Bad Data Processing. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. PAS-98, N° 5, pp. 1645-1652, Set-Out de 1979.

GARCIA , N. Parallel power flow solutions using a biconjugate gradient algorithm and a Newton method: A GPU-based approach. **Power and Energy Society General Meeting**, pp. 1-4, 2010.

GHOSH, A. K.; LUBKEMAN, D. L.; DOWNEY, M. J.; JONES, R. H. Distribution circuit state estimation using a probabilistic approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 12, N° 1, pp. 45-51, 1997.

GOLKAR, M. A. Reactive Power Control in Distribution Systems by using Advanced Techniques. **Proceedings** of the 2011 3rd International Youth Conference on Energetics (IYCE), pp. 1-6, 2011.

GOMATOM, P.; JEWELL, W. **Fuel parameter and quality constraints for fuel cell distributed generators**, IEEE Transm. Distrib. Conf. Exposition 1 (2003) 409–412.

GÓMEZ-EXPÓSITO, A; VILLA JAEN, A. Two-level state estimation with local measurement pre-processing. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 24, N. 2, pp. 676-684, 2009.

GÓMEZ-EXPÓSITO, A; VILLA JAEN, A.; GÓMEZ-QUILES, C.; ROUSSEAU, P.; VAN CUTSEM, T. A Taxonomy of multi-area state estimation methods. **Electric Power Systems Research**, N. 81, pp. 1060-1069, 2011, a.

GÓMEZ-EXPÓSITO, A; ABUR, A.; VILLA JAEN, A.; GÓMEZ-QUILES, C. A Multilevel State Estimation Paradigm for Smart Grids. **Proceedings of the IEEE**, Vol. 99, N. 6, pp. 952-976, 2011, b.

GU, J.W.; CLEMENTS, K.A.; KRUMPHOLZ, G.R.; DAVIS, P.W. The Solution of Ill-Conditioned Power System State Estimation Problems Via the Method of Peters and Wilkinson. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. PAS-102, nº 10, pp. 3473-3480, 1983.

IRVING, M. R.; OWEN, R. C.; STERLING, M. J. H. Power System State Estimation Using Linear Programming. **Proceedings of IEE**, vol. 125, pp. 879 – 885, 1978.

GWT – Google Web Toolkit. Disponível em: <https://developers.google.com/web-toolkit/>. Acesso em: 22/10/2012.

HABIBALLAH, I.; QUINTANA, V. Efficient Treatment of Parameter Errors in Power System State Estimation. **Electric Power Systems Research**, No. 24, pp. 105-109, 1992.

HANDSCHIN, E.; SCHWEPPE, F. C.; KOHLAS, J.; FIECHTER, A. Bad Data Analysis for Power System State Estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. PAS-94, No. 2, pp. 329-337, 1975.

HIBERNATE. Disponível em <http://www.hibernate.org>. Acesso em: 02/09/2012.

IEEE - Distribution Automation Working Group (IEEE DAWG). **Smart Grid for Distribution Systems: The Benefits and Challenges of Distribution Automation (DA) Draft Version 2**, White Paper for NIST. White Paper v3, 2009.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Key World Energy Statistics**, 2011. Disponível em: <http://www.iea.org>. Acesso em: 29/08/2012.

KARATSUBA, A.; OFMAN, Yu. Multiplication of Many-Digital Numbers by Automatic Computers. **Proceedings of the USSR Academy of Sciences**, Nº 145, pp. 293–294, 1962.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. USA: CRC Press, Vol. 1, pp. 270-272, 2002.

KEYHANI, A.; ABUR, A.; HAO, S. Evaluation of power flow techniques for personal computers. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 4, N^o 2, pp. 817-826, 1989.

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 the Impact of DG Models. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 22 , no. 3, pp. 1019-1025, 2007.

KOBAYASHI, H.; NARITA, S.; HAMMAN, M. S. S. A. Model coordination method applied to power system control and estimation problems. **Proceedings** of the IFAC/IFIC 4th International Conference on Digital Computer Appl. to Power Control, pp. 114-128, 1974.

KORRES, G. N. A Distributed Multiarea State Estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 26, N. 1, Fevereiro de 2011.

KORRES, G. N.; TZAVELLAS, A.; GALINAS, E. A distributed implementation of multi-area power system state estimation on a cluster of computers. **Electric Power Systems Research**, N. 102, pp. 20-32, 2013.

KRUMPHOLZ, G. R.; CLEMENTS, K. A.; DAVIS, P. W. Power System Observability: A Practical Algorithm Using Network Topology. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. PAS-99, N^o 4, pp. 1534-1542, Jul/Ago de 1980.

LARSON, R. E.; TINNEY, W. F.; PESCHON, J. State Estimation in Power Systems Part I: Theory and Feasibility. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. PAS-89 , n^o 3, pp. 345-352, 1970.

LARSON, R. E.; TINNEY, W. F.; HAJDU, L. P.; PIERCY, D. S. State Estimation in Power Systems Part II: Implementation and Applications. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. PAS-89 , n^o 3, pp. 353-363, 1970.

LI, K. State estimation for power distribution system and measurement impacts. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 11, N^o 2, 1996.

LIN, W. M.; TENG, J. H. — Distribution fast decoupled state estimation by measurement pairing, IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, **Proceedings**. 1996, 143, (1), pp. 43–48.

LIU, W.; WU, F.; LUN, S. Estimation of Parameter Errors from Measurement Residuals in State Estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 7(1), pp. 81-89, Fevereiro de 1992.

LIU, W.; LIM, S. Parameter Error Identification and Estimation in Power System State Estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 10(1), pp. 200-209, fevereiro de 1995.

LUO, G. X.; SEMLYEN, A. Efficient load flow for large weakly meshed networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 5, Nº 4, pp. 1309-1316. 1990.

LU, C. N.; TENG, J. H.; LIU, W. H. E. Distribution system state estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 10, Nº 1, pp. 229-240, 1995.

MELIOPOULOS, A. P. S.; ZHANG, F. Multiphase Power Flow and State Estimation for Power Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol 11, Nº 2, pp. 939-946, 1996.

MILI, L.; VAN CUTSEM, T. Implementation of HTI Method in Power System State Estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol.3, No.3, pp.887-893, Agosto de 1988.

MILI, L.; PHANIRAJ, V.; ROUSSEEUW, P. J. Least Median of Squares Estimation in Power System. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 6, no. 2, pp. 511 – 523, Maio de 1991.

MILLER, T. J. E. **Reactive power control in electric systems**. John Wiley & Sons, New York, 1982.

MOGHADDAS-TAFRESHI, S.M.; MASHHOUR, E. Distributed generation modeling for power flow studies and a three-phase unbalanced power flow solution for radial distribution systems considering distributed generation. **Electric Power Systems Research**, Vol. 79, pp. 680-686, 2009.

MONTICELLI, A.; WU, F. F. Network Observability: Theory. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. PAS-104, Nº 5, pp.1042-1048, Maio de 1985.

MONTICELLI, A.; WU, F. F. Network Observability: Identification of Observable Islands and Measurement Placement. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. PAS-104, Nº 5, pp.1035-1041, Maio de 1985.

MONTICELLI, A.; GARCIA, A. Fast Decoupled State Estimators. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol.5, Nº 2, pp. 556-564, Maio de 1990.

NIEPLOCHA, J.; MIRANDA, D. C.; TIPPARAJU, V.; HUANG, Z.; MARQUEZ, A. A parallel WLS state estimator on shared memory computers. International Power Engineering Conference, 2007. IPEC 2007, **Anais**. pp. 395-400, 2007.

OPENSG - Open Smart Grid. Smart Grid: **Interoperability and Standards**, 2008. Disponível em <http://osgug.ucaiuug.org>.

PAPADIMITRIOU, C. H. **Computational complexity**, Vol. 1, Addison-Wesley, 1994.

PATEL, M. Y.; GIRGIS, A. A. Two Level State Estimation for Multi-Area Power System. **IEEE Power Engineering Society General Meeting**, pp. 1-6, 2007.

PEREIRA, P. R. S. **Métodos para Otimização dos Ajustes dos Reguladores de Tensão e Zonas de Tap em Sistemas de Distribuição**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS.

PILO, F.; PISANO, G.; SOMA, G. G. Robust distribution state estimation for active networks. UPEC 2008 – 43^o International Universities Power Engineering Conference, **Anais**. pp. 1-6, 2008.

ROYTELMAN, I.; SHAHIDEHPOUR, S.M. State estimation for electric power distribution systems in quasi real-time conditions. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 8, Nº 4, 1993.

SAATY, T. L. **The Analytic Hierarchy Process: Planning, Priority Setting, Resource Allocation**. New York: McGraw-Hill, 1980.

SCHWEPPE, F. C.; WILDES, J.; ROM, D. Power System Static State Estimation, part I: Exact model. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. 89, pp. 120–125, January, 1970.

SCHWEPPE, F.C.; WILDES, J.; ROM, D. Power System Static State Estimation, part II: Approximate model. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. 89, pp. 125–130, January, 1970.

SCHWEPPE, F.C.; WILDES, J.; ROM, D. Power System Static State Estimation, part III: Implementation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. 89, pp. 130-135, January, 1970.

SENADO FEDERAL. **Projeto de Lei do Senado Nº 84, de 2012**. Brasília, 4 de Abril de 2012. Disponível em: <http://www.senado.gov.br/atividade/materia/getPDF.asp?t=105231&tp=1>. Acesso em: 26/08/2012.

SHAYESTEH, E.; HAMON, C.; AMELIN, M.; SÖDER, L. REI Method for multi-area modeling of power systems. **Electric Power and Energy Systems**, N. 60, pp. 283-292, 2014.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 3, N° 2, pp. 753-762, 1988.

SIMES-COSTA, A.; QUINTANA, V. A Robust Numerical Technique for Power System State Estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. PAS-100, pp. 691-698, 1981.

SINGH, R.; PAL, B. C.; JABR, R. A. Choice of estimator for distribution system state estimation. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Vol. 3, N° 7, pp. 666–678, 2009.

SINGH, R.; PAL, B. C.; JABR, R. A.; VINTER, R. B. Meter Placement for Distribution System State Estimation: An Ordinal Optimization Approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 26, N° 4, pp. 2328-2335, 2011.

SMART GRID TECHNOLOGY. Disponível em:
<<https://smartgridtech.wordpress.com/smart-grid/>>. Acesso em: 20/06/2014.

SRINIVAS, M. S. Distribution load flows: a brief review. **Power Engineering Society Winter Meeting**, Vol. 2, pp. 942-945, 2000.

STOTT, B.; ALSAC, O. Fast Decoupled Load Flow. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. PAS-93, No.3, pp.859-867, Maio/Junho de 1974.

TINNEY, W. F.; HART, C. E. Power Flow Solution by Newton's Method. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. PAS-86 , N° 11, pp. 1449-1460, 1967.

UNIÃO EUROPEIA – UE. **Políticas e Atividades – Acção Clima**. Disponível em:
http://europa.eu/pol/clim/index_pt.htm. Acesso em: 26/08/2012.

UNITED NATIONS. **Decisions adopted by the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol**. Framework Convention on Climate Change, Durban, 2011. Disponível em:
<http://unfccc.int/resource/docs/2011/cmp7/eng/10a01.pdf>. Acesso em: 17/10/2012.

VAN AMERONGEN, R. A. M. A General Purpose Version of the Fast Decoupled Load Flow. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol.4, pp. 760-770, Maio de 1989.

VAN CUTSEM, T.; HORWARD, J. L.; RIBBENS-PAVELLA, M.; EL-FATTAH, Y. M. Hierarchical State Estimation. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, vol. 2, nº2, pp. 70-80, April 1980.

VAN CUTSEM, T.; HORWARD, J. L.; RIBBENS-PAVELLA, M. A Two-Level Static State Estimator for Electric Power Systems. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Vol. PAS-100 , Nº 8, pp. 3722-3732, 1981.

XIE, L.; CHOI, D.; KAR, S.; POOR, H. V. Fully Distributed State Estimation for Wide-Area Monitoring Systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Vol. 3, N. 3, 2012.

WU, J. Q. A. Bose. Parallel solution of large sparse matrix equations and parallel power flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 10, nº 3, pp. 1343-1349, 1995.

YALOU, L.; FANG, L.; WENCHEN, L. Parallel power flow calculation based on Multi-port Inversed Matrix Method. International Conference on Power System Technology (POWERCON), **Anais**. pp. 1-6, 2010.

YANG, X.; ZHANG, X.P.; ZHOU, S. Coordinated algorithms for distributed state estimation with synchronized phasor measurements. **Journal of Applied Energy**, N. 96, pp. 253-260, 2012.

ZAVADIL, R.; MILLER, N.; ELLIS, A.; MULJADI, E. Making connections [wind generation facilities]. **IEEE Power Energy Magazine**, Vol. 3, Nº 6, pp. 26-37, 2005.

ZHANG, Y.; TIPPARAJU, V.; NIEPLOCHA, J.; HARIRI, S. Parallelization of the NAS Conjugate Gradient Benchmark Using the Global Arrays Shared Memory Programming Model. **Proceedings of IPDPS '05**. 2005.

ZHAO, M.; ABUR, A. Multiarea State Estimation Using Synchronized Phasor Measurements. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 20, Nº 2, pp. 611-617, 2005.

ZIGBEE - Smart Energy. Disponível em: <http://www.zigbee.org>.

APÊNDICES

Apêndice A – Método dos Mínimos Quadrados Ponderados

O método dos mínimos quadrados ponderados consiste em uma técnica de otimização que busca a melhor estimativa de estado da rede de distribuição, baseando-se no modelo elétrico da rede e num conjunto de medidas associadas aos seus pesos, que representam o grau de confiabilidade de cada uma destas medidas. Desta forma, a estimativa é obtida através da minimização da seguinte função objetivo:

$$\min j(x) = \sum_{i=1}^m W_i (z_i - h_i(x))^2 \quad (\text{A.1})$$

Onde:

Z_i : é a medida i ;

W_i : é o peso da medida i ;

$h_i(x)$: é a função que relaciona a variável de estado x e a medida;

m : é o número de medidas;

Com a solução deste problema de otimização obtém-se o estado estimado \hat{x} que precisa satisfazer a condição:

$$\frac{\delta J(x)}{\delta x} = 0 \Rightarrow H^T(\hat{x})W[z - h(\hat{x})] = 0 \quad (\text{A.2})$$

Onde:

$$H(x) = \frac{\partial h(x)}{\partial x} \quad (\text{A.3})$$

Logo, $H(x)$ é a matriz Jacobiana das funções $h(x)$ que relacionam as medidas aos seus respectivos estados. A solução da equação não-linear A.2 pode ser obtida através de um método iterativo onde uma equação linear é resolvida a cada iteração de modo a calcular a correção $\Delta x^{k+1} = x^k + \Delta x^k$.

$$\left[G(x^k) \right] \Delta x^{k+1} = H^T(x^k) W \left[z - h(x^k) \right] \quad (\text{A.4})$$

Onde G é chamada de matriz de ganho, e é definida por:

$$G(x) = H^T(x) W H(x) \quad (\text{A.5})$$

A matriz de ganho é esparsa de forma que tipicamente ela não é invertida, a sua inversão geraria uma matriz não-esparsa causando problemas de convergência e deterioração dos resultados da estimação. Contudo a Equação A.5 pode ser determinada pela decomposição de *Cholesky* a qual é detalhada no Apêndice B.

O vetor de estados é representado pelas magnitudes das tensões e respectivos ângulos.

$$x = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \\ V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad (\text{A.6})$$

A.1. Funções das Medidas, $h(x^k)$

As medidas podem ser de vários tipos como medidas de fluxo corrente ou potência nos ramos, injeções de potência nos nós (cargas, fontes de geração distribuída ou bancos de capacitores) bem como medidas de magnitude da tensão nos nós. A medida de corrente $I_{l,\varphi}^m$ no ramo l pode ser expressa em termos da tensão dos nós i e j como:

$$I_{lr,\varphi} + jI_{lx,\varphi} = \sum_{k=1}^3 y_{ij(\varphi,k)} (V_{i,k} - V_{j,k}) \quad (\text{A.7})$$

Onde:

φ : fases 1, 2 e 3;

$y_{ij(\varphi,k)}$: elemento da matriz de admitância Y (Eq. 2.4).

Logo a função da magnitude da corrente será:

$$h_c(x) = I_{l,\varphi} = \sqrt{I_{lr,\varphi}^2(x) + I_{lx,\varphi}^2(x)} \quad (\text{A.8})$$

A função, quando se tem uma medida de fluxo de potência na mesma linha, é:

$$h_p(x) - jh_q(x) = S_{ij,\varphi}^* = V_{i,\varphi}^* \sum_{k=1}^3 y_{sr(\varphi,k)} V_{i,k} - V_{j,k} \quad (\text{A.9})$$

Da mesma forma para a função de uma medida de injeção de potência no nó j , que pode ter os nós do conjunto J conectados a este, pode ser representada por:

$$h_{p,inj}(x) - jh_{q,inj}(x) = S_{j,\varphi}^* = V_{j,\varphi}^* \sum_{m \in J} \sum_{k=1}^3 y_{rm(\varphi,k)} (V_{j,k} - V_{m,k}) \quad (\text{A.10})$$

Finalmente, a medida da magnitude da tensão no nó j é dada por:

$$h_v(x) = V_{j,\varphi} \quad (\text{A.11})$$

A.2. A Matriz Jacobiana das Medidas, H

Graças à relação não linear entre os valores das medidas e as variáveis de estado, faz-se necessário derivar uma relação linearizada de acordo com a equação diferencial 4.9, apresentada novamente a seguir:

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{inj}^\varphi}{\partial \theta^\varphi} & \frac{\partial P_{inj}^\varphi}{\partial V^\varphi} \\ \frac{\partial P_{fluxo}^\varphi}{\partial \theta^\varphi} & \frac{\partial P_{fluxo}^\varphi}{\partial V^\varphi} \\ \frac{\partial Q_{inj}^\varphi}{\partial \theta^\varphi} & \frac{\partial Q_{inj}^\varphi}{\partial V^\varphi} \\ \frac{\partial Q_{fluxo}^\varphi}{\partial \theta^\varphi} & \frac{\partial Q_{fluxo}^\varphi}{\partial V^\varphi} \\ \frac{\partial I_{mag}^\varphi}{\partial \theta^\varphi} & \frac{\partial I_{mag}^\varphi}{\partial V^\varphi} \\ \frac{\partial V_{mag}^\varphi}{\partial \theta^\varphi} & \frac{\partial V_{mag}^\varphi}{\partial V^\varphi} \end{bmatrix} \quad \text{onde } \varphi \in \{1, 2, 3\} \quad (\text{A.12})$$

Esta matriz é conhecida como matriz Jacobiana, sendo que cada um dos seus elementos é expresso pela equação diferencial de cada uma das funções das medidas em relação às variáveis de estado, ângulo e magnitude da tensão. A matriz $H(x)$ é montada de forma que cada linha represente uma medida e cada coluna uma variável de estado.

Os elementos correspondendo às medidas de injeção de potência ativa P_{inj} são:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_i^\varphi}{\partial \theta_i^\varphi} &= \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^3 V_i^{k\varphi} V_j^{k\varphi} (-G_{ij}^{k\varphi} \text{sen}(\theta_{ij}^{k\varphi} + \delta_i^\varphi - \delta_i^k) + B_{ij}^{k\varphi} \text{cos}(\theta_{ij}^{k\varphi} + \delta_i^\varphi - \delta_i^k)) - V_i^{k\varphi^2} B_{ii}^{k\varphi} \\ \frac{\partial P_i^\varphi}{\partial V_i^\varphi} &= \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^3 V_j^{k\varphi} (G_{ij}^{k\varphi} \text{cos}(\theta_{ij}^{k\varphi} + \delta_i^\varphi - \delta_i^k) + B_{ij}^{k\varphi} \text{sen}(\theta_{ij}^{k\varphi} + \delta_i^\varphi - \delta_i^k)) + V_i^{k\varphi} G_{ii}^{k\varphi} \end{aligned} \quad (\text{A.13})$$

Os elementos correspondendo às medidas de injeção de potência reativa Q_{inj} são:

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_i^\varphi}{\partial \theta_i^\varphi} &= \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^3 V_i^{k\varphi} V_j^{k\varphi} (G_{ij}^{k\varphi} \text{cos}(\theta_{ij}^{k\varphi} + \delta_i^\varphi - \delta_i^k) + B_{ij}^{k\varphi} \text{sen}(\theta_{ij}^{k\varphi} + \delta_i^\varphi - \delta_i^k)) - V_i^{k\varphi^2} B_{ii}^{k\varphi} \\ \frac{\partial Q_i^\varphi}{\partial V_i^\varphi} &= \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^3 V_j^{k\varphi} (G_{ij}^{k\varphi} \text{sen}(\theta_{ij}^{k\varphi} + \delta_i^\varphi - \delta_i^k) - B_{ij}^{k\varphi} \text{cos}(\theta_{ij}^{k\varphi} + \delta_i^\varphi - \delta_i^k)) + V_i^{k\varphi} B_{ii}^{k\varphi} \end{aligned} \quad (\text{A.14})$$

Os elementos que correspondem às medidas de fluxo de potência ativa P_{fluxo} são:

$$\begin{aligned}\frac{\partial P_{ij}^{\varphi}}{\partial \theta_i^{\varphi}} &= \sum_{k=1}^3 V_i^{k\varphi} V_j^{k\varphi} (g_{ij}^{k\varphi} \text{sen}(\theta_{ij}^{k\varphi} + \delta_i^{\varphi} - \delta_i^k) - b_{ij}^{k\varphi} \text{cos}(\theta_{ij}^{k\varphi} + \delta_i^{\varphi} - \delta_i^k)) \\ \frac{\partial P_{ij}^{\varphi}}{\partial V_i^{\varphi}} &= \sum_{k=1}^3 -V_j^{k\varphi} (g_{ij}^{k\varphi} \text{cos}(\theta_{ij}^{k\varphi} + \delta_i^{\varphi} - \delta_i^k) + b_{ij}^{k\varphi} \text{sen}(\theta_{ij}^{k\varphi} + \delta_i^{\varphi} - \delta_i^k)) + 2V_i^{k\varphi} (g_{ij}^{k\varphi} + g_{si}^{k\varphi})\end{aligned}\quad (\text{A.15})$$

Os elementos que correspondem às medidas de fluxo de potência reativa Q_{fluxo} são:

$$\begin{aligned}\frac{\partial Q_{ij}^{\varphi}}{\partial \theta_i^{\varphi}} &= \sum_{k=1}^3 -V_i^{k\varphi} V_j^{k\varphi} (g_{ij}^{k\varphi} \text{cos}(\theta_{ij}^{k\varphi} + \delta_i^{\varphi} - \delta_i^k) + b_{ij}^{k\varphi} \text{sen}(\theta_{ij}^{k\varphi} + \delta_i^{\varphi} - \delta_i^k)) \\ \frac{\partial Q_{ij}^{\varphi}}{\partial V_i^{\varphi}} &= \sum_{k=1}^3 -V_j^{k\varphi} (g_{ij}^{k\varphi} \text{sen}(\theta_{ij}^{k\varphi} + \delta_i^{\varphi} - \delta_i^k) - b_{ij}^{k\varphi} \text{cos}(\theta_{ij}^{k\varphi} + \delta_i^{\varphi} - \delta_i^k)) - 2V_i^{k\varphi} (b_{ij}^{k\varphi} + b_{si}^{k\varphi})\end{aligned}\quad (\text{A.16})$$

Os elementos correspondentes às medidas de magnitude das correntes (ignorando a admitância *shunt* do ramo) são:

$$\begin{aligned}\frac{\partial I_{ij}^{\varphi}}{\partial \theta_i^{\varphi}} &= \sum_{k=1}^3 \frac{g_{ij}^{k\varphi^2} + b_{ij}^{k\varphi^2}}{I_{ij}^{k\varphi}} V_i^{k\varphi} V_j^{k\varphi} \text{sen}(\theta_{ij}^{k\varphi} + \delta_i^{\varphi} - \delta_i^k) \\ \frac{\partial I_{ij}^{\varphi}}{\partial V_i^{\varphi}} &= \sum_{k=1}^3 \frac{g_{ij}^{k\varphi^2} + b_{ij}^{k\varphi^2}}{I_{ij}^{k\varphi}} (V_i^{k\varphi} - V_j^{k\varphi} \text{cos}(\theta_{ij}^{k\varphi} + \delta_i^{\varphi} - \delta_i^k))\end{aligned}\quad (\text{A.17})$$

Os elementos correspondentes às medidas de magnitude da tensão são:

$$\frac{\partial V_i^{\varphi}}{\partial V_i^{\varphi}} = 1, \quad \frac{\partial V_i^{\varphi}}{\partial \theta_i^{\varphi}} = 0 \quad (\text{A.18})$$

Onde:

$G_{ij} + jB_{ij}$: a admitância complexa na barra ij ;

$g_{ij} + jb_{ij}$: a admitância série complexa no ramo conectando as barras i e j ;

$g_{si} + jb_{si}$: a admitância *shunt* complexa no ramo conectado à barra i .

A.3. Distribuição Normal e a Incerteza dos Resultados

É comum considerar-se que todas as medidas do estimador, como medidas-reais, pseudo-medidas, medidas-virtuais e por consequência as próprias variáveis de estado, seguem uma distribuição normal de Gauss. As distribuições normais podem ser descritas através dos parâmetros média e desvio padrão, sendo que por definição a região compreendida por três desvios padrão em torno da média, compreendem 99,7% da área sob a curva gaussiana. Desta forma, a partir do percentual de incerteza máximo da medida, o desvio padrão pode ser calculado da forma:

$$\sigma = \frac{\mu \times \%incerteza}{3 \times 100} \quad (\text{A.19})$$

Sabendo-se que μ é o valor da medida em tempo real, a mesma equação pode ser então alterada para calcular-se o percentual de incerteza:

$$\%incerteza = \frac{3 \times 100 \times \sigma}{\mu} \quad (\text{A.20})$$

Logo, para calcular-se o percentual de incerteza resta apenas saber o desvio padrão ou mesmo a variância associada a cada medida. O valor da variância de cada variável de estado está armazenado nos elementos da diagonal da matriz C (HANDSCHIN et al., 1975), definida por:

$$[C] = [H^T . W . H]^{-1} \quad (\text{A.21})$$

Apêndice B –Método de *Cholesky*

A decomposição pelo método de *Cholesky* existe apenas para matrizes simétricas e definidas positivas. Embora seja uma restrição significativa, ainda assim o método é útil pois várias matrizes são desta forma, inclusive a matriz de ganho G utilizada no método dos mínimos quadrados ponderados.

O método de *Cholesky* consiste em decompor uma matriz A em uma matriz triangular inferior e a sua transposta da forma:

$$A = L.L^T \quad (\text{B.1})$$

A aplicação deste método resolve o sistema de equações:

$$L.y = b \quad (\text{B.2})$$

$$L^T.x = y \quad (\text{B.3})$$

Onde:

$$b = L.y = L(L^T.x) = (L.L^T).x = A.x \quad (\text{B.4})$$

A vantagem em se usar esta decomposição fica por conta da necessidade de se determinar apenas a matriz L , pois uma matriz simétrica e definida positiva pode ser representada da forma $A = L.L^T$. Isto significa que o número de operações necessárias para se resolver um sistema linear fica reduzido a metade, quando se compara o método de *Cholesky* com outros métodos de decomposição.

ANEXOS

ANEXO A

Tabelas de Resultados para Estimação de Estado em alimentador de testes:

REDE TRONCO

Matriz de Admitância

Barr. Orig.	Barr. Dest.	Y
9469	9458	-144,11 +j2156,57
9458	9469	-144,11 +j2156,57
9458	9277	-28,46 +j360,42
9458	9434	-25,82 +j332,57
9277	9458	-28,46 +j360,42
9277	9534	-26,76 +j247,13
9277	9594	-26,42 +j244,39
9534	9277	-26,76 +j247,13
9534	9599	-1279,94 +j10634,08
9534	9321	-31,09 +j231,46
9599	9534	-1279,94 +j10634,08
9321	9534	-31,09 +j231,46
9321	9424	-380,42 +j2000,36
9321	9394	-68,20 +j429,69
9424	9321	-380,42 +j2000,36
9394	9321	-68,20 +j429,69
9394	9387	-119,33 +j754,85
9394	9309	-94,37 +j600,22
9387	9394	-119,33 +j754,85
9387	9393	-49,68 +j298,16
9387	9641	-48,70 +j292,56
9393	9387	-49,68 +j298,16
9393	9638	-1030,33 +j5753,82
9393	9619	-129,15 +j735,05
9638	9393	-1030,33 +j5753,82
9619	9393	-129,15 +j735,05

9619	9317	-38,41 +j208,03
9317	9619	-38,41 +j208,03
9317	9367	-82,50 +j424,28
9317	9636	-68,78 +j354,71
9367	9317	-82,50 +j424,28
9367	9307	-129,96 +j653,08
9307	9367	-129,96 +j653,08
9307	9476	-155,73 +j770,56
9307	9557	-84,52 +j418,32
9476	9307	-155,73 +j770,56
9557	9307	-84,52 +j418,32
9557	9301	-43,43 +j208,10
9301	9557	-43,43 +j208,10
9301	9279	-214,57 +j1001,96
9279	9301	-214,57 +j1001,96
9279	9407	-61,22 +j280,13
9279	9554	-41,95 +j192,11
9407	9279	-61,22 +j280,13
9407	9542	-209,47 +j942,98
9407	9511	-51,73 +j218,12
9542	9407	-209,47 +j942,98
9511	9407	-51,73 +j218,12
9511	9288	-155,23 +j582,69
9288	9511	-155,23 +j582,69
9288	9382	-97,71 +j344,85
9382	9288	-97,71 +j344,85
9382	9635	-77,65 +j250,53
9635	9382	-77,65 +j250,53
9635	9605	-168,35 +j511,28
9605	9635	-168,35 +j511,28
9605	9590	-168,13 +j492,02
9590	9605	-168,13 +j492,02
9590	9504	-33,59 +j88,86
9504	9590	-33,59 +j88,86
9504	9332	-494,50 +j1223,15
9332	9504	-494,50 +j1223,15
9332	9581	-74,74 +j178,23
9332	9451	-58,10 +j139,13
9581	9332	-74,74 +j178,23
9581	9525	-207,74 +j476,67
9581	9648	-47,52 +j103,52
9525	9581	-207,74 +j476,67
9648	9581	-47,52 +j103,52
9648	9751	-118,94 +j221,46
9751	9648	-118,94 +j221,46

9451	9332	-58,10 +j139,13
9554	9279	-41,95 +j192,11
9636	9317	-68,78 +j354,71
9641	9387	-48,70 +j292,56
9309	9394	-94,37 +j600,22
9594	9277	-26,42 +j244,39
9434	9458	-25,82 +j332,57

Matriz de Medidas

Cód. Medida	Tipo	Valor (p.u.)	Barr. Orig.	Barr. Dest.	Peso
1	V	1	9469	-	0,0001
2	P Inj.	-0,0963	9599	-	0,0001
3	P Inj.	-0,0308	9424	-	0,0001
4	P Inj.	-0,0254	9638	-	0,0001
5	P Inj.	-0,0042	9619	-	0,0001
6	P Inj.	0	9476	-	0,0001
7	P Inj.	-0,0042	9557	-	0,0001
8	P Inj.	-0,0042	9301	-	0,0001
9	P Inj.	-0,0229	9542	-	0,0001
10	P Inj.	-0,0062	9511	-	0,0001
11	P Inj.	-0,0277	9288	-	0,0001
12	P Inj.	-0,0062	9382	-	0,0001
13	P Inj.	-0,0062	9635	-	0,0001
14	P Inj.	-0,0017	9605	-	0,0001
15	P Inj.	-0,0042	9590	-	0,0001
16	P Inj.	-0,0025	9504	-	0,0001
17	P Inj.	-0,0042	9525	-	0,0001
18	P Inj.	-0,0042	9648	-	0,0001
19	P Inj.	-0,0062	9751	-	0,0001
20	P Inj.	0	9451	-	0,0001
21	P Inj.	-0,0125	9554	-	0,0001
22	P Inj.	-0,0333	9636	-	0,0001
23	P Inj.	0	9641	-	0,0001
24	P Inj.	-0,0042	9309	-	0,0001
25	P Inj.	0	9594	-	0,0001
26	P Inj.	-0,0524	9434	-	0,0001
27	Q Inj.	-0,0316	9599	-	0,0001
28	Q Inj.	-0,0101	9424	-	0,0001
29	Q Inj.	-0,0083	9638	-	0,0001
30	Q Inj.	-0,0014	9619	-	0,0001
31	Q Inj.	0,1	9367	-	0,0001
32	Q Inj.	0	9476	-	0,0001
33	Q Inj.	-0,0014	9557	-	0,0001
34	Q Inj.	-0,0014	9301	-	0,0001

35	Q Inj.	-0,0075	9542	-	0,0001
36	Q Inj.	-0,002	9511	-	0,0001
37	Q Inj.	-0,0091	9288	-	0,0001
38	Q Inj.	-0,002	9382	-	0,0001
39	Q Inj.	-0,002	9635	-	0,0001
40	Q Inj.	-0,0005	9605	-	0,0001
41	Q Inj.	-0,0014	9590	-	0,0001
42	Q Inj.	-0,0008	9504	-	0,0001
43	Q Inj.	-0,0014	9525	-	0,0001
44	Q Inj.	-0,0014	9648	-	0,0001
45	Q Inj.	-0,002	9751	-	0,0001
46	Q Inj.	0	9451	-	0,0001
47	Q Inj.	-0,0041	9554	-	0,0001
48	Q Inj.	-0,0109	9636	-	0,0001
49	Q Inj.	0	9641	-	0,0001
50	Q Inj.	-0,0014	9309	-	0,0001
51	Q Inj.	0	9594	-	0,0001
52	Q Inj.	-0,0172	9434	-	0,0001
53	P. Fluxo	0,3592	9469	9458	0,0001
54	P. Fluxo	0,3069	9458	9277	0,0001
55	P. Fluxo	0,3069	9458	9277	0,0001
56	P. Fluxo	0,3069	9277	9534	0,0001
57	P. Fluxo	0,3069	9277	9534	0,0001
58	P. Fluxo	0,2106	9534	9321	0,0001
59	P. Fluxo	0,2106	9534	9321	0,0001
60	P. Fluxo	0,1798	9321	9394	0,0001
61	P. Fluxo	0,1798	9321	9394	0,0001
62	P. Fluxo	0,1756	9394	9387	0,0001
63	P. Fluxo	0,1756	9394	9387	0,0001
64	P. Fluxo	0,1756	9387	9393	0,0001
65	P. Fluxo	0,1756	9387	9393	0,0001
66	P. Fluxo	0,1502	9393	9619	0,0001
67	P. Fluxo	0,1461	9619	9317	0,0001
68	P. Fluxo	0,1128	9317	9367	0,0001
69	P. Fluxo	0,113	9367	9307	0,0001
70	P. Fluxo	0,113	9307	9557	0,0001
71	P. Fluxo	0,1047	9301	9279	0,0001
72	P. Fluxo	0,0922	9279	9407	0,0001
73	P. Fluxo	0,0922	9279	9407	0,0001
74	P. Fluxo	0,0693	9407	9511	0,0001
75	P. Fluxo	0,0146	9504	9332	0,0001
76	P. Fluxo	0,0146	9332	9581	0,0001
77	P. Fluxo	0,0146	9332	9581	0,0001
78	P. Fluxo	0,0104	9581	9648	0,0001
79	Q. Fluxo	0,0181	9469	9458	0,0001

80	Q. Fluxo	0,0008	9458	9277	0,0001
81	Q. Fluxo	0,0008	9458	9277	0,0001
82	Q. Fluxo	0,0007	9277	9534	0,0001
83	Q. Fluxo	0,0007	9277	9534	0,0001
84	Q. Fluxo	-0,031	9534	9321	0,0001
85	Q. Fluxo	-0,031	9534	9321	0,0001
86	Q. Fluxo	-0,0411	9321	9394	0,0001
87	Q. Fluxo	-0,0411	9321	9394	0,0001
88	Q. Fluxo	-0,0425	9394	9387	0,0001
89	Q. Fluxo	-0,0425	9394	9387	0,0001
90	Q. Fluxo	-0,0425	9387	9393	0,0001
91	Q. Fluxo	-0,0425	9387	9393	0,0001
92	Q. Fluxo	-0,0508	9393	9619	0,0001
93	Q. Fluxo	-0,0522	9619	9317	0,0001
94	Q. Fluxo	-0,0631	9317	9367	0,0001
95	Q. Fluxo	0,0369	9367	9307	0,0001
96	Q. Fluxo	0,0369	9307	9557	0,0001
97	Q. Fluxo	0,0342	9301	9279	0,0001
98	Q. Fluxo	0,0301	9279	9407	0,0001
99	Q. Fluxo	0,0301	9279	9407	0,0001
100	Q. Fluxo	0,0226	9407	9511	0,0001
101	Q. Fluxo	0,0047	9504	9332	0,0001
102	Q. Fluxo	0,0047	9332	9581	0,0001
103	Q. Fluxo	0,0047	9332	9581	0,0001
104	Q. Fluxo	0,0034	9581	9648	0,0001

Vetor de Estados

Barr.	V	V Cov.	Ang.	Ang. Cov.
9469	1	0,0001	0	0
9458	1	0,0001	-0,0002	0
9277	0,9999	0,0001	-0,001	0
9534	0,9998	0,0001	-0,0022	0
9599	0,9998	0,0001	-0,0022	0
9321	0,9998	0,0001	-0,0032	0
9424	0,9998	0,0001	-0,0032	0
9394	0,9998	0,0001	-0,0036	0
9387	0,9998	0,0001	-0,0038	0
9393	0,9999	0,0001	-0,0044	0
9638	0,9999	0,0001	-0,0044	0
9619	0,9999	0,0001	-0,0046	0
9317	1	0,0001	-0,0053	0
9367	1,0001	0,0001	-0,0056	0
9307	1	0,0001	-0,0058	0
9476	1	0,0001	-0,0058	0

9557	0,9999	0,0001	-0,006	0
9301	0,9996	0,0001	-0,0065	0
9279	0,9996	0,0001	-0,0066	0
9407	0,9994	0,0001	-0,0069	0
9542	0,9994	0,0001	-0,0069	0
9511	0,9992	0,0001	-0,0072	0
9288	0,9992	0,0001	-0,0072	0
9382	0,9991	0,0001	-0,0073	0
9635	0,9991	0,0001	-0,0074	0
9605	0,999	0,0001	-0,0075	0
9590	0,999	0,0001	-0,0075	0
9504	0,9989	0,0001	-0,0076	0
9332	0,9989	0,0001	-0,0077	0
9581	0,9988	0,0001	-0,0077	0
9525	0,9988	0,0001	-0,0077	0
9648	0,9988	0,0001	-0,0078	0
9751	0,9987	0,0001	-0,0078	0
9451	0,9989	0,0001	-0,0077	0
9554	0,9995	0,0001	-0,0066	0
9636	1	0,0001	-0,0054	0
9641	0,9998	0,0001	-0,0038	0
9309	0,9998	0,0001	-0,0036	0
9594	0,9999	0,0001	-0,001	0
9434	0,9999	0,0001	-0,0003	0

Sub-Rede 2

Matriz de Admitância

Barr. Orig.	Barr. Dest.	Y
9599	9459	-159,50 +j850,98
9459	9599	-159,50 +j850,98
9459	9431	-334,46 +j1363,50
9431	9459	-334,46 +j1363,50
9431	9298	-492,60 +j1928,41
9298	9431	-492,60 +j1928,41
9298	9730	-235,42 +j867,41
9298	9673	-105,18 +j375,11
9730	9298	-235,42 +j867,41
9673	9298	-105,18 +j375,11

Matriz de Medidas

Cód. Medida	Tipo	Valor (p.u.)	Barr. Orig.	Barr. Dest.	Peso
1	V	1	9599	-	0,0001
2	P Inj.	-0,0042	9459	-	0,0001
3	P Inj.	-0,0582	9431	-	0,0001
4	P Inj.	-0,0277	9730	-	0,0001
5	P Inj.	-0,0062	9673	-	0,0001
6	Q Inj.	-0,0014	9459	-	0,0001
7	Q Inj.	-0,0191	9431	-	0,0001
8	Q Inj.	-0,0091	9730	-	0,0001
9	Q Inj.	-0,002	9673	-	0,0001
10	P. Fluxo	0,034	9431	9298	0,0001
11	Q. Fluxo	0,0111	9431	9298	0,0001

Vetor de Estados

Barr.	V	V Cov.	Ang.	Ang. Cov.
9599	0,9998	0,0001	0	0
9459	0,9997	0,0001	-0,0001	0
9431	0,9997	0,0001	-0,0002	0
9298	0,9997	0,0001	-0,0002	0
9730	0,9997	0,0001	-0,0002	0
9673	0,9997	0,0001	-0,0002	0

Sub-Rede 3

Matriz de Admitância

Barr. Orig.	Barr. Dest.	Y
9424	9521	10,00 -j29,23
9521	9424	10,00 -j29,23
9521	9355	54,14 -j194,79
9521	9349	9,66 -j39,34
9355	9521	54,14 -j194,79
9349	9521	9,66 -j39,34
9349	9300	13,17 -j78,24
9349	9455	9,27 -j53,54
9349	10099	8,21 -j46,83
9300	9349	13,17 -j78,24
9300	9444	8,32 -j78,20

9444	9300	8,32 -j78,20
9444	9530	20,06 -j276,78
9530	9444	20,06 -j276,78
9530	9779	1,54 -j71,10
9779	9530	1,54 -j71,10
9455	9349	9,27 -j53,54
9455	10081	11,78 -j83,03
9455	9523	6,86 -j47,34
10081	9455	11,78 -j83,03
9523	9455	6,86 -j47,34
9523	9426	12,61 -j117,75
9523	9733	6,18 -j58,01
9426	9523	12,61 -j117,75
9426	9397	31,32 -j390,84
9397	9426	31,32 -j390,84
9397	10062	1,23 -j24,49
10062	9397	1,23 -j24,49
9733	9523	6,18 -j58,01
10099	9349	8,21 -j46,83

Matriz de Medidas

Cód. Medida	Tipo	Valor (p.u.)	Barr. Orig.	Barr. Dest.	Peso
1	V	1	9424	-	0,0001
2	P Inj.	-0,0017	9355	-	0,0001
3	P Inj.	-0,0042	9300	-	0,0001
4	P Inj.	-0,0042	9530	-	0,0001
5	P Inj.	-0,0042	9779	-	0,0001
6	P Inj.	-0,0025	10081	-	0,0001
7	P Inj.	-0,0042	9426	-	0,0001
8	P Inj.	-0,0042	10062	-	0,0001
9	P Inj.	-0,0042	9733	-	0,0001
10	P Inj.	-0,0017	10099	-	0,0001
11	Q Inj.	-0,0005	9355	-	0,0001
12	Q Inj.	-0,0014	9300	-	0,0001
13	Q Inj.	-0,0014	9530	-	0,0001
14	Q Inj.	-0,0014	9779	-	0,0001
15	Q Inj.	-0,0008	10081	-	0,0001
16	Q Inj.	-0,0014	9426	-	0,0001
17	Q Inj.	-0,0014	10062	-	0,0001
18	Q Inj.	-0,0014	9733	-	0,0001
19	Q Inj.	-0,0005	10099	-	0,0001
20	P. Fluxo	0,0308	9424	9521	0,0001
21	P. Fluxo	0,0017	9521	9355	0,0001
22	P. Fluxo	0,0291	9521	9349	0,0001

23	P. Fluxo	0,0291	9521	9349	0,0001
24	P. Fluxo	0,0125	9349	9300	0,0001
25	P. Fluxo	0,0083	9300	9444	0,0001
26	P. Fluxo	0,0083	9444	9530	0,0001
27	P. Fluxo	0,015	9349	9455	0,0001
28	P. Fluxo	0,015	9349	9455	0,0001
29	P. Fluxo	0,0125	9455	9523	0,0001
30	P. Fluxo	0,0125	9455	9523	0,0001
31	P. Fluxo	0,0083	9523	9426	0,0001
32	P. Fluxo	0,0042	9426	9397	0,0001
33	Q. Fluxo	0,0101	9424	9521	0,0001
34	Q. Fluxo	0,0005	9521	9355	0,0001
35	Q. Fluxo	0,0095	9521	9349	0,0001
36	Q. Fluxo	0,0095	9521	9349	0,0001
37	Q. Fluxo	0,0041	9349	9300	0,0001
38	Q. Fluxo	0,0027	9300	9444	0,0001
39	Q. Fluxo	0,0027	9444	9530	0,0001
40	Q. Fluxo	0,0049	9349	9455	0,0001
41	Q. Fluxo	0,0049	9349	9455	0,0001
42	Q. Fluxo	0,0041	9455	9523	0,0001
43	Q. Fluxo	0,0041	9455	9523	0,0001
44	Q. Fluxo	0,0027	9523	9426	0,0001
45	Q. Fluxo	0,0014	9426	9397	0,0001

Vetor de Estados

Barr.	V	V Cov.	Ang.	Ang. Cov.
9424	0,9998	0,0001	0	0
9521	1,0004	0,0001	0,0008	0
9355	1,0004	0,0001	0,0008	0
9349	1,0008	0,0001	0,0015	0
9300	1,0009	0,0001	0,0016	0
9444	1,0009	0,0001	0,0017	0
9530	1,0009	0,0001	0,0018	0
9779	1,001	0,0001	0,0018	0
9455	1,0009	0,0001	0,0017	0
10081	1,001	0,0001	0,0018	0
9523	1,0011	0,0001	0,002	0
9426	1,0011	0,0001	0,002	0
9397	1,0011	0,0001	0,0021	0
10062	1,0012	0,0001	0,0022	0
9733	1,0011	0,0001	0,002	0
10099	1,0008	0,0001	0,0015	0

Sub-Rede 5

Matriz de Admitância

Barr. Orig.	Barr. Dest.	Y
9638	9473	-80,81 +j304,12
9473	9638	-80,81 +j304,12
9473	9351	2,34 -j18,78
9473	10097	2,53 -j16,31
9351	9473	2,34 -j18,78
9351	9280	-46,28 -j185,40
9280	9351	-46,28 -j185,40
9280	9316	-61,22 -j180,35
9280	9430	-28,83 -j83,22
9316	9280	-61,22 -j180,35
9316	9936	-84,17 -j189,54
9936	9316	-84,17 -j189,54
9430	9280	-28,83 -j83,22
9430	9848	-242,54 -j575,64
9848	9430	-242,54 -j575,64
10097	9473	2,53 -j16,31

Matriz de Medidas

Cód. Medida	Tipo	Valor (p.u.)	Barr. Orig.	Barr. Dest.	Peso
1	V	1	9638	-	0,0001
2	P Inj.	-0,0025	9316	-	0,0001
3	P Inj.	-0,0042	9936	-	0,0001
4	P Inj.	-0,0062	9848	-	0,0001
5	P Inj.	-0,0125	10097	-	0,0001
6	Q Inj.	-0,0008	9316	-	0,0001
7	Q Inj.	-0,0014	9936	-	0,0001
8	Q Inj.	-0,002	9848	-	0,0001
9	Q Inj.	-0,0041	10097	-	0,0001
10	P. Fluxo	0,0254	9638	9473	0,0001
11	P. Fluxo	0,0129	9473	9351	0,0001
12	P. Fluxo	0,0129	9473	9351	0,0001
13	P. Fluxo	0,0129	9351	9280	0,0001
14	P. Fluxo	0,0129	9351	9280	0,0001
15	P. Fluxo	0,0067	9280	9316	0,0001
16	P. Fluxo	0,0062	9280	9430	0,0001
17	P. Fluxo	0,0062	9280	9430	0,0001
18	Q. Fluxo	0,0083	9638	9473	0,0001

19	Q. Fluxo	0,0042	9473	9351	0,0001
20	Q. Fluxo	0,0042	9473	9351	0,0001
21	Q. Fluxo	0,0042	9351	9280	0,0001
22	Q. Fluxo	0,0042	9351	9280	0,0001
23	Q. Fluxo	0,0022	9280	9316	0,0001
24	Q. Fluxo	0,002	9280	9430	0,0001
25	Q. Fluxo	0,002	9280	9430	0,0001

Vetor de Estados

Barr.	V	V Cov.	Ang.	Ang. Cov.
9638	0,9999	0,0001	0	0
9473	0,9998	0,0001	-0,0001	0
9351	1,0001	0,0001	0,0006	0
9280	1,0001	0,0001	0,0006	0
9316	1,0001	0,0001	0,0007	0
9936	1,0001	0,0001	0,0007	0
9430	1,0001	0,0001	0,0007	0
9848	1,0001	0,0001	0,0007	0
10097	1,0002	0,0001	0,0006	0

Sub-Rede 8

Matriz de Admitância

Barr. Orig.	Barr. Dest.	Y
9542	9373	-78,37 +j347,50
9373	9542	-78,37 +j347,50
9373	9486	-147,27 +j643,51
9373	10148	-24,09 +j71,85
9486	9373	-147,27 +j643,51
9486	9308	-124,17 +j537,95
9308	9486	-124,17 +j537,95
9308	9329	-140,40 +j600,87
9308	9327	-31,34 +j100,63
9329	9308	-140,40 +j600,87
9329	9314	-46,61 +j195,86
9314	9329	-46,61 +j195,86
9314	9452	-68,11 +j194,03
9452	9314	-68,11 +j194,03

9452	9275	-77,99 +j153,68
9275	9452	-77,99 +j153,68
9275	9450	-394,19 +j661,59
9450	9275	-394,19 +j661,59
9327	9308	-31,34 +j100,63
10148	9373	-24,09 +j71,85

Matriz de Medidas

Cód. Medida	Tipo	Valor (p.u.)	Barr. Orig.	Barr. Dest.	Peso
1	V	1	9542	-	0,0001
2	P Inj.	-0,0062	9486	-	0,0001
3	P Inj.	-0,0083	9452	-	0,0001
4	P Inj.	-0,0042	9275	-	0,0001
5	P Inj.	-0,0042	10148	-	0,0001
6	Q Inj.	-0,002	9486	-	0,0001
7	Q Inj.	-0,0027	9452	-	0,0001
8	Q Inj.	-0,0014	9275	-	0,0001
9	Q Inj.	-0,0014	10148	-	0,0001
10	P. Fluxo	0,0229	9542	9373	0,0001
11	P. Fluxo	0,0187	9373	9486	0,0001
12	P. Fluxo	0,0125	9486	9308	0,0001
13	P. Fluxo	0,0125	9308	9329	0,0001
14	P. Fluxo	0,0125	9308	9329	0,0001
15	P. Fluxo	0,0125	9329	9314	0,0001
16	P. Fluxo	0,0125	9329	9314	0,0001
17	P. Fluxo	0,0125	9314	9452	0,0001
18	P. Fluxo	0	9275	9450	0,0001
19	P. Fluxo	0	9308	9327	0,0001
20	P. Fluxo	0	9308	9327	0,0001
21	Q. Fluxo	0,0075	9542	9373	0,0001
22	Q. Fluxo	0,0061	9373	9486	0,0001
23	Q. Fluxo	0,0041	9486	9308	0,0001
24	Q. Fluxo	0,0041	9308	9329	0,0001
25	Q. Fluxo	0,0041	9308	9329	0,0001
26	Q. Fluxo	0,0041	9329	9314	0,0001
27	Q. Fluxo	0,0041	9329	9314	0,0001
28	Q. Fluxo	0,0041	9314	9452	0,0001
29	Q. Fluxo	0	9275	9450	0,0001
30	Q. Fluxo	0	9308	9327	0,0001
31	Q. Fluxo	0	9308	9327	0,0001

Vetor de Estados

Barr.	V	V Cov.	Ang.	Ang. Cov.
9542	0,9994	0,0001	0	0
9373	0,9994	0,0001	-0,0001	0
9486	0,9993	0,0001	-0,0001	0
9308	0,9993	0,0001	-0,0001	0
9329	0,9993	0,0001	-0,0001	0
9314	0,9993	0,0001	-0,0002	0
9452	0,9992	0,0001	-0,0002	0
9275	0,9992	0,0001	-0,0002	0
9450	0,9992	0,0001	-0,0002	0
9327	0,9993	0,0001	-0,0001	0
10148	0,9993	0,0001	-0,0001	0

Sub-Rede 7**Matriz de Admitância**

Barr. Orig.	Barr. Dest.	Y
9554	9563	-46,64 +j138,72
9563	9554	-46,64 +j138,72
9563	9884	-18,79 +j33,34
9884	9563	-18,79 +j33,34

Matriz de Medidas

Cód. Medida	Tipo	Valor (p.u.)	Barr. Orig.	Barr. Dest.	Peso
1	V	1	9554	-	0,0001
2	P Inj.	-0,0125	9884	-	0,0001
3	Q Inj.	-0,0041	9884	-	0,0001
4	P. Fluxo	0,0125	9554	9563	0,0001
5	Q. Fluxo	0,0041	9554	9563	0,0001

Vetor de Estados

Barr.	V	V Cov.	Ang.	Ang. Cov.
9554	0,9995	0,0001	0	0
9563	0,9995	0,0001	-0,0001	0
9884	0,9992	0,0001	-0,0003	0

Sub-Rede 6

Matriz de Admitância

Barr. Orig.	Barr. Dest.	Y
9636	9623	-105,73 +j430,65
9623	9636	-105,73 +j430,65
9623	9390	-332,28 +j1118,66
9390	9623	-332,28 +j1118,66
9390	9281	-77,69 +j202,00
9390	9422	-49,28 +j131,64
9281	9390	-77,69 +j202,00
9281	9668	-266,27 +j561,65
9281	9703	-117,06 +j247,38
9668	9281	-266,27 +j561,65
9703	9281	-117,06 +j247,38
9422	9390	-49,28 +j131,64
9422	9837	-299,83 +j731,27
9837	9422	-299,83 +j731,27

Matriz de Medidas

Cód. Medida	Tipo	Valor (p.u.)	Barr. Orig.	Barr. Dest.	Peso
1	V	1	9636	-	0,0001
2	P Inj.	-0,0042	9623	-	0,0001
3	P Inj.	-0,0062	9668	-	0,0001
4	P Inj.	-0,0083	9703	-	0,0001
5	P Inj.	-0,0083	9422	-	0,0001
6	P Inj.	-0,0062	9837	-	0,0001
7	Q Inj.	-0,0014	9623	-	0,0001
8	Q Inj.	-0,002	9668	-	0,0001
9	Q Inj.	-0,0027	9703	-	0,0001
10	Q Inj.	-0,0027	9422	-	0,0001
11	Q Inj.	-0,002	9837	-	0,0001
12	P. Fluxo	0,0291	9623	9390	0,0001
13	P. Fluxo	0,0146	9390	9281	0,0001
14	P. Fluxo	0,0146	9390	9281	0,0001
15	P. Fluxo	0,0146	9390	9422	0,0001
16	Q. Fluxo	0,0095	9623	9390	0,0001
17	Q. Fluxo	0,0048	9390	9281	0,0001
18	Q. Fluxo	0,0048	9390	9281	0,0001
19	Q. Fluxo	0,0048	9390	9422	0,0001

Vetor de Estados

Barr.	V	V Cov.	Ang.	Ang. Cov.
9636	1	0,0001	0	0
9623	0,9999	0,0001	-0,0001	0
9390	0,9999	0,0001	-0,0001	0
9281	0,9999	0,0001	-0,0001	0
9668	0,9999	0,0001	-0,0002	0
9703	0,9999	0,0001	-0,0002	0
9422	0,9999	0,0001	-0,0002	0
9837	0,9999	0,0001	-0,0002	0

Sub-Rede 4**Matriz de Admitância**

Barr. Orig.	Barr. Dest.	Y
9309	10128	-19,17 +j71,71
10128	9309	-19,17 +j71,71

Matriz de Medidas

Cód. Medida	Tipo	Valor (p.u.)	Barr. Orig.	Barr. Dest.	Peso
1	V	1	9309	-	0,0001
2	P Inj.	-0,0042	10128	-	0,0001
3	Q Inj.	-0,0014	10128	-	0,0001

Vetor de Estados

Barr.	V	V Cov.	Ang.	Ang. Cov.
9309	0,9998	0,0001	0	0
10128	0,9998	0,0001	0	0

Sub-Rede 1

Matriz de Admitância

Barr. Orig.	Barr. Dest.	Y
9434	9380	-38,23 +j301,23
9380	9434	-38,23 +j301,23
9380	9318	-88,92 +j444,91
9380	9793	-59,21 +j299,56
9318	9380	-88,92 +j444,91
9318	9711	-424,19 +j1847,52
9318	9282	-86,89 +j357,24
9711	9318	-424,19 +j1847,52
9282	9318	-86,89 +j357,24
9282	9963	-373,13 +j1369,23
9282	9404	-110,20 +j387,91
9963	9282	-373,13 +j1369,23
9404	9282	-110,20 +j387,91
9404	9491	-185,89 +j580,33
9491	9404	-185,89 +j580,33
9491	9799	-80,06 +j218,51
9491	9293	-51,30 +j142,59
9799	9491	-80,06 +j218,51
9293	9491	-51,30 +j142,59
9293	9992	-58,85 +j110,78
9293	10107	-49,21 +j95,89
9293	9287	-37,79 +j77,70
9992	9293	-58,85 +j110,78
10107	9293	-49,21 +j95,89
9287	9293	-37,79 +j77,70
9287	9763	-221,92 +j542,71
9287	9345	-117,20 +j285,20
9763	9287	-221,92 +j542,71
9345	9287	-117,20 +j285,20
9345	9565	-59,41 +j128,35
9345	9443	-43,52 +j94,65
9565	9345	-59,41 +j128,35
9565	9722	-108,26 +j212,11
9722	9565	-108,26 +j212,11
9443	9345	-43,52 +j94,65
9443	9910	-163,48 +j342,15
9910	9443	-163,48 +j342,15
9793	9380	-59,21 +j299,56

Matriz de Medidas

Cód. Medida	Tipo	Valor (p.u.)	Barr. Orig.	Barr. Dest.	Peso
1	V	1	9434	-	0,0001
2	P Inj.	-0,0083	9711	-	0,0001
3	P Inj.	-0,0083	9963	-	0,0001
4	P Inj.	-0,0042	9404	-	0,0001
5	P Inj.	-0,0062	9799	-	0,0001
6	P Inj.	-0,0062	9992	-	0,0001
7	P Inj.	-0,0042	10107	-	0,0001
8	P Inj.	-0,0025	9763	-	0,0001
9	P Inj.	-0,0042	9722	-	0,0001
10	P Inj.	-0,0042	9910	-	0,0001
11	P Inj.	-0,0042	9793	-	0,0001
12	Q Inj.	-0,0027	9711	-	0,0001
13	Q Inj.	-0,0027	9963	-	0,0001
14	Q Inj.	-0,0014	9404	-	0,0001
15	Q Inj.	-0,002	9799	-	0,0001
16	Q Inj.	-0,002	9992	-	0,0001
17	Q Inj.	-0,0014	10107	-	0,0001
18	Q Inj.	-0,0008	9763	-	0,0001
19	Q Inj.	-0,0014	9722	-	0,0001
20	Q Inj.	-0,0014	9910	-	0,0001
21	Q Inj.	-0,0014	9793	-	0,0001
22	P. Fluxo	0,0524	9434	9380	0,0001
23	P. Fluxo	0,0482	9380	9318	0,0001
24	P. Fluxo	0,0482	9380	9318	0,0001
25	P. Fluxo	0,0399	9318	9282	0,0001
26	P. Fluxo	0,0399	9318	9282	0,0001
27	P. Fluxo	0,0316	9282	9404	0,0001
28	P. Fluxo	0,0274	9404	9491	0,0001
29	P. Fluxo	0,0212	9491	9293	0,0001
30	P. Fluxo	0,0212	9491	9293	0,0001
31	P. Fluxo	0,0108	9293	9287	0,0001
32	P. Fluxo	0,0108	9293	9287	0,0001
33	P. Fluxo	0,0083	9287	9345	0,0001
34	P. Fluxo	0,0083	9287	9345	0,0001
35	P. Fluxo	0,0042	9345	9565	0,0001
36	P. Fluxo	0,0042	9345	9565	0,0001
37	P. Fluxo	0,0042	9345	9443	0,0001
38	P. Fluxo	0,0042	9345	9443	0,0001
39	Q. Fluxo	0,0172	9434	9380	0,0001
40	Q. Fluxo	0,0158	9380	9318	0,0001
41	Q. Fluxo	0,0158	9380	9318	0,0001
42	Q. Fluxo	0,0131	9318	9282	0,0001

43	Q. Fluxo	0,0131	9318	9282	0,0001
44	Q. Fluxo	0,0104	9282	9404	0,0001
45	Q. Fluxo	0,009	9404	9491	0,0001
46	Q. Fluxo	0,007	9491	9293	0,0001
47	Q. Fluxo	0,007	9491	9293	0,0001
48	Q. Fluxo	0,0035	9293	9287	0,0001
49	Q. Fluxo	0,0035	9293	9287	0,0001
50	Q. Fluxo	0,0027	9287	9345	0,0001
51	Q. Fluxo	0,0027	9287	9345	0,0001
52	Q. Fluxo	0,0014	9345	9565	0,0001
53	Q. Fluxo	0,0014	9345	9565	0,0001
54	Q. Fluxo	0,0014	9345	9443	0,0001
55	Q. Fluxo	0,0014	9345	9443	0,0001

Vetor de Estados

Barr.	V	V Cov.	Ang.	Ang. Cov.
9434	0,9999	0,0001	0	0
9380	0,9998	0,0001	-0,0002	0
9318	0,9998	0,0001	-0,0003	0
9711	0,9998	0,0001	-0,0003	0
9282	0,9997	0,0001	-0,0004	0
9963	0,9997	0,0001	-0,0004	0
9404	0,9997	0,0001	-0,0004	0
9491	0,9996	0,0001	-0,0005	0
9799	0,9996	0,0001	-0,0005	0
9293	0,9996	0,0001	-0,0006	0
9992	0,9995	0,0001	-0,0006	0
10107	0,9995	0,0001	-0,0006	0
9287	0,9995	0,0001	-0,0007	0
9763	0,9995	0,0001	-0,0007	0
9345	0,9994	0,0001	-0,0007	0
9565	0,9994	0,0001	-0,0007	0
9722	0,9994	0,0001	-0,0007	0
9443	0,9994	0,0001	-0,0007	0
9910	0,9994	0,0001	-0,0007	0
9793	0,9998	0,0001	-0,0002	0