

GUSTAVO DE GOIS HIMENO

**Metodologia para estimação de estado e sua aplicação em redes
elétricas de distribuição**

São Paulo

2022

GUSTAVO DE GOIS HIMENO

**Metodologia para estimação de estado e sua aplicação em redes
elétricas de distribuição**

Versão Corrigida

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de
Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas
Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Hernán Prieto
Schmidt

São Paulo

2022

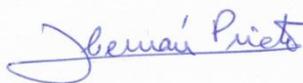
Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 03 de janeiro de 2022

Assinatura do autor: 

Assinatura do orientador:



FICHA CATALOGRÁFICA

Himeno, Gustavo de Gois

**Metodologia para Estimção de Estado e sua Aplicação em Redes Elétricas de Distribuição / G. G. Himeno – versão corr. -- São Paulo, 2022.
123 p.**

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Estimção de estado 2.Análise de Sistemas de Potência 3.Redes de Distribuição 4.Redes subterrâneas 5.Estimção de carga 6. Planejamento da distribuição I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas. II. t.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço aos meus pais, Márcia e Ademar, por me proporcionarem a oportunidade de chegar até aqui. Vocês sempre demonstraram a importância do estudo e me forneceram as ferramentas para que eu pudesse voar. O privilégio de ter pais que incentivaram e permitiram que eu me concentrasse em estudar é um dos grandes responsáveis por eu chegar até aqui.

Obrigado aos meus amigos que sempre estiveram ao meu lado!

Agradeço ao meu orientador Prof. Hernán Prieto Schmidt por todo o suporte neste trabalho! Obrigado pela imensa ajuda ao longo de todo o desenvolvimento deste trabalho. Obrigado pelos conselhos, pela compreensão nos momentos de dificuldade e, especialmente, por acreditar no meu potencial para executá-lo. Fico feliz em ter começado este trabalho com um orientador e sair com um grande amigo.

Agradeço também à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo e aos professores e funcionários que me acompanharam ao longo de toda esta jornada. É uma honra fazer parte desta Escola. Representando os funcionários gostaria de agradecer à Eliana Futenma por todo o auxílio prestado.

Gostaria de agradecer à Sinapsis Inovação em Energia pelo incentivo, auxílio e disponibilização de ferramentas que auxiliaram na realização de trabalho. Mas, além disso, agradeço a possibilidade de estar cercado por tantas pessoas capacitadas, que me serviram de inspiração.

Por fim, agradeço à minha namorada Mariana Fulan de Souza pelo suporte ao longo de todo esse tempo. Obrigado por todos os conselhos! O valor disso é muito maior do que eu sou capaz de descrever neste espaço.

“Você tem brio?”
(Clóvis de Barros Filho)

RESUMO

HIMENO, Gustavo de Gois. **Metodologia para Estimação de Estado e sua Aplicação em Redes Elétricas de Distribuição**. 2021. 123 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022.

A estimação de estado em sistemas de potência consiste na obtenção dos fasores (módulo e fase) das tensões em todas as barras de uma determinada rede, dado um conjunto de medições. As medições podem ser potência ativa e reativa injetadas nas barras (geração ou carga); potência ativa, potência reativa ou corrente circulando em trechos; ou módulo das tensões. Uma vez que todas as variáveis são determinadas, todos os outros parâmetros que descrevem um sistema de potência podem ser calculados imediatamente. Os diferentes erros que afetam as medições podem ser tratados através de medições redundantes. A aplicação da estimação de estado em sistemas de transmissão, nas quais pode-se assumir que rede e cargas são equilibradas, já está consolidada. Entretanto, o mesmo não pode ser dito para sistemas de distribuição devido a algumas razões: (i) a necessidade de uma representação trifásica da rede, uma vez que tanto a rede como as cargas não são equilibradas, (ii) a existência, em geral, de grande número de barras comparado aos sistemas de transmissão, o que impacta diretamente a estabilidade numérica da solução, e (iii) o fato da redundância de medições não ser normalmente garantida. Essa dissertação apresenta uma proposta de metodologia para solução do problema de estimação de estado em redes de distribuição extensas e desequilibradas. Para validar a metodologia são apresentadas aplicações em redes reais de distribuição, incluindo em uma rede subterrânea, e comparações com metodologias atualmente utilizadas pelas distribuidoras para incorporação de medições na modelagem da rede elétrica. Os resultados obtidos indicaram que a estimação de estado foi capaz de incorporar as medições no modelo da rede, de forma satisfatória. Dessa forma, ela mostrou que pode ser uma ferramenta importante para a evolução do setor de distribuição.

Palavras-chave: Análise de sistemas de potência, redes de distribuição, estimação de estado, estimação de carga, planejamento da distribuição, alocação de carga, redes subterrâneas.

ABSTRACT

HIMENO, Gustavo de Gois. **State Estimation Methodology and its Application on Distribution Systems**. 2021. 123 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022.

State estimation in power systems refers to the problem of evaluating voltage magnitudes and angles at all nodes given a set of measurements. Measured values can be active and reactive power at nodes (generation or load); active power, reactive power or current flowing through branches; and voltage magnitudes. Once all state variables are known, all other parameters that describe the power system can be determined immediately. The various types of error that affect measured values can be kept under control through measurement redundancy. The application of state estimation in transmission systems, where the assumption of balanced network and loads is customary, has already reached a mature stage of development. However, the same is not true for distribution systems, owing to a number of reasons: *(i)* the need for a three-phase representation, since neither loads nor network are balanced, *(ii)* the usually large number of nodes, much larger than the number of nodes in transmission systems, which have a considerable impact on the stability of the numerical solution, and *(iii)* the fact that redundancy is not normally guaranteed. This dissertation then represents an attempt to deal with the state estimation problem in large, unbalanced distribution systems. To validate the proposed methodology, it also presents applications on real distribution networks, including an underground network and comparisons to the actual methods used by utilities to include measurements on the network modelling. The results indicated that state estimation was able to properly include measurements on the network modelling. This way it could be an important tool for the evolution of power distribution sector.

Keywords: Power systems analysis, distribution networks, state estimation, load estimation, distribution planning, underground distribution systems, load allocation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Rede exemplo na condição inicial.....	25
Figura 1.2. Rede exemplo após ocorrência de falta no trecho 1.	25
Figura 1.3. Rede exemplo após reconfiguração automática.	26
Figura 2.1. Rede elétrica exemplo com 6 barras e seus respectivos os pontos de medição.	43
Figura 2.2. Rede de 6 barras com valores do caso base.	46
Figura 2.3. Fluxograma do método de estimação de estado baseado na formulação completa do fluxo de potência.	50
Figura 2.4. Ligação genérica j-k.	51
Figura 2.5. Barra genérica j.	54
Figura 2.6. Rede exemplo com 3 barras e seus respectivos pontos de medição.....	55
Figura 2.7. Resultados de fluxo de potência obtidos a partir da estimação de estado utilizando metodologia tradicional.	57
Figura 2.8. Resultados de fluxo de potência obtidos a partir da estimação de estado utilizando metodologia com fatoração QR.	63
Figura 2.9. Exemplo de Curva Típica.	64
Figura 2.10. Curva de demanda de um cliente exemplo.	65
Figura 2.11. Representação do processo de tratamento de medições.	70
Figura 2.12. <i>Outlier</i> 1 – ausência de dados.....	71
Figura 2.13. <i>Outlier</i> 2 – mudança de nível.	71
Figura 2.14. <i>Outlier</i> 3 – <i>spike</i>	71

Figura 2.15. Curva representativa média de um dia (em vermelho).....	72
Figura 2.16. Curva representativa percentil 100% (Planejamento) de um dia (em preto).....	72
Figura 2.17. Representação simplificada da Rede Exemplo 1 original.	74
Figura 2.18. Representação da Rede Exemplo 1 com a potência ativa dos consumidores no Patamar 1.	75
Figura 2.19. Representação da Rede Exemplo 1 com medições na saída do alimentador no Patamar 1.....	76
Figura 2.20. Fluxograma da metodologia de alocação de carga.....	78
Figura 2.21. Representação da Rede Exemplo 2 com medições na saída de 2 alimentadores no Patamar 1.	79
Figura 3.1. Topologia da Rede Teste no software SINAPgrid.	82
Figura 3.2. Ponto de medição da Rede Teste.	83
Figura 3.3. Trecho da Rede Teste destacando a carga conectada na barra B6.	86
Figura 3.4. Trecho da Rede Teste destacando a carga conectada na barra B6 após alocação de carga.....	87
Figura 3.5. Trecho da Rede Teste destacando a carga conectada na barra B6 após estimação de estado.	88
Figura 3.6. Topologia da Rede A no software SINAPgrid.	91
Figura 3.7. Pontos de medição da Rede A.....	92
Figura 3.8. Curva de medição de Planejamento - potência ativa na saída do alimentador.	93
Figura 3.9. Rede A e o ponto de medição na saída do alimentador.....	94
Figura 3.10. Barra que apresenta menor tensão de fase da Rede A após Ajuste 1..	96

Figura 3.11. Trecho de maior carregamento da Rede A após Ajuste 1.....	96
Figura 3.12. Ponto de medição utilizado para comparação.	97
Figura 3.13. Comparação dos desvios das medições da rede após Ajuste 1 e Ajuste 2.....	99
Figura 3.14. Comparação dos desvios das medições da rede após Ajuste 2 e Estimação de Estado.	101
Figura 3.15. Topologia da Rede B no software SINAPgrid.	106
Figura 3.16. Comparação dos desvios das medições da rede antes e após a execução da estimação de estado.	110

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1. Dados de medição da rede de 6 barras	43
Tabela 2.2. Comparação entre os resultados obtidos, medições e caso base.....	47
Tabela 2.3. Reatâncias das linhas para rede exemplo.....	55
Tabela 2.4. Tolerância para energia ativa em função da classe de exatidão.	66
Tabela 2.5. Tolerância para energia reativa em função da classe de exatidão.....	67
Tabela 3.1. Potências ativa e reativa calculadas na saída do alimentador da Rede A com dados originais de cadastro.	84
Tabela 3.2. Comparativo de potências ativa e reativa da rede original e medições. .	84
Tabela 3.3. Comparativo entre potências ativa e reativa trifásicas após Ajuste 1 e medições.....	85
Tabela 3.4. Comparativo entre potências ativa e reativa trifásicas após Ajuste 1 e medições.....	86
Tabela 3.5. Potências ativa e reativa calculadas na saída do alimentador da Rede A com dados originais de cadastro.	94
Tabela 3.6. Comparativo de potências ativa e reativa da rede original e medições. .	95
Tabela 3.7. Comparativo entre potências ativa e reativa trifásicas após Ajuste 1 e medições.....	95
Tabela 3.8. Indicadores de tensão, carregamento e perdas da rede após Ajuste 1..	95
Tabela 3.9. Comparativo entre corrente por fase na chave 97586 após Ajuste 1 e medições.....	97
Tabela 3.10. Comparativo entre potências ativa e reativa trifásicas após Ajuste 2 e medições.....	98

Tabela 3.11. Comparativo entre corrente por fase na chave 97586 após Ajuste 2 e medições.....	99
Tabela 3.12. Comparativo entre corrente por fase na chave 946463 após o Ajuste 2 e medições.....	100
Tabela 3.13. Indicadores de tensão, carregamento e perdas da rede após Ajuste 1 e Ajuste 2.....	100
Tabela 3.14. Desvios das medições para Ajuste 2 e Estimador de Estado.	102
Tabela 3.15. Comparativo dos resíduos.....	103
Tabela 3.16. Indicadores de tensão, carregamento e perdas da rede após Ajuste 2 e Estimação de estado.....	103
Tabela 3.17. Potências ativa e reativa calculadas na saída dos alimentadores da Rede B com dados originais.....	107
Tabela 3.18 Comparativo de potências ativa e reativa da rede original e medições.	108
Tabela 3.19. Comparativo entre potências ativa e reativa trifásicas após execução da estimação de estado e medições.....	109
Tabela 3.20. Indicadores de tensão, carregamento e perdas da rede para a rede após estimação de estado com todas as 20 medições disponíveis.....	111
Tabela 3.21. Indicadores de tensão, carregamento e perdas da rede para a rede após estimação de estado com 18 medições.....	111
Tabela 3.22. Indicadores de tensão, carregamento e perdas da rede para a rede após estimação de estado com 12 medições.....	111
Tabela 3.23. Indicadores de tensão, carregamento e perdas da rede para a rede após estimação de estado com 12 medições.....	112

LISTA DE SIGLAS

AMI Advanced Metering Infraestructure
ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica
BCSE Branch Current based State Estimation
BT Baixa Tensão
CC Corrente Contínua
CMC Critério de Máxima Correntropia
EMS Energy Management System
FLISR Fault Location, Isolation and Service Restoration
GIS Sistema de Informações Geográficas
IoT Internet of Things
IRWLS Iteratively Re-Weighted Least Squares
LTC Load Tap Changer
MT Média Tensão
PDF Função Densidade de Probabilidade
pu por unidade
SCADA Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados
SDBT Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
SDMT Sistemas de Distribuição de Média Tensão
WLS Weighted Least Squares

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Considerações iniciais	15
1.2	Objetivo.....	18
1.3	Aplicação	19
1.3.1	Perdas	19
1.3.2	Planejamento.....	22
1.3.3	Operação.....	23
1.4	Estrutura do documento.....	27
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	29
2.1	Considerações iniciais	29
2.2	Principais trabalhos publicados	29
3	BASES METODOLÓGICAS	38
3.1	Considerações iniciais	38
3.2	Estimação de estado baseada no fluxo de potência por analogia em corrente contínua	38
3.2.1	Exemplificação da metodologia através da aplicação em uma rede elétrica.....	42
3.3	Estimação de estado baseada na formulação completa do fluxo de potência.....	47
3.3.1	Medição de módulo de tensão na barra j.....	51
3.3.2	Medição de potência ativa e reativa na ligação j-k	51
3.3.3	Medição de módulo de corrente na ligação j-k	52
3.3.4	Medição de potência ativa e reativa injetada no nó j	53
3.4	Fatoração QR para solução do problema de estimação de estado	55
3.5	Pseudomedições.....	63

3.6	Fixação do desvio-padrão das medições	66
3.7	Tratamento de erros grosseiros de medição.....	69
3.8	Alocação de carga.....	72
4	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DESENVOLVIDA	81
4.1	Considerações iniciais	81
4.2	Rede Teste	82
4.2.1	Considerações gerais	82
4.2.2	Descrição da rede.....	82
4.2.3	Descrição das medições.....	83
4.2.4	Alocação de carga	84
4.2.5	Estimação de estado	85
4.2.6	Conclusões.....	89
4.3	Rede A.....	89
4.3.1	Considerações gerais	89
4.3.2	Descrição da rede.....	91
4.3.3	Descrição das medições.....	92
4.3.4	Alocação de carga com medições na saída do alimentador.....	93
4.3.5	Alocação de carga com medições ao longo da rede	98
4.3.6	Estimação de estado	101
4.3.7	Conclusões.....	103
4.4	Rede B.....	105
4.4.1	Considerações gerais	105
4.4.2	Descrição da rede.....	106
4.4.3	Descrição das medições.....	107
4.4.4	Estimação de estado	107
4.4.5	Conclusões.....	112

5	CONCLUSÃO.....	114
5.1	Conclusões gerais	114
5.2	Principais contribuições do trabalho	115
5.3	Tópicos para posterior desenvolvimento	116
	REFERÊNCIAS.....	117

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações iniciais

A estimação de estado é uma técnica de processamento das medições, em geral imperfeitas e redundantes, realizadas em um sistema de potência, que aplica critérios estatísticos e relações conhecidas entre as grandezas para calcular o módulo e a fase das tensões em todas as barras desse sistema. O estado em regime de um sistema de potência é definido através de um vetor com os módulos e as fases das tensões em todas as suas barras (SCHWEPPE; WILDES; ROM, 1970). No método tradicional de cálculo de fluxo de potência, tendo um sistema elétrico representado através da sua matriz de admitâncias nodais, o estado do sistema é calculado a partir das potências ativa e reativa das cargas e da potência ativa injetada e módulo da tensão dos geradores. Por sua vez, na estimação de estado considerando um sistema elétrico representado da mesma forma, através da sua matriz de admitâncias nodais, o seu estado é calculado utilizando dados de entrada representados por medições e suas respectivas incertezas. Dentro desse conjunto de medições podem ser consideradas as potências ativa e reativa injetadas nas barras, a corrente elétrica e as potências ativa e reativa que circulam em linhas e transformadores e as tensões nas barras.

A estimação de estado possui alta aderência para aplicação real em sistemas de potência, tendo em vista que ela inclui no cálculo dos módulos e fases das tensões de uma rede elétrica dados de medições que, em geral, apresentam maior confiabilidade em comparação aos dados de consumo. Além disso, os dados de medições incluem as perdas não técnicas que, dentro do contexto brasileiro, apresentam considerável relevância correspondendo, em média, a 15% do mercado de baixa tensão faturado das distribuidoras de energia no ano de 2018 (ANEEL, 2019).

É importante destacar, entretanto, que mesmo incluindo no cálculo os dados de medições, o estimador de estado não fornece o valor “real” de todas as variáveis do sistema, mas sim uma boa estimativa desses valores, que depende da qualidade das informações recebidas e do conhecimento prévio do sistema.

A estimação de estado aplicada em sistemas de potência inicialmente foi proposta em 1970 por Schweppe, Wildes e Rom (SCHWEPPE; WILDES; ROM, 1970). Nesse artigo os autores propuseram um algoritmo que considerasse os erros inerentes ao sistema elétrico, como erros dos medidores, falhas de comunicação e aproximações dos modelos utilizados e realizasse a minimização de um parâmetro global que reflete a diferença entre o valor medido e o estimado. O objetivo era que a partir da aplicação de técnicas estatísticas de estimação em conjuntos de medições fosse possível obter uma estimativa do estado da rede elétrica em tempo real.

Àquela altura a proposta de estimação de estado se limitava às redes de transmissão, especialmente, por conta do seu maior número de medições, equilíbrio entre fases, menor número de barras e ramificações, fatos que reduzem os requisitos computacionais e facilitam a solução do problema. A estimação de estado é uma técnica que depende diretamente do número de medições disponíveis e, por conta disso, para que ela forneça resultados mais próximos do real é necessário que os conjuntos de medições sejam redundantes. Atualmente, a estimação de estado já está consolidada dentro dos sistemas de transmissão no Brasil, sendo inclusive a sua incorporação no Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA) o que levou ao estabelecimento do EMS (ISMAIL NETO, 2017).

O interesse pela aplicação de estimação de estado em redes de distribuição teve início na década de 90. Naquela época surgia uma demanda dos operadores da rede de distribuição por ferramentas que aumentassem a capacidade de monitoramento e controle das redes de distribuição, de forma a ter uma operação mais efetiva do sistema, e conseqüentemente aumentando a qualidade do serviço para os consumidores (BARAN; KELLEY, 1994).

Com o advento do conceito de *Smart Grids* houve um novo crescimento no interesse pela estimação de estado, por conta da sua relevância para o desenvolvimento de uma série de aplicações em redes de distribuição, como gerenciamento de potência reativa, gerenciamento de interrupções no fornecimento de energia, redução de perdas, resposta à demanda, sistemas de proteção de sobrecorrente adaptáveis, manutenção baseada na condição, despacho de geração distribuída, integração com sistemas de proteção, entre outros. Em 2008, o Departamento de Energia dos EUA

listou a estimação de estado como um dos oito requerimentos para modelagem e simulação de redes elétricas de distribuição (MCDERMOTT, 2010).

No Brasil, com a incorporação do conceito de *Smart Grids* às redes de distribuição, surgiu como consequência um interesse ainda maior para aplicação da estimação de estado. Contudo, mesmo no contexto atual, essa aplicação ainda enfrenta dificuldades, como a falta de redundância de medições, que fazem com que no setor de distribuição, diferentemente da transmissão, a estimação de estado ainda não se encontre consolidada, sendo pouco utilizada pelas distribuidoras.

Outro ponto a se destacar é que, tradicionalmente, a realização de estudos na área de distribuição já conta com uma etapa antes da simulação para incorporação dos dados de medições ao modelo da rede elétrica e, conseqüentemente, redução das discrepâncias entre as redes modelada e real. Essa etapa é conhecida como alocação de carga e será apresentada detalhadamente na seção 3.8. Posteriormente, será apresentado ainda como a metodologia de alocação de carga possui limitações cada vez mais presentes com a evolução do sistema de distribuição.

As discrepâncias entre as medições e os valores de fluxo de potência calculados a partir do cadastro original das distribuidoras usualmente apresentam diferenças significativas. Parte das discrepâncias são inerentes aos modelos adotados nos softwares de simulação de redes elétricas, sejam associados aos próprios modelos dos equipamentos adotados para representação computacional da rede elétrica ou aos algoritmos que utilizam essas informações para cálculo de fluxo de potência e que possuem uma série de simplificações.

Com relação aos modelos dos equipamentos, deve-se levar em conta que a modelagem teve que ser adaptada com base nas informações disponíveis nas concessionárias de distribuição. Um exemplo que pode ser citado é a adoção de curvas típicas para modelagem das curvas de demanda dos consumidores. As curvas típicas são utilizadas para transformar os consumos mensais dos clientes em curvas de demanda. As curvas de demanda são os dados de entrada para o cálculo de fluxo de potência e, conseqüentemente, simulação das redes elétricas. Essas curvas típicas são calculadas periodicamente pelas distribuidoras através de campanhas de medição, conforme descrito no PRODIST Módulo 2 (ANEEL, 2016). Por ser uma

aproximação, o uso de curvas típicas pode conduzir a discrepâncias entre a rede simulada e a rede real.

Outro fator importante para essas discrepâncias é a existência de perdas não técnicas nas redes elétricas. As perdas não técnicas têm origem principalmente nos furtos (ligação clandestina, desvio direto da rede), fraudes (adulterações no medidor ou desvios), erros de leitura, medição e faturamento (ANEEL, 2019). Como citado anteriormente, as perdas não técnicas apresentam relevância significativa no setor de distribuição brasileiro e precisam ser consideradas nas análises e estudos das redes para que esses estudos sejam aderentes a realidade. Em alguns locais elas podem chegar a ser superior ao total de energia faturado. A inclusão das perdas não técnicas na modelagem das redes para simulação computacional requer a incorporação de dados de medições dentro desses modelos, sendo a estimação de estado a alternativa proposta nesta dissertação para executar essa tarefa.

Dentro deste contexto de busca por uma rede modelada computacionalmente cada vez mais próxima da rede real, é válido notar que a evolução e a incorporação de novas tecnologias nas redes intensificam a necessidade de aplicação de algoritmo de estimação de estado nas redes elétricas de distribuição. Como exemplo de possíveis aplicações na rede de distribuição, podem ser citadas soluções para localização e isolamento de faltas e restauração de serviço na área de operação, que requerem maior monitoramento da rede em comparação à operação tradicional do sistema. Na área de planejamento a inclusão de geração distribuída nas redes é um desafio que requer ferramentas mais avançadas para que as medições existentes possam seguir sendo incorporadas na análise. Por fim, a área de perdas também requer avanços tanto no cálculo de perdas técnicas, como na estimativa e localização de perdas comerciais. Em todas essas e em outras áreas da distribuição de energia, a estimação de estado se mostra uma ferramenta útil auxiliando as equipes na sua tomada de decisão e aumentando a precisão de suas respostas.

1.2 Objetivo

Os objetivos principais dessa dissertação são apresentar metodologia para realização de estimação de estado em redes de distribuição, baseada na formulação completa

do fluxo de potência e realizar a aplicação da metodologia apresentada na forma de ferramenta computacional simulando casos em redes reais de distribuição trifásicas.

A metodologia foi desenvolvida considerando uma representação trifásica da rede de forma a permitir a representação dos desequilíbrios existentes nas redes de distribuição.

Os estudos terão por objetivo demonstrar a viabilidade de aplicação da estimação de estado em redes de distribuição e identificar e avaliar os seus possíveis benefícios, através da comparação com as metodologias tradicionalmente utilizadas.

1.3 Aplicação

Nesta seção serão apresentadas as potenciais aplicações da estimação de estado na área de distribuição de energia elétrica. As aplicações foram agrupadas de acordo com as áreas tradicionalmente existentes nas concessionárias de distribuição.

1.3.1 Perdas

Na área de perdas, a estimação de estado possui duas aplicações relevantes. A primeira delas para o cálculo de perdas técnicas e a segunda no auxílio à identificação de perdas comerciais.

Do ponto de vista das perdas técnicas, o procedimento completo para cálculo de perdas técnicas no SDMT e SDBT é estabelecido pelo PRODIST Módulo 7 (ANEEL, 2017). A seguir são apresentadas as diretrizes fornecidas para realização desse cálculo:

- 1) Cálculo das perdas técnicas no SDMT e SDBT considerando apenas a energia medida nas unidades consumidoras conectadas aos referidos segmentos somadas às perdas de energia nos medidores.
- 2) Obtenção da perda não-técnica pela diferença verificada entre a energia medida na saída do alimentador e a energia medida nas unidades

consumidoras pertencentes ao SDMT e SDBT, adicionada das perdas de energia à jusante do alimentador.

3) Alocação da perda não técnica obtida no passo anterior entre o SDMT e SDBT na proporção informada pela distribuidora no balanço energético, acrescentando essa energia às energias medidas nas unidades consumidoras de cada segmento proporcionalmente ao consumo.

4) Recalcular a perda técnica no SDMT e SDBT utilizando o método de cálculo descrito em 1).

5) Repetir o procedimento até que as perdas técnicas calculadas entre duas iterações sejam desprezíveis.

Na análise do PRODIST pode-se destacar que o próprio órgão regulador reconhece as limitações do método adotado, quando cita que as perdas de energia podem ser apuradas pela própria distribuidora, após avaliação da Aneel, nos seguintes casos:

- i. possuir geração distribuída com potência injetada significativa em relação às cargas alimentadas pelo circuito;
- ii. apresentar característica de subtransmissão interligando SED;
- iii. suprir simultaneamente o mesmo transformador de distribuição – Spot Network;
- iv. possuir redes subterrâneas reticuladas associadas.

Fica clara a limitação do método para redes não-radiais, especialmente nos passos 2) e 3) em que se define que o cálculo seja realizado por alimentador e que as perdas não técnicas devem ser acrescentadas às energias medidas nas unidades consumidoras pertencentes ao alimentador, proporcionalmente ao seu consumo. O procedimento citado, assim como suas limitações, é apresentado em mais detalhes na seção 3.8. Contudo, é válido notar que para redes subterrâneas reticuladas ou spot network há compartilhamento de carga entre alimentadores, sendo assim, o fato do processo ser realizado por alimentador impede a sua aplicação. Já em casos com geração distribuída relevante, por existir mais de uma fonte significativa de energia, a

medição da saída do alimentador não pode ser utilizada como a única fonte para o cálculo do balanço de perdas não técnicas, o que também não é contemplado pelo procedimento apresentado.

Dessa forma, em casos em que ocorram malhas entre alimentadores ou com grande inserção de geração distribuída, a metodologia apresentada não é capaz de fornecer resultados satisfatórios para o cálculo de perdas técnicas.

Dessa forma, as topologias de rede elétrica em malha que aumentam a confiabilidade do sistema, como as redes elétricas subterrâneas (ANEEL, 2014), não são contempladas pela metodologia de cálculo de perdas técnicas. Ao se considerar ainda o avanço da geração distribuída no Brasil e a necessidade das distribuidoras por recursos para melhoria da qualidade de energia, como a implantação de redes elétricas em malha, o método tradicional pode se tornar obsoleto em breve.

Ao não definir um método único para cálculo de perdas técnicas o órgão regulador demonstra a necessidade de uma técnica, como a estimação de estado, que combine dados de medições e equações de fluxo de potência para cálculo das grandezas na rede elétrica em qualquer tipo de topologia. A distribuição é a área que concentra a maior parte dessas perdas. As perdas técnicas, sem considerar tributos, representaram um custo total no ano de 2019 de cerca de R\$ 6,3 bilhões (ANEEL, 2019) e, portanto, fica clara a importância de uma apuração precisa dos seus valores.

Já do ponto de vista das perdas não técnicas, a estimação de estado se mostra como uma ferramenta para auxílio na identificação e, conseqüentemente, no combate às perdas não técnicas. Tradicionalmente, a identificação de perdas não técnicas em redes de distribuição é realizada através de inspeções presenciais em locais suspeitos. Contudo, a grande quantidade de consumidores dificulta a sua efetividade. A estimação de estado possui como uma de suas funções comuns a detecção de existência de erros grosseiros em medições (ABUR; EXPOSITO, 2004). Tendo isto em vista, ao utilizar os consumos dos clientes como entrada do estimador de estado torna-se possível identificar pontos que apresentem erros grosseiros de consumo, sendo essas inconsistências indicadoras de prováveis regiões com perdas não técnicas.

1.3.2 Planejamento

O planejamento do sistema elétrico visa, em sua função precípua, prever e planejar as intervenções de expansão e melhoria de redes necessárias ao atendimento da carga dentro do horizonte de estudo. Dessa forma, faz-se necessário o conhecimento do mercado atendido atualmente, representado pela demanda elétrica exigida das instalações que compõem o sistema de distribuição ao longo das 24 horas do dia (SOUZA, 2016).

De forma semelhante ao que é realizado para o cálculo de perdas técnicas, conforme apresentado no item 1.3.1, a realização de estudos de planejamento, tradicionalmente, requer uma etapa em que os valores calculados para a rede elétrica simulada, através da metodologia de fluxo de potência, são ajustados para que seus valores fiquem próximos aos valores obtidos nas medições realizadas na rede real. Usualmente, na área de planejamento das distribuidoras gera-se uma curva representativa utilizando os dados das medições realizadas na rede. Essa curva é utilizada para ajustar os valores calculados em cada patamar. Essa etapa se faz necessária, especialmente, por conta das perdas comerciais, que fazem com que as medições realizadas nas redes de distribuição apresentem valores substancialmente maiores em comparação aos valores calculados através dos consumos faturados. Entretanto, é válido notar que os erros das medições, as aproximações dos modelos dos equipamentos e das curvas típicas dos consumidores também são causadoras dessas diferenças.

Embora a distribuidora não fature a energia consumida oriunda de perdas não técnicas, é responsabilidade do planejador garantir a operação da rede dentro dos limites de segurança e qualidade impostos pelo órgão regulador. Por conta disso, é necessário que estudos de planejamento da rede sejam realizados com uma rede mais próxima da realidade. Tendo isto em vista, nessa etapa realiza-se o ajuste das cargas, que é feito através de uma rotina que realiza uma alocação das perdas comerciais de forma proporcional ao consumo das cargas existentes na rede para cada patamar de medição. Essa rotina é definida como ajuste de demanda. Assim, o planejador obtém na sua simulação uma rede elétrica mais próxima da rede real, o

que permite que as intervenções de expansão e melhoria de redes sejam feitas de forma mais coerente.

Assim como no cálculo de perdas técnicas, o método tradicional tem funcionamento limitado a redes radiais sem a presença de geração distribuída com potência injetada significativa. Outro ponto relevante mesmo para redes radiais é que, diferentemente do que é realizado para cálculo de perdas técnicas, no planejamento há distribuidoras que utilizam outras medições ao longo da rede elétrica. Nesses casos o ajuste de demanda é feito seguindo a ordem do medidor mais a jusante até aquele localizado mais a montante, mas ainda de forma proporcional ao consumo. Portanto, mesmo para redes radiais há uma limitação do método tradicional, pois ele não analisa as medições de forma global e conseqüentemente não é capaz de levar em conta a precisão dos medidores. No caso do medidor mais a jusante apresentar erros de medição, por exemplo, esses erros afetarão todas as outras medições. Na estimação de estado, dado que a análise das medições é feita de forma global e considerando a precisão dos medidores, as medições que apresentarem erros grosseiros podem ser excluídas da análise.

Por fim, um aspecto a ser considerado é o desequilíbrio existente em redes de distribuição. O ajuste de demanda por fase mesmo quando aplicado em redes radiais apresenta limitação, caso o desequilíbrio das medições seja muito discrepante dos valores calculados. Essa limitação ocorre, especialmente, por conta do acoplamento entre as fases gerado, de forma geral, pelas ligações dos transformadores da rede. Ao adotar uma formulação trifásica para estimação de estado, como nessa dissertação, extingue-se esse problema, pois realiza-se a minimização de um parâmetro global que indica a diferença entre o valor medido e o estimado para cada uma das fases considerando a existência desses acoplamentos.

1.3.3 Operação

A área de operação é a que possui relação mais direta com a estimação de estado. Considerando o fato de que todas as suas ações são realizadas em tempo real gerando impacto imediato na rede, é clara a sua necessidade pelo maior nível de monitoramento da rede possível. Não por acaso a estimação de estado surge

inicialmente como uma ferramenta que utilize as medições para obter a condição de operação da rede (BARAN; MCDERMOTT, 2009).

No início da sua aplicação os operadores buscavam maior conhecimento da rede, especialmente, para operação em situações de contingência. O principal desafio era o monitoramento da rede elétrica em situações de contingências e a identificação de como a rede poderia ser operada sem que ocorressem violações de critérios de segurança e qualidade. Àquela altura a aplicação da estimação de estado se restringia à transmissão, contudo, o avanço do conceito de redes elétricas inteligentes nas redes de distribuição tornou a estimação de estado uma ferramenta útil também para operação da distribuição.

Atualmente, uma série de soluções inovadoras para melhoria da operação da distribuição têm sido discutidas. Dentre as funcionalidades se encontra a auto reconfiguração da rede (self-healing). A solução de self-healing é capaz de localizar e isolar um defeito na rede, além de restabelecer o serviço a seções não danificadas pela falta, através da atuação coordenada de equipamentos de proteção automatizados.

Para apresentar o problema de reconfiguração da rede após uma contingência, utiliza-se o exemplo destacado em (DUARTE et al, 2017), onde é apresentado inicialmente um caso simples com dois circuitos operando em configuração radial, ambos com um disjuntor de saída (DJ1 e DJ2) e um religador automático normalmente fechado instalado ao longo do tronco principal (RA1 e RA2). Além disso, existe um religador normalmente aberto (RA3) na interligação entre os dois circuitos. Esse arranjo é apresentado na Figura 1.1.

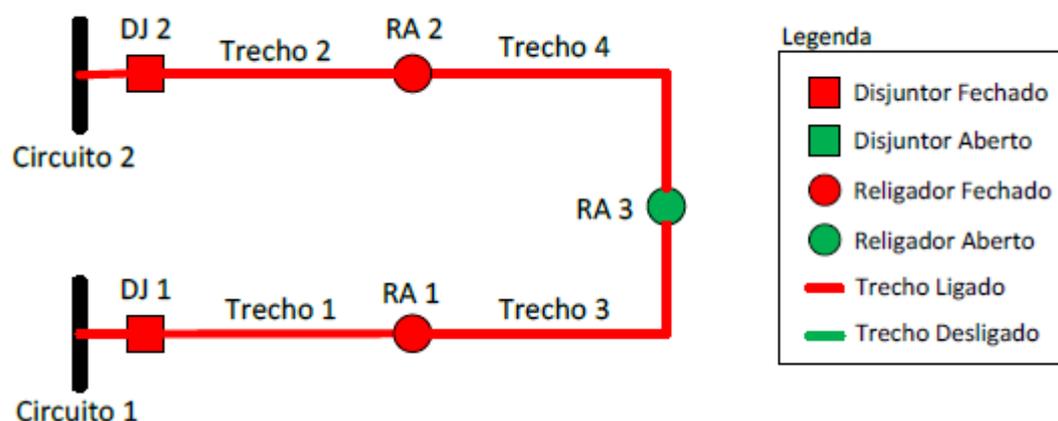


Figura 1.1. Rede exemplo na condição inicial.

Caso ocorra uma falta permanente no trecho entre o disjuntor DJ1 e o religador RA1, o disjuntor irá atuar devido à sobrecorrente causada pelo defeito. Após as tentativas de religamento, o disjuntor DJ1 irá abrir definitivamente, interrompendo o fornecimento de energia a todos os consumidores conectados ao circuito 1, conforme apresentado na Figura 1.2

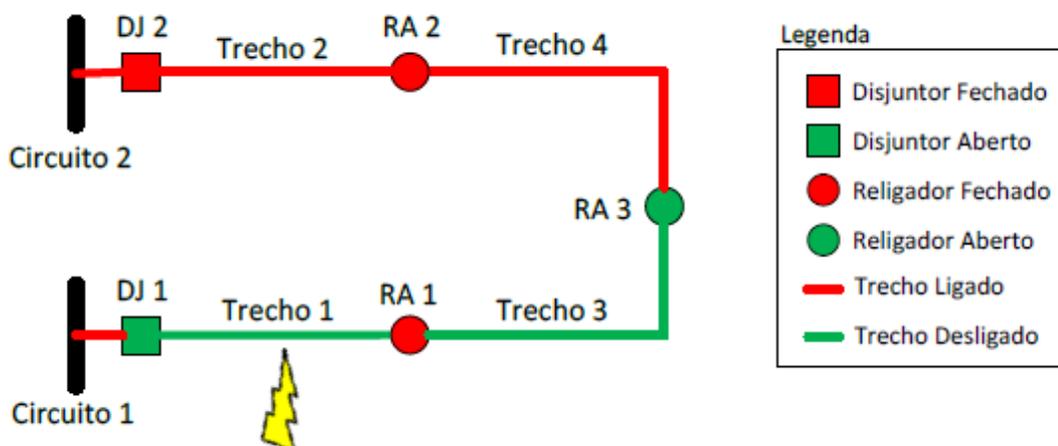


Figura 1.2. Rede exemplo após ocorrência de falta no trecho 1.

Caso esteja implantado nos circuitos descritos um sistema para realizar a reconfiguração automática (self-healing) após a ocorrência, inicialmente será realizada a isolamento da falta pela abertura da chave RA1, seguida pelo fechamento da chave RA3, que restabelece o fornecimento de energia ao trecho 3. A chave RA3 será fechada apenas caso o circuito 2 tenha capacidade suficiente para suportar sua carga original mais as cargas transferidas do trecho 3, restabelecendo assim o fornecimento de energia aos consumidores localizados nesse trecho da rede.

Caso todo o procedimento descrito seja feito num intervalo de tempo inferior a três minutos, conforme metodologia estabelecida pela Aneel, a rápida interrupção do fornecimento de energia aos consumidores do trecho 3 não será considerada nos cálculos dos indicadores de continuidade desse circuito, o que representa melhoria em relação ao caso em que não existe um sistema de auto reconfiguração de rede instalado na rede.

A Figura 1.3 ilustra a execução das duas manobras citadas anteriormente e o trecho restabelecido.

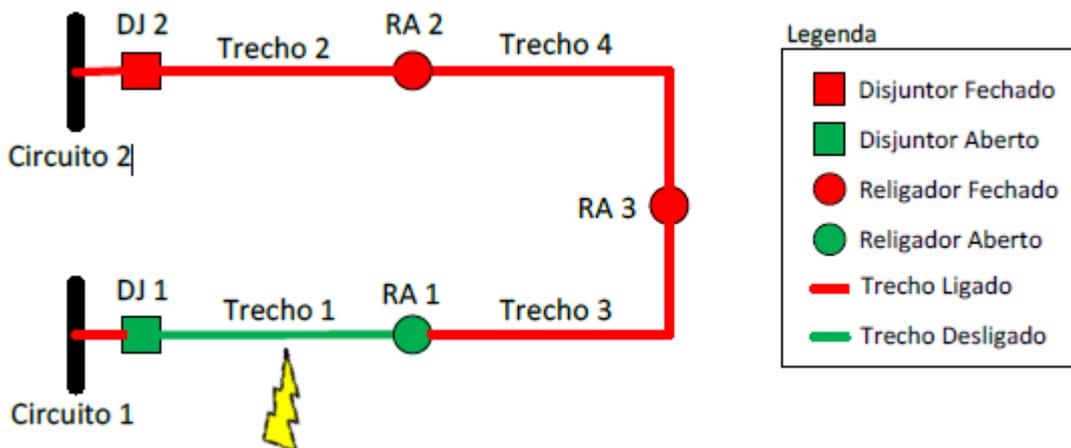


Figura 1.3. Rede exemplo após reconfiguração automática.

É importante notar, como citado anteriormente, que o processo para reconfiguração automática da rede elétrica requer que o circuito para o qual será realizada a transferência suporte as cargas que serão transferidas. Para tal é necessário que se avalie as correntes que circulam pelo circuito e os níveis de tensão nas suas barras antes da transferência, ademais, é preciso simular seu estado após a possível transferência de carga, de forma rápida para minimizar o tempo interrupção.

A estimação de estado é a ferramenta que apresenta maior precisão procurando garantir maior confiabilidade nos resultados para que a operação ocorra com sucesso. Uma transferência de carga indevida para um circuito já sobrecarregado poderia piorar a contingência na rede, por conta disso a importância que a operação receba informações precisas sobre o estado da rede elétrica antes de qualquer ação.

Outra ferramenta de operação que tem sido aplicada nas redes de distribuição é o controle Volt/VAr. O objetivo deste sistema é a manutenção dos níveis de tensão ao

longo do alimentador, a redução de perdas técnicas no sistema e limitação das operações dos dispositivos de controle (RESTREPO, 2016).

Para atingir esta meta, a ferramenta pode otimizar a operação de todos os recursos para regulação de tensão existentes na rede, desde os LTCs de transformadores localizados nas subestações de distribuição até reguladores de tensão e bancos de capacitores espalhados ao longo da rede elétrica.

Novamente, a otimização da operação desses recursos requer que a ferramenta conheça o estado da rede elétrica de forma precisa, pois erros na operação desses equipamentos podem gerar graves problemas na rede elétrica. Como exemplo, um aumento indevido na potência reativa injetada por um capacitor pode provocar sobretensão na rede levando à queima de equipamentos. A estimação de estado mais uma vez se mostra como uma solução para que seja possível simular os impactos que mudanças nesses recursos podem gerar na rede.

1.4 Estrutura do documento

O presente Capítulo apresentou o problema que será tratado neste trabalho indicando a motivação para o seu desenvolvimento. Também foi apresentado o objetivo final da dissertação.

No Capítulo 2 será apresentada a pesquisa bibliográfica sobre o tema. Como resultado dessa pesquisa verificou-se que o problema tem sido estudado desde 1970, mas que segue sendo alvo de novos estudos até os tempos mais recentes.

No Capítulo 0 são apresentadas as bases metodológicas utilizadas no trabalho. Nesta etapa destaca-se a formulação do problema de estimação de estado utilizando, primeiramente, a metodologia simplificada do fluxo de potência seguindo para sua formulação completa e conclui-se apresentando a fatoração QR como solução para problemas enfrentados no desenvolvimento da estimação de estado. Neste capítulo são apresentados ainda as modelagens de pseudomedições e do desvio-padrão das medições e a metodologia para tratamento de erros grosseiros de medição. Por fim, é apresentado o método de alocação de carga tradicionalmente utilizado em estudos de distribuição para fins de comparação com a estimação de estado.

No Capítulo 4 é apresentada a aplicação da metodologia desenvolvida na forma de estudo de caso. As aplicações foram realizadas em redes reais de distribuição para permitir a sua comparação com a metodologia tradicionalmente utilizada e avaliação da sua aderência à realidade.

Por fim, no Capítulo 5 são apresentadas as conclusões do trabalho, junto a suas principais contribuições e aos tópicos para posterior desenvolvimento.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Considerações iniciais

Este capítulo apresenta os principais trabalhos publicados sobre o tema de estimação de estado em redes de distribuição, os quais são apresentados seguindo a ordem cronológica de sua data de publicação.

Será possível verificar que o problema da estimação de estado vem sendo estudado desde 1970, mas que sua aplicação, especialmente, em redes de distribuição segue sendo discutida nos tempos atuais, o que denota sua relevância.

A apresentação dos trabalhos em sua ordem cronológica procura destacar a evolução observada na formulação do problema de estimação de estado, inicialmente desenvolvida adotando aproximações para redes monofásicas e incorporando uma formulação simplificada do fluxo de potência. As simplificações adotadas ocorreram devido, especialmente, aos requisitos computacionais que à época geravam maiores restrições no desenvolvimento da estimação. Chegando aos dias atuais é possível verificar formulações que incorporam novas tecnologias que ainda estão sendo implantadas nas redes elétricas, principalmente, dentro do conceito de *Smart Grids*.

2.2 Principais trabalhos publicados

Os primeiros trabalhos que tratam do problema de estimação de estado em redes elétricas foram publicados em 1970 (SCHWEPPE; WILDES; ROM, 1970). Neste trabalho foram apresentadas a natureza geral do problema de estimação de estado, a modelagem matemática relativa ao problema e a implementação computacional da solução. Os autores propõem a aplicação do método Weighted Least Squares (WLS), em português Método dos Mínimos Quadrados Ponderados, utilizando como ponderação a precisão dos medidores para solução do problema.

Desde o início do desenvolvimento de algoritmos nessa área de estudo, um dos principais problemas identificados para estimação de estado reside na detecção e identificação de erros nas medições. A utilização, como dado de entrada, de medições

com erros grosseiros pode comprometer totalmente os resultados dos estimadores e, por conta disso, diversos autores procuraram desenvolver algoritmos que fossem capazes de identificar essas medições para retirá-las da estimação. Já nos primeiros trabalhos apresentados em (SCHWEPPE; WILDES; ROM, 1970) é proposta a utilização dos resíduos global, ponderado e normalizado para detecção e identificação de medições grosseiras. Na sequência, em 1971, (SCHWEPPE; MASIELLO, 1971) propõem a modelagem do resíduo global através de função de distribuição do tipo *chi-quadrada* permitindo a utilização de testes de hipótese para sua avaliação, o que auxilia na identificação de erros grosseiros de medição. Ainda em 1971, (MERRIL; SCHWEPPE, 1971) propõem um estimador de estado que inclui um critério para supressão de erros de medição. O critério se baseia em uma função de custo que diminui a ponderação de medições com maior resíduo.

Outra preocupação relevante identificada logo nos primeiros trabalhos reside na eficiência do algoritmo de estimação de estado. Em 1979, (GARCIA; MONTICELLI; ABREU, 1979) propuseram um método desacoplado rápido para solução do problema de estimação de estado, de forma semelhante ao adotado para solução do problema de fluxo de potência, no qual considera-se a aproximação na qual os fluxos de potências ativa e reativa são desacoplados. A aproximação através do modelo desacoplado aumenta a eficiência do algoritmo, embora reduza sua precisão. Além disso, de forma semelhante aos anteriores, o artigo também trata do problema relacionado à identificação de medições com erros grosseiros. Como solução para este problema, os autores propõem a utilização das diferenças entre os valores estimados e as medições (resíduos) normalizadas para identificar medições com erros grosseiros e, em seguida, a substituição dessas medições por pseudomedições.

Em 1983, (MONTICELLI; GARCIA, 1983) apresentaram um novo método para tratamento de erros de medição, dentro da estimação de estado. O método, novamente, utiliza os resíduos normalizados das medições para identificação de medições com erros grosseiros. Entretanto, nesse método, o maior resíduo é comparado a um valor fixo, obtido a partir de uma curva de distribuição normal. Caso o resíduo normalizado seja superior a esse valor, a medição é descartada, uma nova estimação é realizada e o processo é repetido.

Outro problema comumente encontrado é a convergência dos algoritmos de estimação de estado. Para tratar desse problema, uma das soluções propostas foi a utilização de técnicas de transformações ortogonais. O primeiro método utilizando transformações ortogonais foi proposto por (SIMOES-COSTA; QUINTANA, 1981). A solução proposta adota o método de (GOLUB, 1965), que se baseia em sucessivas aplicações da transformação ortogonal de (HOUSEHOLDER, 1958). A aplicação de transformações ortogonais teve como objetivo reduzir os problemas relacionados ao mal condicionamento de matrizes, observados na solução tradicional para o problema de Mínimos Quadrados através das equações normais de Gauss. A presença de erros de arredondamento e a grande disparidade entre as ordens de grandeza dos termos que compõem o resíduo global pode conduzir a uma solução degradada no método de solução tradicional. Isso é causado, especialmente, por conta da relevante diferença dos valores de desvio padrão dos medidores e resultam na não-convergência do algoritmo. Outra técnica de transformações ortogonais aplicada no problema de estimação de estado foram as rotações de Givens, conforme proposto por (VEMPATI; SLUTKER; TINNEY, 1991). A primeira aplicação das rotações de Givens para solução de problemas de mínimos quadrados foi realizada por (GENTLEMAN, 1973). As rotações de Givens, além da robustez numérica comum aos métodos de transformações ortogonais, fornecem ao estimador a possibilidade de adicionar e remover medições sem necessidade de reortogonalização, sendo extremamente útil para análise de medições com erros grosseiros.

Na época, a principal adversidade associada à aplicação de transformações ortogonais para solução do problema de estimação de estado residia na necessidade de maior capacidade de armazenamento e esforço computacional, especialmente, em casos com grande redundância de medições, por conta da redução da esparsidade da matriz para solução do problema. Por isso, em 1985, (MONTICELLI; MURARI; WU, 1985) propuseram um novo método híbrido, que procurou agregar a robustez numérica dos métodos de transformações ortogonais junto à esparsidade da matriz para solução, através de equações normais.

Em 1990, (WU; NEYER, 1990) trataram pela primeira vez do problema de estimação de estado em redes de distribuição de energia elétrica. Até aquele momento, a aplicação dos algoritmos de estimação de estado concentrava-se nas redes de

transmissão, especialmente, devido às particularidades existentes em redes de distribuição, que dificultam a solução do problema de estimação de estado, como a maior quantidade de ramificações, o maior número de consumidores e o número reduzido de medições. O método escolhido para realizar a estimação de estado foi o WLS, entretanto, tendo como objetivo sobrepor as limitações existentes para estimação de estado em redes de distribuição, especialmente, reduzir os requisitos de processamento e comunicação, o algoritmo propõe a divisão das redes em áreas geograficamente menores para que a estimação seja feita, de forma distribuída.

Um pouco mais à frente, (ROYTELMAN; SHAHIDEHPOUR, 1993) propuseram um novo método para estimação de estado limitado a redes de distribuição radiais. O método propõe o ajuste das demandas nos transformadores MT/BT, através de um processo iterativo, para que as correntes calculadas correspondam aos valores das medições. Para minimizar o problema relacionado ao número reduzido de medições, o método propõe a utilização de estimativas das correntes nos transformadores MT/BT da rede baseadas em curvas de carga, de acordo com o tipo do consumidor, definidas como pseudomedições.

Outro empecilho para aplicação de algoritmos de estimação de estado em redes de distribuição se dá por conta do relevante desequilíbrio de carga entre as fases, que usualmente está presente nessas redes. Por conta disso, (BARAN; KELLEY, 1994) propuseram um método para estimação de estado trifásica. Nesse método a estimação é feita por fase, para a solução do problema foi utilizado o método WLS adaptado para análise trifásica da rede elétrica, permitindo que sejam considerados os efeitos de acoplamento entre as fases e também a presença de elementos mono e bifásicos na rede.

Um novo método para estimação de estado trifásica em redes de distribuição redes radiais ou pouco malhadas foi proposto por (BARAN; KELLEY, 1995). O principal diferencial desse método é a consideração, como variáveis de estado, as correntes nos ramos, ao invés das tensões nodais, tradicionalmente utilizadas. Esse método foi denominado como BCSE. O algoritmo considera medições de corrente e de potências ativa e reativa, que são convertidas para correntes equivalentes. Dessa forma, obtém-se desacoplamento entre as fases para solução do problema de estimação de estado, ou seja, as estimações de cada fase se tornam independentes entre si gerando

redução do esforço computacional e aumento da eficiência do método, embora reduza sua precisão.

Ainda em 1995, (LU; TENG; LIU, 1995) propuseram outro método para estimação de estado trifásica. Nesse método são consideradas, como variáveis de estado, as tensões nas barras, mas para solução do problema o método WLS é aplicado às correntes nos ramos. De forma semelhante ao anterior, visando aumentar a eficiência computacional do algoritmo, as medições de potências ativa e reativa são convertidas para o valor equivalente de corrente, um dos diferenciais em relação ao algoritmo anterior é a possibilidade de utilização de medições de tensão nas barras, as quais também são convertidas para correntes equivalentes.

Baseado no algoritmo do artigo anterior, (LIN; TENG, 1995) propuseram um estimador de estado trifásico desacoplado rápido. O método proposto inclui a consideração de medições virtuais das correntes nas barras que não possuem cargas conectadas, definidas como medições virtuais de injeção nula de corrente. Tendo em vista a baixa quantidade de medições reais existentes em redes de distribuição, a inclusão dessas medições virtuais se mostra útil, pois elas apresentam alta precisão, não requerem um equipamento de medição e estão sempre disponíveis. Para consideração dessas medições foi utilizado o método dos multiplicadores de Lagrange. Por fim, o método integrou o algoritmo do artigo anterior baseado nas correntes dos ramos à aproximação que desacopla os fluxos de potência ativa e reativa, tendo como objetivo a redução dos requisitos computacionais e melhora do desempenho do método. Em 1996, (LIN; TENG, 1996) propuseram outro método trifásico desacoplado rápido também baseado em (LU; TENG; LIU, 1995). O principal mérito deste trabalho reside no fato de utilizar uma matriz Jacobiana constante, em que todos os seus elementos podem ser obtidos através da matriz de admitâncias nodais aumentando a sua robustez e velocidade de execução.

Em 1996, (LI, 1996) propôs um estimador de estado trifásico para redes de distribuição baseado no método WLS. A principal contribuição deste artigo consiste na modelagem das medições, considerando seus respectivos erros, e do consumo das cargas introduzindo conceitos estocásticos ao problema de estimação de estado.

Ainda em 1996, visando aumentar a robustez do estimador de estado, (MILI et al, 1996) propuseram a aplicação da técnica IRWLS. Para implementar o algoritmo é realizada uma adaptação do método WLS incluindo uma ponderação das medições, que é alterada a cada iteração. Esse método se utiliza de fundamentos de robustez estatística para a detecção e identificação de erros grosseiros. Nesse método medições que apresentarem maiores resíduos receberão uma ponderação menor, dentro do algoritmo de estimação. Dando continuidade a este trabalho, em 1999, (PIRES; SIMOES COSTA; MILI, 1999) implementaram no método as rotações de Givens. A aplicação das rotações de Givens junto ao IRWLS se torna ainda mais relevante quando comparado com (VEMPATI; SLUTSKER; TINNEY, 1991) por dois motivos: o primeiro se dá por conta do fato do método IRWLS variar os pesos aplicados ao longo do processo iterativo, o que aumenta as chances de mal condicionamento de matrizes, o segundo é a possibilidade de eliminar uma medição em determinada iteração, mas não excluí-la definitivamente do problema, permitindo assim que ela retorne ao problema em outras iterações.

Em 1997, (GHOSH; LUBKEMAN; DOWNEY; JONES, 1997) propuseram um método para estimação de estado trifásica em redes radiais de distribuição usando uma abordagem probabilística. O método apresentado incorpora a presença de medições de tempo real em redes elétricas, que são utilizadas como restrições na solução do problema, ao fluxo de potência probabilístico, proposto originalmente por (BORKOWSKA, 1974). Pouco depois, (GHOSH; LUBKEMAN; JONES, 1997) acrescentaram ao estimador de estado probabilístico um algoritmo para estimação de demanda da carga. Como citado anteriormente, o pequeno número de medições de redes de distribuição é um dos principais empecilhos à sua aplicação, por conta disso, as estimções de demanda dos consumidores na rede elétrica ao longo do dia são utilizadas como pseudomedições. Dessa forma, uma modelagem de carga, que permita uma estimação de demanda mais precisa, pode ter grande impacto nos resultados da estimação de estado. Neste trabalho os autores incorporam no algoritmo de estimação de estado uma metodologia para modelagem de carga, que utiliza informações de faturamento e das curvas de carga típicas dos clientes fornecendo não só uma estimativa da demanda, mas também uma medida estatística da incerteza dessas estimativas. O impacto da imprecisão de medições e pseudomedições na estimação de estado também foi tratado por outros autores, como

(LI, 1996), nesse artigo o autor avalia o impacto de variações no erro das pseudomedições e posicionamento dos medidores nos resultados da estimação de estado.

No fim dos anos 1990 e início dos anos 2000, especialmente, houve uma grande disseminação da utilização de técnicas de inteligência artificial para estimação de estado, tendo como principal justificativa a presença de equipamentos com características não-lineares nas redes elétricas e a baixa quantidade de medições, fatos que dificultam a aplicação dos métodos convencionais. Em (BERNIERI et al, 1996) os autores propõem o uso de redes neurais artificiais para estimação de estado, segundo o autor, as redes neurais artificiais apresentam alta capacidade para modelagem e simulação de sistemas on-line, ou seja, sistemas que requerem respostas rápidas. Já em (NAKA et al, 2001) e (NAKA et al, 2003), os autores propõem a aplicação da técnica de enxame de partículas híbridas para estimação de estado. Em (PEREIRA; SARAIVA; MIRANDA, 2003) os autores propõem a possibilidade de utilizar dados modelados através de números fuzzy na estimação de estado, outra contribuição importante deste trabalho é a modelagem da topologia da rede elétrica como uma variável do problema, tendo em vista o alto número de manobras que são realizadas em redes de distribuição, sendo assim, o algoritmo fornece uma estimativa da topologia da rede baseando-se nas medições. A utilização de técnicas de inteligência artificial também teve como motivação o avanço da presença de geradores distribuídos em redes elétricas, como pode ser verificado em (NIKMAN; RANJBAR; SHIRANI, 2005), no qual os autores apresentam um algoritmo de colônia de formigas para estimação de estado em redes de distribuição que considera a presença de geração distribuída na rede elétrica e (NIKMAN, 2008), no qual o autor mostra um novo método baseado no acasalamento de abelhas.

Em 2009, na busca por algoritmos robustos e de rápido processamento foi proposto em (MIRANDA; SANTOS; PEREIRA, 2009) um novo algoritmo baseado no Critério de Máxima Correntropia (CMC). A correntropia é utilizada como uma medida da similaridade entre variáveis aleatórias em uma região do espaço formado por essas variáveis (MENEGETTI, 2018). O principal diferencial desse método reside na sua maior capacidade de rejeitar automaticamente dados com erros grosseiros. Sendo assim, diferentemente da maior parte dos métodos desenvolvidos até aquele

momento, ele não requer uma etapa de pós-processamento para identificar e excluir medições com erros grosseiros.

Até aquele momento o método mais utilizado para resolução do problema era o método Gauss-Newton, entretanto, em 2016, foi implementado por (FREITAS; SIMOES COSTA; MIRANDA, 2016) um algoritmo ortogonal baseado na versão rápida das Rotações de Givens para solução. Esse algoritmo facilita o processamento de medidas ponderadas, que são resultado da aplicação das propriedades de correntropia.

O avanço do conceito das redes elétricas inteligentes e consequente inclusão de novas tecnologias em redes elétricas de distribuição também foi um motivador para o desenvolvimento de novos métodos de estimação de estado, de forma a considerar dados fornecidos por essas novas tecnologias. Em 2009, (BARAN; MCDERMOTT, 2009) propuseram um método que incluía a possibilidade de utilizar dados da AMI, que fornece dados de tensão e demanda dos consumidores. O artigo propõe a adaptação do método BCSE, originalmente proposto em (BARAN; KELLEY, 1995), apenas incluindo a possibilidade de utilização dos dados fornecidos pela AMI. De forma semelhante, em (NI et al, 2018) os autores propuseram um método de estimação de estado também baseado no BCSE, utilizando dados agregados de medidores inteligentes, ou seja, as medições de cada consumidor são agregadas e concentradas nos transformadores MT/BT. O diferencial desse trabalho reside, principalmente, na investigação do impacto na estimação de estado gerado pela agregação das medições.

Em 2013, também motivado pela disseminação dos medidores inteligentes (WU; HE; JENKINS, 2013) propuseram um estimador de estado robusto para redes de média tensão (MT). A principal preocupação desse método está na sua robustez contra erros de medições, diferentes configurações dos medidores e falhas de comunicação dos medidores. De forma semelhante ao método IRWLS, os autores propõem uma ponderação das medições, de acordo com os seus resíduos. Além disso, o algoritmo é integrado a um estimador de demanda baseado em aprendizado de máquina, dessa forma, dados de medidores inteligentes podem ser utilizados para geração de pseudomedições mais acuradas, através da identificação de padrões dos consumidores.

Em 2014, foi proposto por (AL-WAKEEL et al, 2014) um novo algoritmo para estimação de estado em microrredes de baixa tensão utilizando o método IRWLS. O principal avanço desse trabalho está na aplicação do método de estimação de estado em redes BT, que tem como motivação, especialmente, o avanço da presença de gerações distribuídas em redes BT, fato que pode levar a problemas operacionais e, por consequência, requerer maior conhecimento do seu estado de operação em tempo real.

Em 2016, (AL-WAKEEL; WU; JENKINS, 2016) propuseram um algoritmo baseado no método IRWLS para estimação de estado em redes de distribuição. O método proposto integra o estimador de estado a um estimador de demanda das cargas, que assim como em (AL-WAKEEL et al, 2014) considera dados de medidores inteligentes. Uma das preocupações dos autores está ligada às falhas temporárias de comunicação, que podem gerar perdas de dados de medições, por conta disso, nesse utiliza-se o estimador de cargas, que consiste em uma etapa preliminar de tratamento de dados, na qual os dados dos medidores inteligentes são *clusterizados*, através do algoritmo k-means proposto em (AL-WAKEEL, 2017). Dessa forma, medições faltantes são estimadas com base nos valores medidos do seu respectivo *cluster*. Como resultado dessa etapa preliminar são geradas pseudomedições que servirão de entrada para o algoritmo IRWLS de estimação de estado.

Recentemente, tendo em vista o aumento da quantidade de dados envolvida na estimação de estado, novas tecnologias passaram a ser exploradas. Em 2017, (RANA; LI, 2017) propuseram um algoritmo para estimação de estado de microgrids, considerando uma arquitetura em que a transmissão das medições da microgrid para o centro de gerenciamento é feita utilizando Internet of Things (IoT) baseada em rede de comunicação 5G.

Por fim, com a modernização do sistema elétrico os ataques cibernéticos se tornaram uma preocupação para as concessionárias de energia. Diante deste contexto, uma série de trabalhos foram realizados para avaliar os impactos dos ataques cibernéticos na estimação de estado e medidas para se defender desses ataques. Os trabalhos de (WANG et al, 2018), (ZHUANG; DENG; LIANG, 2019) e (LONG et al, 2020) são alguns dos mais recentes que trataram deste tema.

3 BASES METODOLOGICAS

3.1 Considerações iniciais

Este capítulo tem por objetivo apresentar a formulação da estimação de estado para redes de distribuição.

Primeiramente, será apresentada a formulação da estimação de estado baseada no fluxo de potência por analogia em corrente contínua. Essa formulação fornece a base conceitual para o desenvolvimento da formulação completa trifásica do fluxo de potência, que será adotada neste trabalho.

Em seguida, a metodologia de estimação de estado será expandida para considerar a formulação completa do fluxo de potência em substituição ao cálculo por analogia em corrente contínua.

Ao fim do capítulo serão apresentados problemas que resultam em degradação da solução do estimador de estado. Para solucionar o problema é apresentada formulação que incorpora as transformações ortogonais na estimação de estado aumentando a robustez do método.

3.2 Estimação de estado baseada no fluxo de potência por analogia em corrente contínua

O desenvolvimento da formulação do problema de estimação de estado nesta dissertação será realizado utilizando o método da máxima verossimilhança (WOOD; WOLLENBERG; 1996).

Para iniciar a formulação, primeiramente, se faz necessário definir o conceito de verossimilhança. A verossimilhança L de um conjunto de parâmetros θ , dado uma observação z , pode ser definida como a probabilidade da observação z ter ocorrido dados os valores do conjunto de parâmetros θ (SHINMA; 2015). Dessa forma, o método da máxima verossimilhança procura encontrar uma estimativa para os parâmetros θ , de forma a maximizar a probabilidade de se observar o resultado z .

Pode-se definir que um valor medido é igual ao valor real acrescido de um erro aleatório, que será representado por η , tal que:

$$z_{med} = z_{real} + \eta \quad (1)$$

E assumindo que um erro aleatório possui função densidade de probabilidade (PDF) normal com média zero, na forma:

$$PDF(\eta) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{\eta^2}{2\sigma^2}\right) \quad (2)$$

A maximização dessa probabilidade pode ser expressa também como a minimização da soma do quadrado das diferenças entre o valor medido e o valor real ponderado pelos desvios-padrão de cada medição, sendo o valor real representado em função do parâmetro x que se deseja estimar (WOOD; WOLLENBERG, 1996). Assim, pode-se escrever o problema de estimação de estado como:

$$\min J(x) = \min \left(\frac{\sum_{i=1}^{N_m} [z_i^{med} - f_i(x)]^2}{\sigma_i^2} \right) \quad (3)$$

Sendo,

- $J(x)$: valor residual
- f_i : função que correlaciona o parâmetro x que se deseja estimar com a variável medida.
- z_i^{med} : valor da medição
- N_m : número de medições
- σ_i : desvio-padrão do medidor

Para facilitar o entendimento da função $f_i(x)$ é válido supor um caso hipotético, no qual há apenas uma medição z^{med} e uma variável x a estimar. Nesse caso, para minimizar $J(x)$ o valor de x estimado seria tal que $f(x) = z^{med}$ e, portanto, $J(x) = 0$. Dessa forma, pode-se notar que a função $f(x)$ permitiria calcular x , a partir de z^{med} , sendo esse valor de x aquele que minimizaria $J(x)$. Contudo, na prática, tendo-se diversas medições redundantes e imperfeitas, esse caso hipotético nunca ocorre e, conseqüentemente, $J(x)$ será sempre diferente de zero. Por isso, ao invés de buscar x tal que $J(x) = 0$, procura-se o valor de x que minimize $J(x)$ utilizando a equação (3).

Sendo assim, como, em geral, em um problema de estimação de estado deseja-se estimar N_s variáveis tendo N_m medições, pode-se escrever que:

$$\min J(x_1, x_2, \dots, x_{N_s}) = \min \left(\frac{\sum_{i=1}^{N_m} [z_i^{med} - f_i(x_1, x_2, \dots, x_{N_s})]^2}{\sigma_i^2} \right) \quad (4)$$

As equações (2), (3) e (4) são chamadas de estimação WLS, pois para cada medição tem-se o quadrado da diferença entre os valores medido e estimado ponderado pelo inverso do quadrado do desvio-padrão do medidor.

Considerando que a função $f_i(x_1, x_2, \dots, x_{N_s})$ é uma função linear, o que é válido na formulação de fluxo de potência por analogia de corrente contínua (CC), ela pode ser escrita na forma:

$$f_i(x_1, x_2, \dots, x_{N_s}) = h_{i1}x_1 + h_{i2}x_2 + \dots + h_{iN_s}x_{N_s} \quad (5)$$

Logo:

$$f(x) = \begin{bmatrix} f_1(x) \\ f_2(x) \\ \vdots \\ f_{N_s}(x) \end{bmatrix} = [H]x \quad (6)$$

Sendo,

- H: uma matriz de dimensão $N_m \times N_s$ que contém os coeficientes das funções lineares f_i .

Escrevendo também um vetor z_{med} para as medições e uma matriz diagonal R da covariância dos erros de medição tem-se que:

$$\min J(x) = [z^{med} - f(x)]^T [R]^{-1} [z^{med} - f(x)] \quad (7)$$

No método tradicional WLS a solução da equação é obtida igualando o gradiente do resíduo a zero. Assim:

$$x^{est} = [[H]^T [R]^{-1} [H]]^{-1} [H]^T [R]^{-1} z^{med} \quad (8)$$

Sendo,

- x^{est} : vetor de variáveis estimadas (número de linhas igual ao número de variáveis a serem estimadas)
- z^{med} : vetor de medições (número de linhas igual ao número de medições).

Observa-se que no caso particular em que $N_s = N_m$ tem-se que:

$$x^{est} = [H]^{-1}z^{med} \quad (9)$$

Dentro de sistemas de potência é comum que se possuam medições redundantes e, por isso, serão considerados apenas os casos sobredeterminados ($N_s > N_m$).

Para que seja possível aplicar a metodologia de estimação de estado a sistemas de potência, as equações $f_i(x)$ devem ser definidas de forma a relacionar as grandezas medidas com as variáveis que se deseja estimar.

Para demonstrar como a definição das equações $f_i(x)$ pode ser realizada em sistemas de potência, primeiramente, será apresentada a aplicação considerando a modelagem do fluxo de potência por analogia (CC). No fluxo de potência por analogia CC assume-se que todas as tensões nas barras do sistema possuem módulo $V = 1$ pu e que o fluxo de potência ativa na rede varia de acordo com as fases das tensões nas barras e das reatâncias das linhas. Sendo assim, para uma rede qualquer sabendo a sua configuração, as reatâncias dos seus trechos e tendo medições de potência ativa nos ramos das suas linhas, tem-se que o problema de estimação de estado, nesse caso, se resume a encontrar as fases das tensões nas barras. O método da máxima verossimilhança é utilizado para encontrar os valores de fase de tensão que maximizam a probabilidade de obter as medições de potência ativa realizadas.

Ao fixar uma barra como referência, a potência ativa (M) circulando em um trecho de rede elétrica conectado entre as barras i e j pode ser calculada aplicando a equação (8):

$$M_{ij} = \frac{(\theta_i - \theta_j)}{\bar{x}_{ij}} \quad (10)$$

Sendo:

- M_{ij} : potência ativa circulando em um trecho de rede elétrica conectado entre as barras i e j , em W.
- θ_i : fase da tensão na barra i , em radianos.
- θ_j : fase da tensão na barra j , em radianos.
- \bar{x}_{ij} : reatância do trecho conectado entre as barras i e j , em ohms.

Por sua vez, a potência injetada em uma barra pode ser calculada através da equação (11):

$$M_i = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n M_{ij} \quad (11)$$

Sendo:

- M_i : potência ativa injetada na barra i , em W.
- n : número de trechos conectados na barra i .

Para um conjunto de medições de potência ativa de uma rede, com as equações (10) e (11) é possível relacionar as medições M_{ij} com as variáveis θ_i . A partir desses dados, é possível construir a matriz [H] que será entrada para execução da metodologia de estimação de estado. Na seção 3.2.1 é apresentado um exemplo numérico destacando os passos para execução do algoritmo de estimação de estado considerando a modelagem do fluxo de potência por analogia CC.

3.2.1 Exemplificação da metodologia através da aplicação em uma rede elétrica

Como forma de verificar a metodologia desenvolvida no item anterior ela foi aplicada em uma rede elétrica de 6 barras (WOOD; WOLLENBERG, 1996). Dessa forma, foi possível, além de testá-la, validar o seu funcionamento que serviu de base para o desenvolvimento das ferramentas neste trabalho.

Para avaliar o algoritmo foi utilizado um caso base com medições, nas quais foram inseridos erros aleatórios. A topologia da rede é apresentada na Figura 3.1. Os respectivos dados de reatâncias das linhas e medições com os erros aleatórios são apresentados na Tabela 3.1.

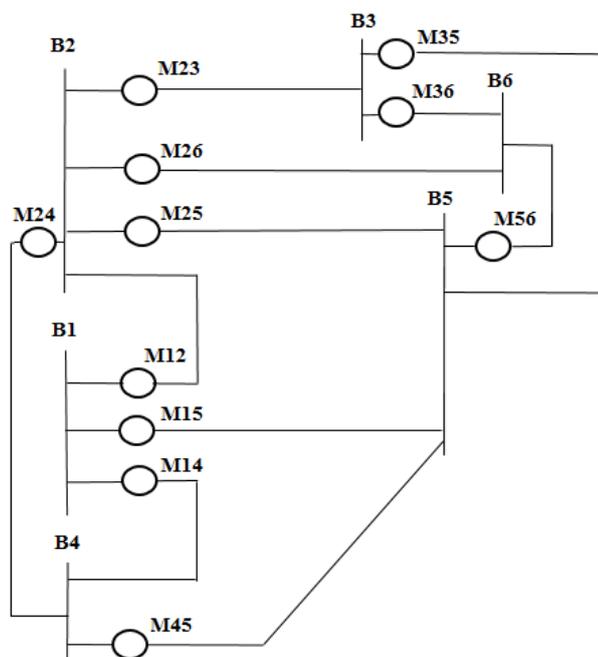


Figura 3.1. Rede elétrica exemplo com 6 barras e seus respectivos os pontos de medição.

Tabela 3.1. Dados de medição da rede de 6 barras

Ligação i-j	x (pu)	Mij (MW)
1-2	0,20	31,5
1-4	0,20	38,9
1-5	0,30	35,7
2-3	0,25	8,6
2-4	0,10	32,8
2-5	0,30	17,4
2-6	0,20	22,3
3-5	0,26	17,7
3-6	0,10	43,3
4-5	0,40	0,7
5-6	0,30	-2,1

Para a realização do cálculo adotou-se a potência de base de 100 MVA, desvio-padrão nos medidores de 0,1 MW, ou seja, 0,001 pu, e a barra 1 como barra de referência da rede. Dessa forma, foi possível estimar, através da metodologia desenvolvida anteriormente, os valores das fases das tensões em cada uma das barras para que, a partir delas, sejam calculados os valores de fluxo de potência ativa em cada um dos trechos da rede.

Primeiramente, são definidas as equações relativas ao fluxo de potência em cada um dos trechos da rede utilizando a equação (10).

A partir desses valores estimados é possível calcular novos valores de fluxo de potência, diferentes dos obtidos através das medições, que podem ser definidos como os valores de fluxo de potência estimados do sistema.

$$P = \begin{bmatrix} P_{12} \\ P_{14} \\ P_{15} \\ P_{23} \\ P_{24} \\ P_{25} \\ P_{26} \\ P_{35} \\ P_{36} \\ P_{45} \\ P_{56} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,273719 \\ 0,432221 \\ 0,354089 \\ 0,032382 \\ 0,317003 \\ 0,171609 \\ 0,248201 \\ 0,166875 \\ 0,415447 \\ 0,049456 \\ -0,006142 \end{bmatrix} pu$$

Para a análise dos resultados obtidos eles foram comparados aos valores do caso base sem os erros de medição inseridos, retirados da Tabela 12.2 de (WOOD; WOLLENBERG, 1996). A Figura 3.2 representa a rede com os valores de caso base.

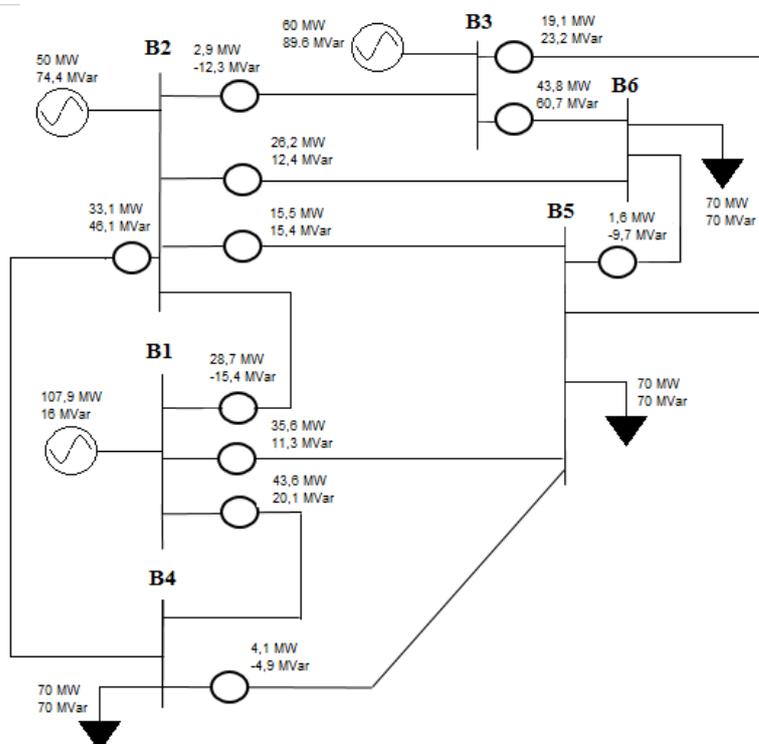


Figura 3.2. Rede de 6 barras com valores do caso base.

Pode-se observar que através da estimação de estados desenvolvida foram obtidos, em geral, valores mais próximos dos valores do caso base, como demonstrado na

Tabela 3.2. Ou seja, pode-se dizer que o algoritmo de estimação foi capaz de identificar os erros de medição e minimizar seus impactos na análise da rede.

Tabela 3.2. Comparação entre os resultados obtidos, medições e caso base

Ligação i-j	Valores medidos (MW)	Valores estimados (MW)	Valores caso base (MW)
2-1	31,5	27,3719	28,7
1-4	38,9	43,2221	43,6
1-5	35,7	35,4089	35,6
2-3	8,6	3,2382	2,9
2-4	32,8	31,7003	33,1
2-5	17,4	17,3609	15,5
2-6	22,3	24,8201	26,2
3-5	17,7	16,6875	19,1
3-6	43,3	41,5447	43,8
4-5	0,7	4,9456	4,1
5-6	-2,1	-0,6142	1,6

Neste caso, como foram considerados que todos os medidores são idênticos, ou seja, possuem o mesmo desvio-padrão, portanto, o cálculo dos parâmetros não é ponderado. Caso sejam considerados medidores com diferentes erros de medição, é esperada uma variação destes valores, visto que o método descrito pondera as medições de acordo com os respectivos erros dos medidores.

3.3 Estimação de estado baseada na formulação completa do fluxo de potência

Assim como desenvolvido na formulação da seção anterior, a formulação do problema de estimação de estado baseado na formulação completa de fluxo de potência permanece se baseando na minimização da soma do quadrado das diferenças entre os valores medidos e reais da rede ponderados pela variância dos medidores. Dessa forma, a melhor estimativa do estado da rede será aquela que minimiza essa soma. Considerando as grandezas que podem ser medidas em um sistema de distribuição elétrica e a metodologia para estimação de estado serão considerados nessa dissertação os seguintes tipos de medições:

- Módulo das tensões nas barras.
- Potência ativa entre barras (ligações).
- Potência reativa entre barras (ligações).

- Potência ativa injetada nas barras.
- Potência reativa injetada nas barras.
- Corrente elétrica entre barras (ligações)

Para cada uma destas grandezas, assim como na seção 3.2, serão utilizadas funções que permitirão relacionar as variáveis medidas com as variáveis de estado, ou seja, aquelas que serão estimadas. A correlação entre essas variáveis será realizada pelas funções f_i da equação (3). As variáveis de estado são as seguintes:

- V_k – módulo da tensão na barra k para todas as barras da rede
- θ_k – fase da tensão na barra k para todas as barras da rede, exceto a barra de referência.

Pode-se verificar que a estimação deve ser realizada para todas as barras da rede e todas elas, exceto a barra de referência, recebem o mesmo tratamento. Como descrito em (ROBBA et al, 2020), o problema da estimação de estado admitiria infinitas soluções se uma barra não fosse escolhida como referência de ângulos; bastaria deslocar todos os ângulos de uma mesma quantidade para obter uma solução matematicamente distinta, embora fisicamente idêntica. Por isso, o ângulo da tensão na barra de referência foi definido com o valor zero.

Ao adotar a formulação completa do fluxo de potência, diferentemente do que foi visto na seção 3.2, as funções f_i tornam-se não lineares. O equacionamento dessas funções é apresentado detalhadamente nas próximas subseções. Sendo assim, verifica-se a necessidade de utilizar um método iterativo para minimização de $J(x)$. Uma técnica comumente adotada é calcular o gradiente da função $J(x)$ e igualá-la a zero, utilizando o método de Newton.

O método utilizado encontra um valor de incremento Δx ao valor de x previamente estabelecido a cada iteração, para que se possa encontrar a raiz de uma função $g(x)$ qualquer.

Sabendo-se que:

$$g(x) - g(x_n) = g'(x_n) * \Delta x \quad (12)$$

Pode-se dizer que o incremento Δx a cada iteração será dado por:

$$\Delta x = (g'(x_n))^{-1}(g(x) - g(x_n)) \quad (13)$$

Entretanto, sabendo-se que se deseja obter a raiz da função $g(x)$ pode-se dizer então que:

$$\Delta x = (g'(x_n))^{-1}(-g(x_n)) \quad (14)$$

Voltando à equação $J(x)$, ao calcular seu gradiente deve ser encontrada uma equação matricial como descrita abaixo:

$$\nabla_x J(x) = -2 \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_3}{\partial x_1} & \dots \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \frac{\partial f_3}{\partial x_2} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_{Ns}} & \frac{\partial f_2}{\partial x_{Ns}} & \frac{\partial f_3}{\partial x_{Ns}} & \dots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_1^2} \\ \frac{1}{\sigma_2^2} \\ \vdots \\ \frac{1}{\sigma_{Ns}^2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} z_1 - f_1(x) \\ z_2 - f_2(x) \\ \vdots \\ z_{Ns} - f_{Ns}(x) \end{bmatrix} \quad (15)$$

A equação (15), descrita acima, também pode ser escrita da seguinte forma:

$$\nabla_x J(x) = -2[H]^T[R]^{-1} \begin{bmatrix} z_1 - f_1(x) \\ z_2 - f_2(x) \\ \vdots \\ z_{Ns} - f_{Ns}(x) \end{bmatrix} \quad (16)$$

Aplicando a equação (14) e fazendo $\nabla_x J(x) = g(x)$ para encontrar Δx , tem-se que:

$$\Delta x = [[H]^T[R]^{-1}[H]]^{-1}[H]^T[R]^{-1} \begin{bmatrix} z_1 - f_1(x) \\ z_2 - f_2(x) \\ \vdots \\ z_{Ns} - f_{Ns}(x) \end{bmatrix} \quad (17)$$

Portanto, para o cálculo da estimação de estado em redes considerando a formulação completa de fluxo de potência basta calcular o valor do incremento Δx e somá-lo ao valor previamente estabelecido de x iterativamente até que se obtenha um erro aceitável para o valor. O fluxograma da Figura 3.3 exemplifica o algoritmo utilizado:

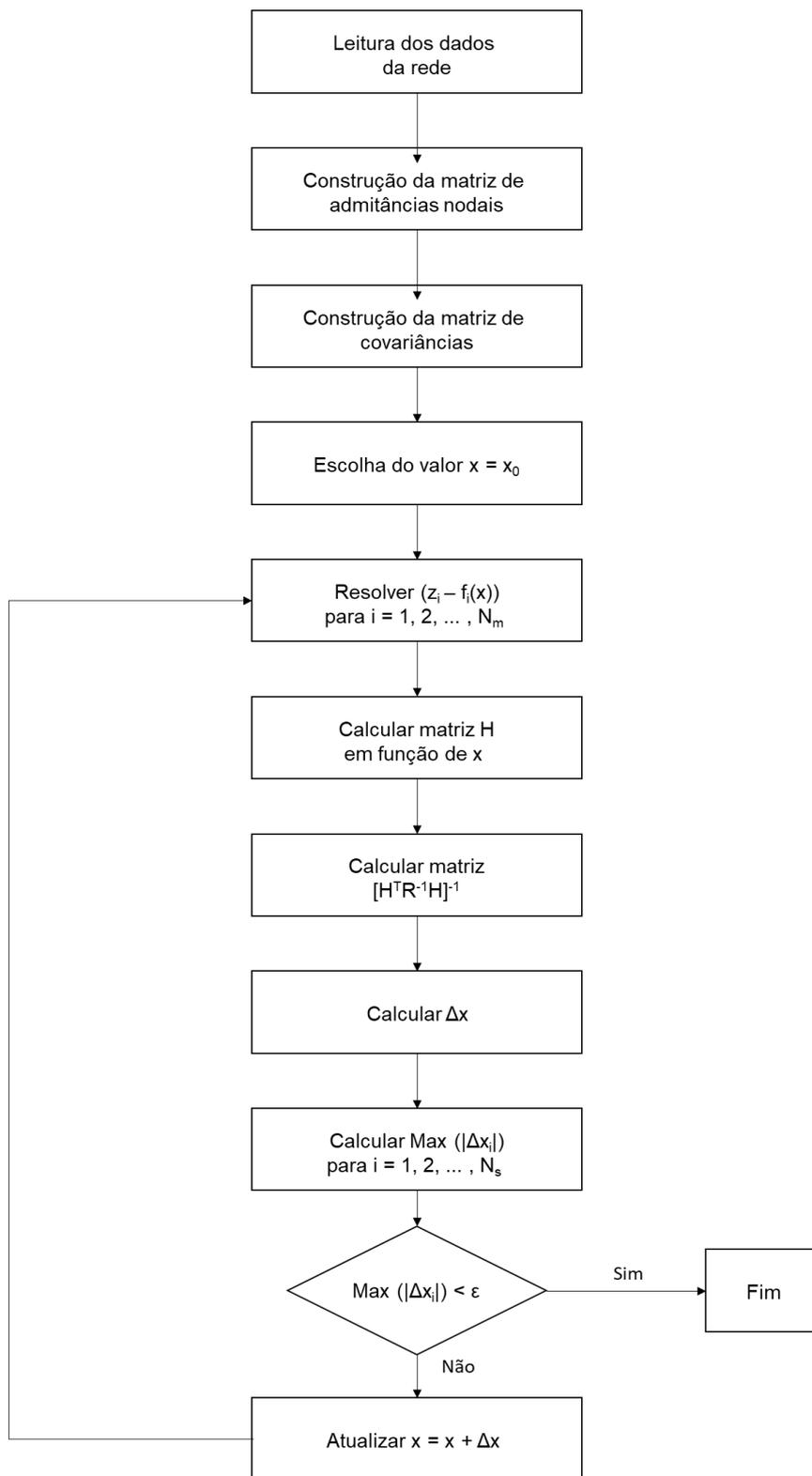


Figura 3.3. Fluxograma do método de estimação de estado baseado na formulação completa do fluxo de potência.

Nas próximas subseções será apresentado o cálculo das funções $f_i(x)$ para cada um dos tipos de medição citados anteriormente.

3.3.1 Medição de módulo de tensão na barra j

No caso de uma medição do módulo da tensão na barra, V_j , o equacionamento de f_i é dado diretamente, visto que essa é umas das variáveis que se deseja estimar. Sendo assim,

$$f_i = V_j \quad (18)$$

Dessa forma, tem-se que nesse caso o resíduo é dado por:

$$J(x) = \frac{(V_j^{med} - V_j)^2}{\sigma_{V_j}^2} \quad (19)$$

3.3.2 Medição de potência ativa e reativa na ligação j - k

Já no caso de fluxo de potências ativa e reativa em ligações deverão ser obtidas equações que permitam relacionar estas grandezas com as variáveis de estado. As equações são obtidas a partir do cálculo de fluxo de potência.

Conforme (ROBBA et al, 2020), pode-se partir de uma ligação genérica j - k como apresentado na Figura 3.4 para equacionamento de f_i .

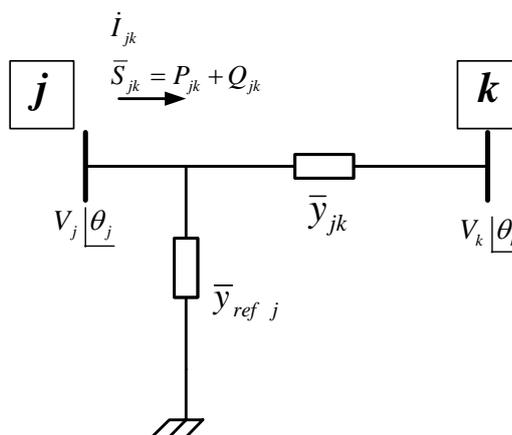


Figura 3.4. Ligação genérica j - k .

Nestas condições, a potência complexa passante é dada por:

$$\bar{S}_{jk} = P_{jk} + jQ_{jk} = \dot{V}_j * \dot{I}_{jk}^* = \dot{V}_j * [\dot{V}_j * \bar{y}_{ref j} + (\dot{V}_j - \dot{V}_k) * \bar{y}_{jk}]^* \quad (20)$$

Sendo:

- \bar{S}_{jk} : potência complexa passante na ligação j-k, em VA.
- \dot{V}_j : tensão complexa no nó j, em V, com módulo V_j e fase θ_j .
- \dot{I}_{jk} : corrente complexa passante na ligação j-k, em A.
- $\bar{y}_{ref j} = g_{ref j} + jb_{ref j}$: admitância para a referência no nó j, em S.
- $\bar{y}_{jk} = g_{jk} + jb_{jk}$: admitância série da ligação j-k, em S.

Após alguma manipulação algébrica, obtêm-se as expressões para as potências ativa e reativa passantes na ligação, em função do estado da rede e dos parâmetros da ligação:

$$f_i = P_{jk} = V_j^2 (g_{jk} + g_{ref j}) - V_j * V_k * (g_{jk} \cos \theta_{jk} + b_{jk} \sin \theta_{jk}) \quad (21)$$

$$f'_i = Q_{jk} = -V_j^2 (b_{jk} + b_{ref j}) - V_j * V_k * (g_{jk} \sin \theta_{jk} - b_{jk} \cos \theta_{jk}) \quad (22)$$

Sendo:

- $\theta_{jk} = \theta_j - \theta_k$

Dessa forma, tem-se que nesse caso o resíduo é dado por:

$$J(x) = \frac{\{ P_{jk}^{med} - [V_j^2 (g_{jk} + g_{ref j}) - V_j * V_k * (g_{jk} \cos \theta_{jk} + b_{jk} \sin \theta_{jk})] \}^2}{\sigma_{P_{jk}}^2} \quad (23)$$

$$J(x) = \frac{\{ Q_{jk}^{med} - [-V_j^2 (b_{jk} + b_{ref j}) - V_j * V_k * (g_{jk} \sin \theta_{jk} - b_{jk} \cos \theta_{jk})] \}^2}{\sigma_{Q_{jk}}^2} \quad (24)$$

3.3.3 Medição de módulo de corrente na ligação j-k

Conforme (ROBBA et al, 2020), este caso se deriva diretamente do cálculo da potência passante, anteriormente abordado. Tem-se que:

$$\dot{I}_{jk} = \dot{V}_j * \bar{y}_{ref j} + (\dot{V}_j - \dot{V}_k) * \bar{y}_{jk} \quad (25)$$

Separando as partes real e imaginária de cada termo complexo, agrupando todos os componentes reais e todos os imaginários e, finalmente, calculando o módulo do número complexo resultante, obtém-se a expressão final para o módulo da corrente estimada:

$$\begin{aligned} f_i = I_{jk} = & [(V_j^2 + V_k^2 - 2V_jV_k \cos \theta_{jk}) * (g_{jk}^2 + b_{jk}^2) + (2V_j^2 - 2V_jV_k \cos \theta_{jk}) \\ & * (g_{jk} * g_{ref j} + b_{jk} * b_{ref j}) + (2V_jV_k \sin \theta_{jk}) \\ & * (g_{jk} * b_{ref j} - b_{jk} * g_{ref j}) + V_j^2 * (g_{ref}^2 + b_{ref}^2)]^{1/2} \end{aligned} \quad (26)$$

Dessa forma, tem-se que nesse caso o resíduo é dado por:

$$\begin{aligned} & J(x) \\ I_{jk}^{med} - & \left[\begin{aligned} & (V_j^2 + V_k^2 - 2V_jV_k \cos \theta_{jk}) * (g_{jk}^2 + b_{jk}^2) + \\ & (2V_j^2 - 2V_jV_k \cos \theta_{jk}) * (g_{jk} * g_{ref j} + b_{jk} * b_{ref j}) + \\ & (2V_jV_k \sin \theta_{jk}) * (g_{jk} * b_{ref j} - b_{jk} * g_{ref j}) + V_j^2 * (g_{ref}^2 + b_{ref}^2) \end{aligned} \right]^{\frac{1}{2}} \\ = & \frac{\quad}{\sigma_{I_{jk}}^2} \end{aligned} \quad (27)$$

3.3.4 Medição de potência ativa e reativa injetada no nó j

Conforme (ROBBA et al, 2020), pode-se partir de uma barra genérica j como apresentado na Figura 3.5 para equacionamento de fi.

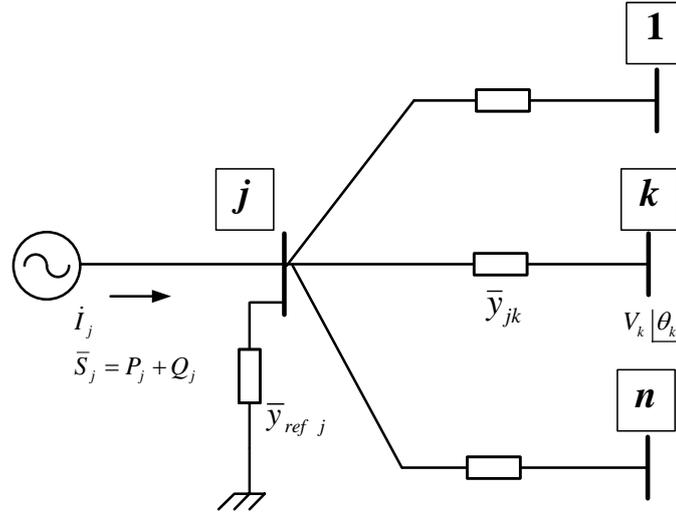


Figura 3.5. Barra genérica j.

Nestas condições, a corrente injetada no nó j pode ser calculada através de:

$$\dot{I}_{jk} = \dot{V}_j * \bar{y}_{ref j} + \sum_k (\dot{V}_j - \dot{V}_k) * \bar{y}_{jk} \quad (28)$$

A somatória é estendida a todos os nós k vizinhos ao nó j .

Utilizando o mesmo procedimento da medição de potência em ligações, chega-se imediatamente a:

$$f_i = P_j = V_j^2 \left(g_{jk} + \sum_k g_{ref j} \right) - V_j * \sum_k V_k * (g_{jk} \cos \theta_{jk} + b_{jk} \sin \theta_{jk}) \quad (29)$$

$$f'_i = Q_j = -V_j^2 \left(b_{jk} + \sum_k b_{ref j} \right) - V_j * \sum_k V_k * (g_{jk} \sin \theta_{jk} - b_{jk} \cos \theta_{jk}) \quad (30)$$

Dessa forma, tem-se que nesse caso o resíduo é dado por:

$$J(x) = \frac{\{ P_j^{med} - V_j^2 (g_{jk} + \sum_k g_{ref j}) - V_j * \sum_k V_k * (g_{jk} \cos \theta_{jk} + b_{jk} \sin \theta_{jk}) \}^2}{\sigma_{P_j}^2} \quad (31)$$

$$J(x) = \frac{\{ Q_j^{med} - [-V_j^2 (b_{jk} + \sum_k b_{ref j}) - V_j * \sum_k V_k * (g_{jk} \sin \theta_{jk} - b_{jk} \cos \theta_{jk})] \}^2}{\sigma_{Q_j}^2} \quad (32)$$

3.4 Fatoração QR para solução do problema de estimação de estado

Um dos problemas do método tradicional WLS ocorre especificamente em casos nos quais se tenham medições com grande disparidade na ordem de grandeza dos seus desvios. A ilustração desse problema pode ser obtida utilizando como exemplo a rede com suas respectivas medições apresentada na Figura 3.6 (WOOD; WOLLENBERG, 1996).

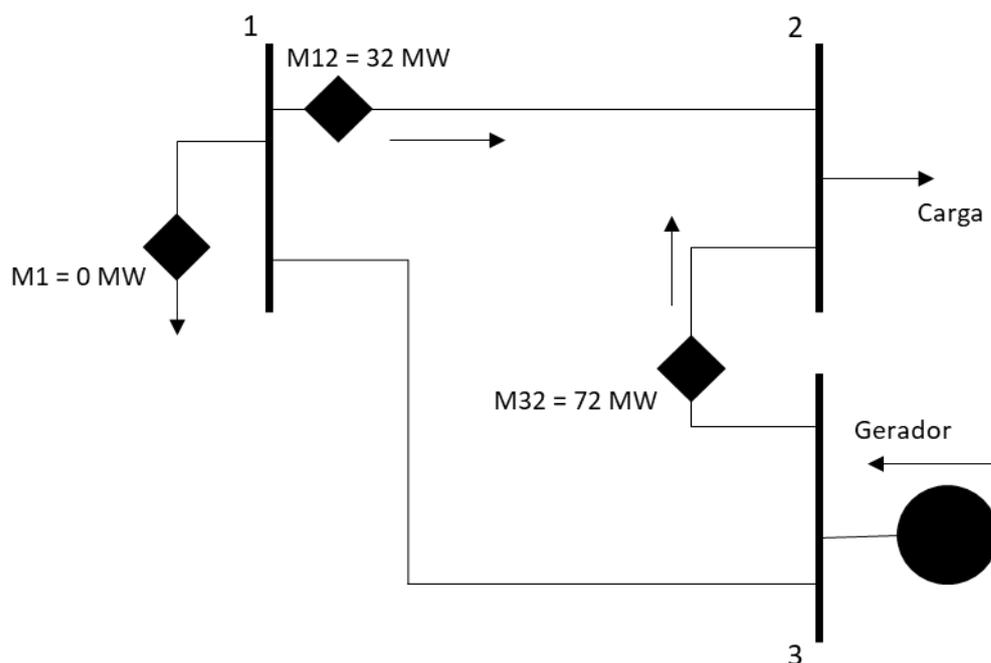


Figura 3.6. Rede exemplo com 3 barras e seus respectivos pontos de medição.

As reatâncias das linhas são apresentadas na Tabela 3.3.

Tabela 3.3. Reatâncias das linhas para rede exemplo.

Ligação i-j	x (pu)
1-2	0,20
3-2	0,25
1-3	0,40

Neste exemplo será adotada a metodologia de estimação de estado baseada no fluxo de potência por analogia em corrente contínua apresentada na seção 3.2. Considerando-se as equações (10) e (11):

$$M_{12} = \frac{1}{0,2} (\theta_1 - \theta_2)$$

$$M_{32} = \frac{1}{0,25} (\theta_3 - \theta_2)$$

$$M_1 = \frac{1}{0,2} (\theta_1 - \theta_2) + \frac{1}{0,4} (\theta_1 - \theta_3)$$

Adotando a barra 3 como barra de referência e utilizando a metodologia apresentada na seção 3.2, pode-se definir o vetor de variáveis de estado θ , que corresponde às fases das tensões em cada uma das barras da rede.

$$[\theta] = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \end{bmatrix}$$

Por sua vez, vetor P de medições considerando potência de base igual à 100 MVA é dado por:

$$[P] = \begin{bmatrix} P_{12} \\ P_{32} \\ P_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,32 \\ 0,72 \\ 0 \end{bmatrix} pu$$

A partir das equações de fluxo de potência é possível construir a matriz $[H]$ de coeficientes das funções lineares correlacionando as variáveis a serem estimadas e as grandezas medidas. Na matriz $[H]$ cada linha está associada com uma medição de $[P]$ e cada coluna está associada a uma variável de estado de $[\theta]$ formando uma matriz 3x2. A matriz $[H]$ é dada por:

$$[H] = \begin{bmatrix} 5 & -5 \\ 0 & -4 \\ 7,5 & -5 \end{bmatrix}$$

Considerando ainda um desvio-padrão de 10^{-2} pu para todos os medidores, tem-se que a matriz R é dada por:

$$R = \begin{bmatrix} 10^{-4} & & \\ & 10^{-4} & \\ & & 10^{-4} \end{bmatrix}$$

Aplicando em (8):

$$\theta = [[H]^T [R]^{-1} [H]]^{-1} [H]^T [R]^{-1} P \Rightarrow \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.1198 \\ -0.1813 \end{bmatrix} rad$$

Na Figura 3.7 são apresentados os resultados de fluxo de potência resultantes da estimação.

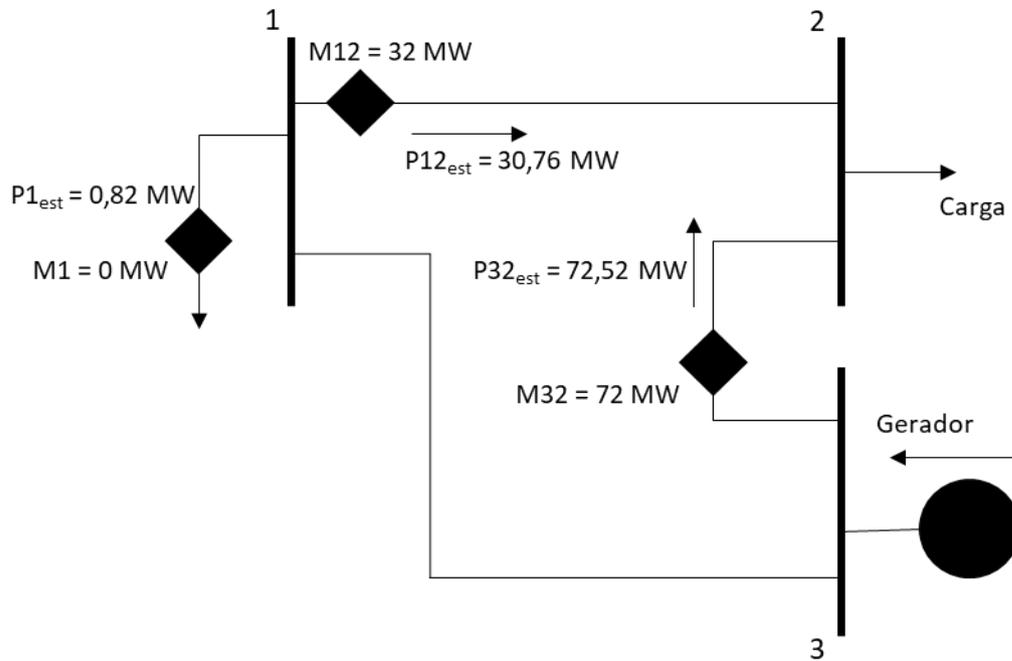


Figura 3.7. Resultados de fluxo de potência obtidos a partir da estimação de estado utilizando metodologia tradicional.

Como resultado verifica-se que a potência injetada na barra 1 é igual à 0,82 MW. Em uma primeira análise essa diferença não parece elevada, entretanto, ao se considerar o contexto de redes de distribuição com elevado número de barras, sendo muitas delas sem cargas, o estimador poderia alocar uma quantidade relevante de carga em barras que reconhecidamente não apresentam consumo de energia. A solução viável seria reduzir o desvio-padrão de medições em barras que não possuem cargas. Nesse caso adotando um desvio-padrão de 10^{-10} para o medidor M1, tem-se que a matriz R é dada por:

$$R = \begin{bmatrix} 10^{-4} & & \\ & 10^{-4} & \\ & & 10^{-20} \end{bmatrix}$$

E assim, a primeira parcela da equação (8) é dada por:

$$[H]^T [R]^{-1} [H] = 1 \times 10^{20} \begin{bmatrix} 56,25 & -37,5 \\ -37,5 & 25 \end{bmatrix}$$

Segundo (FRANCO, 2006) quanto maior o número de condição de uma matriz maior pode ser considerado o mal condicionamento de um problema. No caso deste exemplo, primeiramente, é possível verificar que com 4 algarismos significativos a matriz acima possui determinante igual a zero e não pode ser invertida. Além disso, calculando o número de condição dessa matriz, ele é da ordem de 10^{16} , o que indica seu mal condicionamento. Isso ocorre por conta da grande disparidade entre as ordens de grandeza dos termos que compõem o resíduo global, assim os termos que são multiplicados pelo elemento 10^{20} se tornam muito grandes em comparação aos demais, que acabam sendo perdidos no desenvolvimento dos cálculos. Como consequência, ao calcular a estimação com uma matriz mal condicionada não se obtém resultados coerentes.

Ao tentar impor que o resultado gerado pela estimação seja praticamente igual a um valor de medição é comum que a matriz $[H]^T[R]^{-1}[H]$ se torne mal condicionada (WOOD; WOLLENBERG, 1996). Como solução para esse problema podem aplicados os algoritmos de transformações ortogonais.

As transformações ortogonais são reconhecidamente eficazes para resolução de problemas de mínimos quadrados com tendência a serem mal condicionados (PIRES; SIMOES COSTA; MILI, 1999). A decomposição QR (GOLUB; VAN LOAN, 1996) é uma técnica de transformação ortogonal que apresenta ampla aplicação na solução de problemas de mínimos quadrados, por conta da sua maior estabilidade numérica.

Para implementação do algoritmo de decomposição QR no problema de estimação de estado (WOOD; WOLLENBERG, 1996), primeiramente, define-se que:

$$[R]^{-1} = [R]^{-1/2}[R]^{-1/2} \quad (33)$$

Adotando, como exemplo, para o caso apresentado anteriormente na Figura 3.6 com $N_m = 3$, tem-se que:

$$[R^{-1/2}] = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_{m1}} & & \\ & \frac{1}{\sigma_{m2}} & \\ & & \frac{1}{\sigma_{m3}} \end{bmatrix} \quad (34)$$

E assim, adotando:

$$[H'] = [R^{-1/2}][H] \quad (35)$$

Tem-se que:

$$[[H]^T[R]^{-1}[H]]^{-1} = [[H]^T[R]^{-1/2}[R]^{-1/2}[H]]^{-1} = [[H']^T[H']]^{-1} \quad (36)$$

Considerando:

$$z'^{med} = [R]^{-1/2}z^{med} \quad (37)$$

E assim, substituindo em (8):

$$x^{est} = [[H']^T[H']]^{-1}[H']^T z'^{med} \quad (38)$$

O método QR tem por objetivo decompor a matriz $[H']$ tal que:

$$[H'] = [Q][U] \quad (39)$$

Sendo, $[Q]$ uma matriz ortogonal de ordem $N_m \times N_m$ tal que:

$$[Q]^T[Q] = [I] \quad (40)$$

Onde, $[I]$ é a matriz identidade, tal que sua transposta é igual a sua inversa.

Além disso, $[U]$ é uma matriz triangular superior de ordem $N_m \times N_s$. Substituindo em (38):

$$x^{est} = [[Q][U]]^T [[Q][U]]^{-1} [[Q][U]]^T z'^{med} \quad (41)$$

Logo,

$$x^{est} = [[U]^T [Q]^T [Q] [U]]^{-1} [U]^T [Q]^T z'^{med} \quad (42)$$

Definindo:

$$\hat{z}^{med} = [Q]^T z'^{med} \quad (43)$$

E aplicando (40), tem-se que:

$$x^{est} = [[U]^T [U]]^{-1} [U]^T \hat{z}^{med} \quad (44)$$

E assim,

$$[U]^T [U] x^{est} = [U]^T \hat{z}^{med} \quad (45)$$

Por fim,

$$[U] x^{est} = \hat{z}^{med} = [Q]^T [R]^{-1/2} z'^{med} \quad (46)$$

Para obter as matrizes [Q] e [U], de forma a atender (39) utiliza-se o método das rotações de Givens. Primeiramente, partindo-se de (39) e (40) tem-se que:

$$[Q]^T [H'] = [U] \quad (47)$$

Supondo, um caso exemplo em $N_m = N_s = 2$, tem-se que:

$$[H'] = \begin{bmatrix} h'_{11} & h'_{12} \\ h'_{21} & h'_{22} \end{bmatrix} \quad (48)$$

$$[U] = \begin{bmatrix} u_{11} & u_{12} \\ 0 & u_{22} \end{bmatrix} \quad (49)$$

A matriz $[Q]^T$ é ortogonal e, portanto, tem a forma (SIMOES-COSTA; QUINTANA, 1981b):

$$[Q]^T = \begin{bmatrix} c & s \\ -s & c \end{bmatrix} \quad (50)$$

Sendo,

$$c^2 + s^2 = 1 \quad (51)$$

Considerando (47) e sabendo que h'_{21} é o termo que deve ser eliminado, tem-se que:

$$-s * h'_{11} + c * h'_{21} = 0 \Rightarrow s = \frac{c * h'_{21}}{h'_{11}} \quad (52)$$

Substituindo em (51):

$$c = \frac{h'_{11}}{\sqrt{h'_{11}{}^2 + h'_{21}{}^2}} \quad (53)$$

$$s = \frac{h'_{21}}{\sqrt{h'_{11}{}^2 + h'_{21}{}^2}} \quad (54)$$

Voltando ao exemplo representado na Figura 3.6, tendo em vista que a rede possui 3 medições a matriz $[Q]^T$ é uma matriz de ordem 3x3 e pode ser representada pelo produto de três matrizes. Cada uma das matrizes representando uma rotação de Givens.

$$[Q]^T = [G_3][G_2][G_1] \quad (55)$$

Ao realizar o produto $[G_1][H']$ elimina-se o elemento u_{21} de $[U]$, em seguida ao calcular o produto entre $[G_2]$ e o resultado anterior elimina-se o elemento u_{31} . Por fim, multiplicando o resultado anterior por G_3 elimina-se o elemento u_{32} e obtém-se a matriz $[U]$. As matrizes $[G_1]$, $[G_2]$ e $[G_3]$ são dadas por :

$$[G_1] = \begin{bmatrix} c & s & 0 \\ -s & c & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (56)$$

$$[G_2] = \begin{bmatrix} c' & 0 & s' \\ 0 & 1 & 0 \\ -s' & 0 & c' \end{bmatrix} \quad (57)$$

$$[G_3] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & c'' & s'' \\ 0 & -s'' & c'' \end{bmatrix} \quad (58)$$

No exemplo, tem-se que:

$$[H'] = \begin{bmatrix} 5 \times 10^2 & -5 \times 10^2 \\ 0 & -4 \times 10^2 \\ 7,5 \times 10^{10} & -5 \times 10^{10} \end{bmatrix} \quad (59)$$

$$[z'^{med}] = \begin{bmatrix} 32 \\ 72 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (60)$$

Além disso, aplicando (47), (51) e (55), obtém-se:

$$[Q]^T = \begin{bmatrix} -6,6667 \times 10^{-9} & 0 & -1 \\ 3,8462 \times 10^{-2} & -9,2308 \times 10^{-2} & 2,5641 \times 10^{-9} \\ -9,2308 \times 10^{-2} & 3,8462 \times 10^{-2} & 6,1538 \times 10^{-9} \end{bmatrix} \quad (61)$$

$$[U] = \begin{bmatrix} -7,5 \times 10^{10} & 5 \times 10^{10} \\ 0 & 4,3333 \times 10^2 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (62)$$

Aplicando (43):

$$\hat{z}^{med} = \begin{bmatrix} -2.1333 \times 10^{-7} \\ -78,7692 \\ -1,8462 \end{bmatrix} \quad (63)$$

Logo, para estimação do problema basta resolver o seguinte sistema:

$$\begin{bmatrix} -7,5 \times 10^{10} & 5 \times 10^{10} \\ 0 & 4,3333 \times 10^2 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -2.1333 \times 10^{-7} \\ -78,7692 \\ -1,8462 \end{bmatrix}$$

Resultando em:

$$\begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,1212 \\ -0,1818 \end{bmatrix}$$

Na Figura 3.8 são apresentados os resultados de fluxo de potência resultantes da estimação.

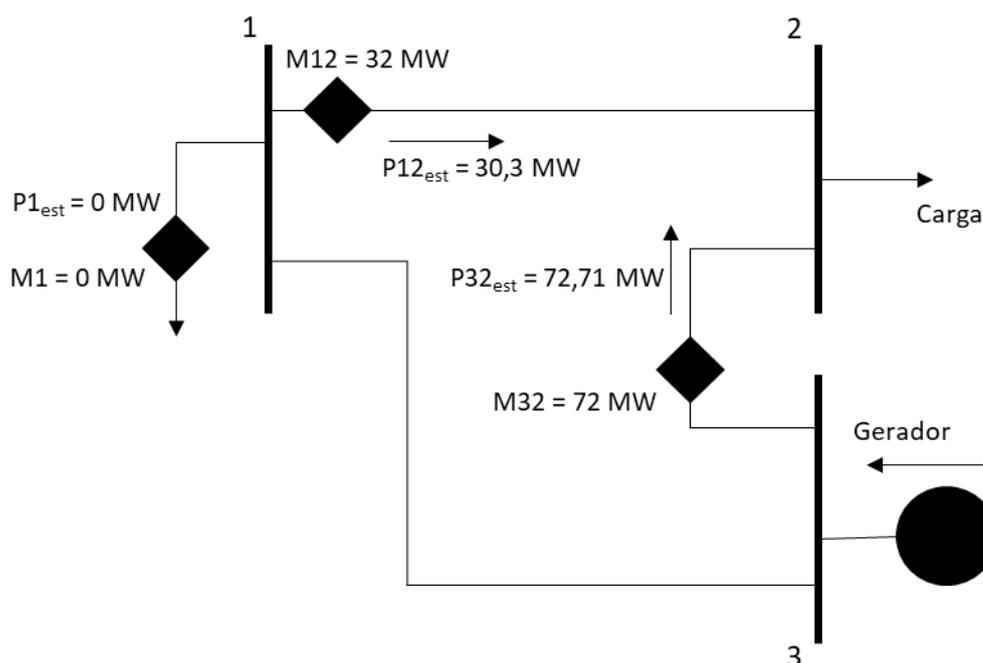


Figura 3.8. Resultados de fluxo de potência obtidos a partir da estimação de estado utilizando metodologia com fatoração QR.

É válido notar que a injeção de potência na barra 1 obtida, como desejado, é igual a zero. Dessa forma, verifica-se que o uso da transformação ortogonal aumentou a robustez numérica do algoritmo de estimação de estado permitindo que se imponha que o resultado gerado pela estimação seja praticamente igual a um valor de medição.

3.5 Pseudomedições

Como citado anteriormente, uma das principais dificuldades para aplicação da estimação de estado em redes de distribuição é a pequena quantidade de medições existentes na rede elétrica. Uma solução para minimizar este problema é a utilização de pseudomedições.

As pseudomedições são estimativas das demandas ativa e reativa injetadas nas barras. Para as barras com cargas conectadas, as pseudomedições podem ser calculadas a partir de curvas típicas por classe de consumidor e o consumo medido dos clientes. As curvas típicas são uma informação que a distribuidora obrigatoriamente deve possuir e atualizar periodicamente, através de campanhas de medição, conforme estabelecido no PRODIST Módulo 2 (ANEEL, 2016).

As curvas típicas geralmente correspondem a um dia típico médio e são segmentadas para diferentes classes de consumidores. Usualmente, elas são fornecidas em valores por unidade (pu) da demanda média, ou seja, a demanda média da curva corresponde a 1 pu e os demais valores são calculados utilizando essa demanda como base. O consumo medido dos clientes é fornecido em MWh/mês.

Por exemplo, dado o consumo mensal de um consumidor, ε em kWh, pode-se determinar sua demanda média, D_{med} em kW, como apresentado em (KAGAN; DE OLIVEIRA; ROBBA, 2015), através da seguinte equação:

$$P_{med} = \frac{1}{24 * 30} \int_{720h} d_i dt = \frac{\varepsilon}{720} \quad (64)$$

Pode-se supor uma curva típica exemplo de 24 patamares, conforme a Figura 3.9.

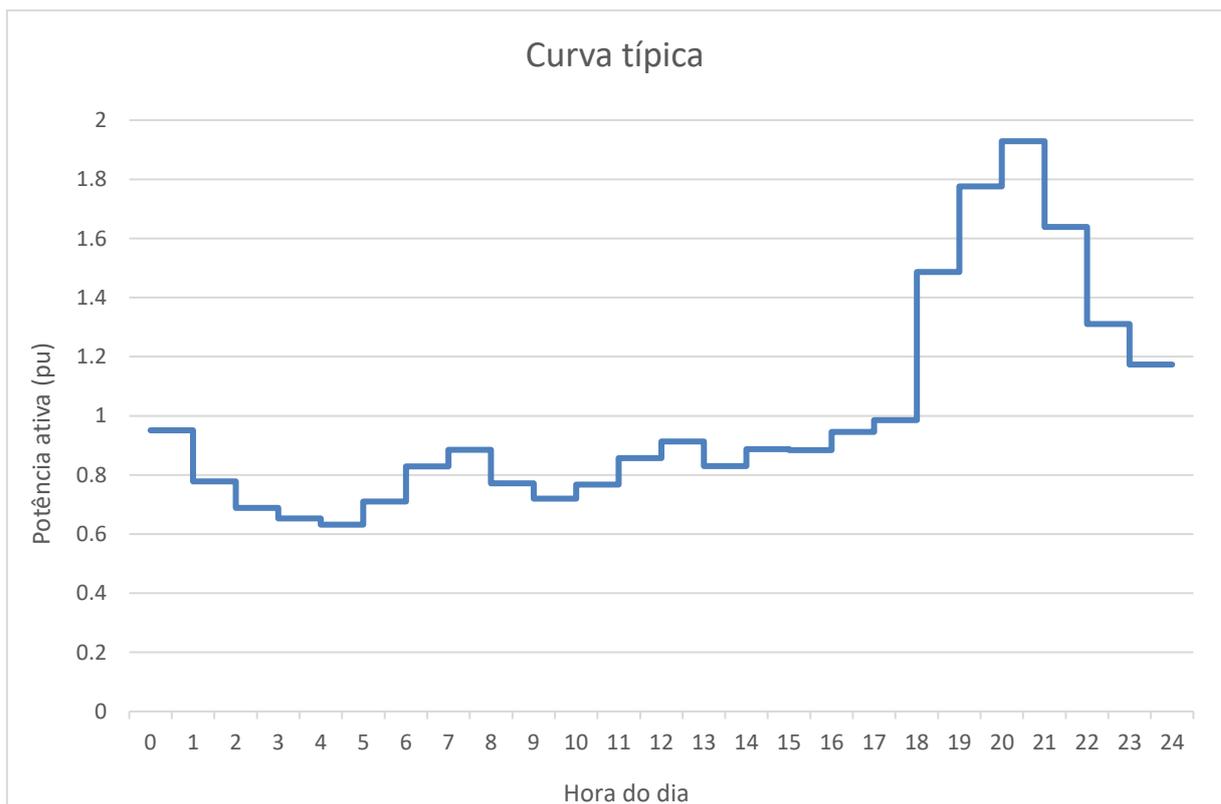


Figura 3.9. Exemplo de Curva Típica.

A demanda em cada patamar de uma carga, que esteja dentro da segmentação coberta por esta curva típica, pode ser obtida multiplicando sua demanda média pelos valores em pu de cada patamar. Ou seja, através da seguinte equação.

$$P(t) = d(t) * P_{med} \quad (65)$$

Sendo,

- t: patamar de horário.
- P(t): demanda ativa do consumidor para um patamar t em kW.
- p(t): demanda ativa da curva típica para um patamar t em pu.

Supondo um consumidor com $D_{med} = 1000$ kW e considerando a curva típica exemplo da figura, a sua curva de demanda seria dada pela Figura 3.10.

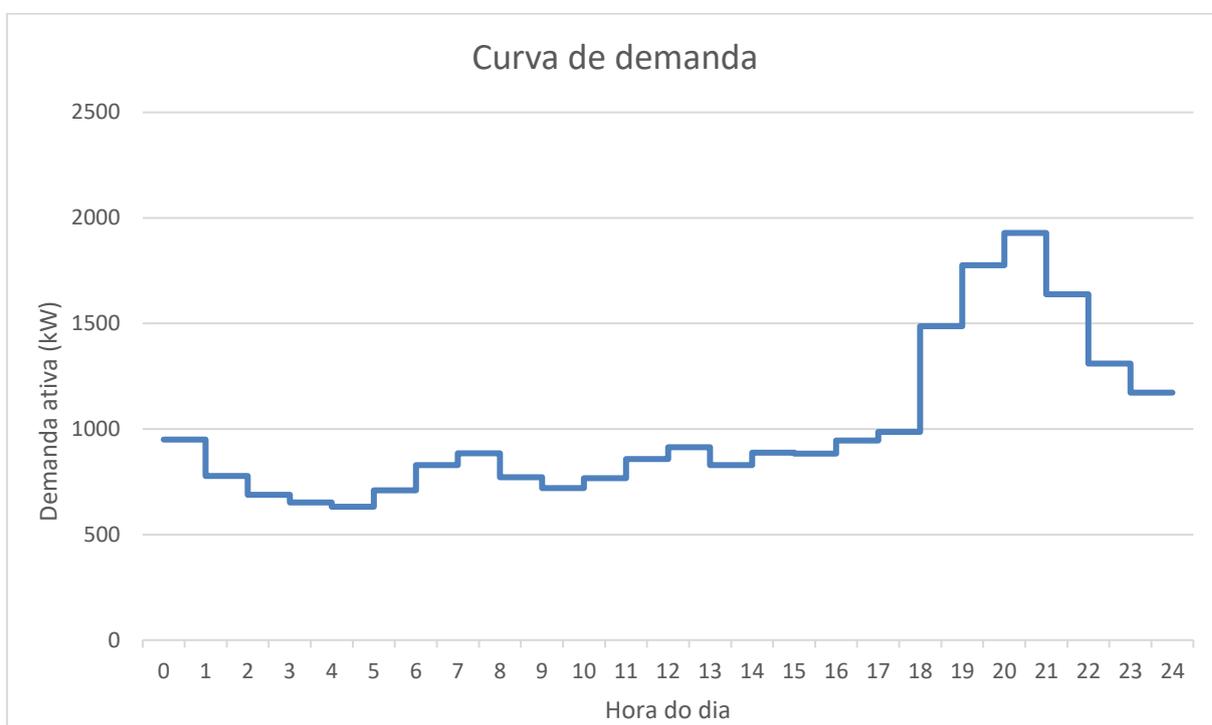


Figura 3.10. Curva de demanda de um cliente exemplo.

É válido notar que geralmente para cálculo da curva típica de demanda reativa utiliza-se um fator de potência típico, fp , para os consumidores. Assim, é possível obter a demanda reativa em cada patamar através das equações:

$$S(t) = \frac{P(t)}{fp} \quad (66)$$

$$Q(t) = \sqrt{S^2(t) - P^2(t)} \quad (67)$$

Sendo,

- $S(t)$: demanda aparente do consumidor para um patamar t em kVA.
- f_p : fator de potência típico.
- $Q(t)$: demanda reativa do consumidor para um patamar t em kVAr.

Dessa forma, a partir do consumo mensal de um consumidor, da sua classe e da respectiva curva típica associada a essa classe é possível obter curvas de demanda ativa e reativa para o consumidor em um dia típico médio. Com a curva de demanda pode-se obter a potência ativa e reativa desse consumidor em um determinado patamar, que são pseudomedições das barras com cargas.

Por outro lado, é válido notar que, como apresentado na seção 3.3.3 há barras que não possuem cargas. Nessas barras adota-se como zero como pseudomedição.

3.6 Fixação do desvio-padrão das medições

Como apresentado anteriormente, a metodologia de estimação de estado requer como parâmetro de entrada o desvio-padrão das medições. Como descrito em (ROBBA et al, 2020), a modelagem dos medidores através do seu desvio-padrão reflete adequadamente o comportamento destes, mas, por outro lado, exige o conhecimento do valor desse parâmetro. Essa informação nem sempre está facilmente disponível ao usuário final da metodologia de estimação de estado.

A metodologia adotada nesta dissertação para fixação do desvio-padrão dos medidores seguiu o procedimento apresentado em (ROBBA et al, 2020). Segundo o procedimento, na primeira etapa deve-se determinar a classe de exatidão do medidor. Conforme (INMETRO, 2012), os medidores polifásicos sob carga monofásica por elemento têm os limites de erro para energia ativa e reativa apresentados nas tabelas 3.4 e 3.5, respectivamente.

Tabela 3.4. Tolerância para energia ativa em função da classe de exatidão.

Classe de exatidão	Tolerância (%) para 100% da corrente nominal do medidor e fator de potência unitário
A	$\pm 3,0$
B	$\pm 2,0$
C	$\pm 0,6$
D	$\pm 0,3$

Tabela 3.5. Tolerância para energia reativa em função da classe de exatidão.

Classe de exatidão	Tolerância (%) para 100% da corrente nominal do medidor e fator de potência unitário
A	±6,0
B	±4,0
C	±1,2
D	±0,6

Sendo assim, pode-se dizer que a tolerância indica que o medidor fornecerá uma leitura que se encontra dentro da faixa delimitada por:

$$V_{real} - \frac{t_{\%}}{100} V_{fe} \quad (68)$$

$$V_{real} + \frac{t_{\%}}{100} V_{fe} \quad (69)$$

Sendo:

- V_{real} : valor real (exato) da grandeza medida, que é desconhecido
- $t_{\%}$: tolerância do medidor (de acordo com a classe de exatidão, conforme tabelas 3.4 e 3.5)
- V_{fe} : valor de fundo de escala do medidor, medido na mesma unidade de V_{real} .

Segundo (ROBBA et al, 2020), o próximo passo consiste em fixar o nível de confiança do medidor, o qual fornece a probabilidade de que o valor lido esteja no intervalo especificado pelas equações (68) e (69). Para tanto, considera-se inicialmente que as leituras do medidor se distribuem em torno do valor real com distribuição normal. Dessa forma, têm-se os correspondentes limites da distribuição normal reduzida:

$$z_{inf} = \frac{(V_{inf} - V_{real})}{\sigma} = \frac{(V_{real} - \frac{t_{\%}}{100} V_{fe} - V_{real})}{\sigma} = -\frac{t_{\%}}{100} V_{fe} \quad (70)$$

$$z_{sup} = \frac{(V_{sup} - V_{real})}{\sigma} = \frac{(V_{real} + \frac{t_{\%}}{100} V_{fe} - V_{real})}{\sigma} = \frac{t_{\%}}{100} V_{fe} \quad (71)$$

Sendo:

- σ : desvio padrão da distribuição de valores medidos (na mesma unidade que V_{real} e V_{fe}).

Identificando com o símbolo i o semi-intervalo da distribuição normal reduzida correspondente a um determinado nível de confiança, tem-se imediatamente:

$$i = \frac{t_{\%}}{100\sigma} V_{fe} \Rightarrow \sigma = \frac{t_{\%}}{100i} V_{fe} \quad (72)$$

Dessa forma, é possível a partir da tolerância do medidor obter o seu desvio-padrão que deve ser fornecido como dado de entrada para estimação de estado.

É válido notar que esse procedimento é adotado para as medições reais do sistema, contudo, as pseudomedições também devem ter a si associadas um desvio-padrão. Outro ponto importante a ser notado é que as pseudomedições de barras com carga possuem a si associadas uma série de aproximações e, por isso, espera-se que seus erros sejam maiores. Para permitir que o algoritmo leve isso em consideração as pseudomedições devem receber um desvio-padrão superior ao das medições reais. Já nas barras sem carga, como discutido na seção 3.3.3, a medição zerada é considerada uma medição confiável e, por isso, não se deseja que a estimação realize alocação relevante de carga nessas barras. Sendo assim, essas barras devem ter um desvio-padrão inferior ao das barras com carga. Tendo isto em vista, tem-se que:

$$\sigma_{carga} > \sigma_{med} > \sigma_{sem_carga} \quad (73)$$

Sendo,

- σ_{carga} : desvio-padrão das pseudomedições de barras com carga.
- σ_{med} : desvio-padrão das medições.
- σ_{sem_carga} : desvio-padrão das medições em barras sem carga.

Tendo em vista que o desvio-padrão das medições é definido com base na tolerância dos medidores, foi necessário definir com base na inequação (73) uma metodologia para definição dos desvios das pseudomedições. Essa metodologia foi definida através da simulação de diversos casos até que fossem encontrados valores que apresentassem resultados satisfatórios.

A metodologia consiste em definir, por inspeção, os valores dos desvios mínimo e máximo dentre os medidores reais, σ_{min} e σ_{max} , respectivamente. Em seguida, a partir dessas informações são fixados os valores dos desvios das pseudomedições, de acordo com as equações (74) e (75)

$$\sigma_{carga} = 20 * \sigma_{max} \quad (74)$$

$$\sigma_{sem_carga} = \frac{1}{50} \sigma_{min} \quad (75)$$

3.7 Tratamento de erros grosseiros de medição

Um dos principais desafios para a correta execução da estimação de estado é o tratamento de erros grosseiros de medições. Mesmo uma metodologia eficiente e adequada para estimação de estado pode ser comprometida por dados de entrada com erros grosseiros. Dessa forma, caso o estimador não seja capaz de identificar e remover essas medições, os resultados da execução do algoritmo provavelmente não serão válidos.

Neste trabalho optou-se por adotar uma metodologia de tratamento de *outliers a priori*. Os *outliers* podem ser definidos como observações de valores atípicos, geralmente, caracterizados por estarem muito afastado dos demais valores uma série ou inconsistentes (SOUZA, 2016). De acordo com (DO NASCIMENTO, 2012), os *outliers* mais comumente encontrados em medições de rede elétrica são caracterizados por ausência de dados (presença de zeros ou nulos), mudança de nível e *spikes* (medições muito divergentes das demais observadas da série).

Nessa metodologia parte-se, primeiramente, das medições para construir as curvas diárias de medição. O tratamento é realizado nas curvas diárias, de forma automatizada, antes da execução do algoritmo de estimação de estado. Após o tratamento dos *outliers* é gerada uma curva representativa desse conjunto de medições que é utilizada como entrada no estimador de estado. Dessa forma, garante-se que o estimador receba, como dado de entrada, medições sem erros grosseiros. A representação do processo de tratamento de medições é apresentada na Figura 3.11.

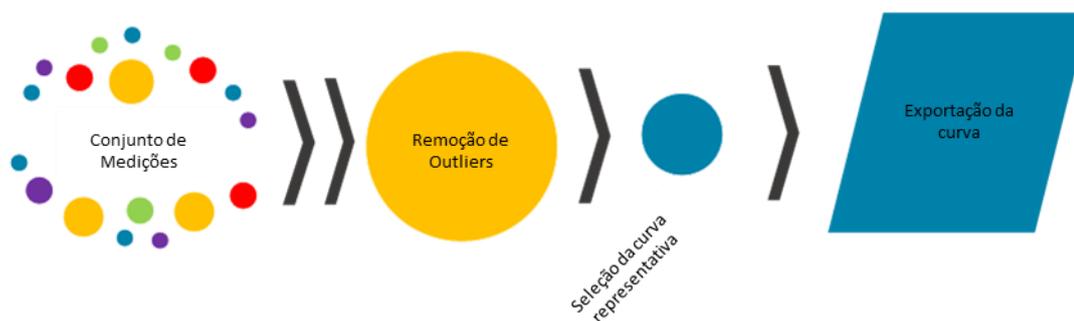


Figura 3.11. Representação do processo de tratamento de medições.

O primeiro problema definido como ausência de dados, em certos casos, pode ser justificado por falhas no fornecimento de energia. Contudo, na maior parte das vezes esse tipo de problema está ligado a falhas nos aparelhos de medição que podem ter sua origem em problemas de comunicação ou falhas do próprio aparelho de medição, por exemplo. A solução para esse problema foi realizada de 2 formas:

- caso exista uma sequência de dois ou mais zeros, a curva do dia é expurgada da análise;
- caso seja somente um zero, o valor ausente é calculado por interpolação aritmética.

O segundo problema se trata da mudança de nível, ele se caracteriza pela mudança abrupta no padrão da série. Essa mudança pode ocorrer por conta de alterações na topologia da rede, como por manobra de chaves ou falha de equipamentos, semelhante ao relatado no caso anterior. No caso dos estudos realizados nesta dissertação, como não houve análise de mudanças de topologia, as curvas, que apresentaram mudanças de níveis maiores que 5 vezes o valor do patamar anterior, foram consideradas como *outliers* e, por isso, receberam tratamento similar ao definido para o primeiro problema.

- caso exista uma sequência de valores com mudança abrupta, a curva do dia é expurgada da análise;
- caso ocorra somente a mudança abrupta em uma medição seguida do retorno ao padrão da sequência, o valor da mudança abrupta é substituído por um valor calculado através de interpolação.

O terceiro problema definido como *spike*, que se trata de uma observação divergente do valor das demais observações. A causa de um *spike* provavelmente se deve à instabilidade momentânea durante a transdução da medida. No caso de um *spike* caso a variação resulte em uma medição zerada, ele receberá o mesmo tratamento do primeiro problema. Caso seja observado uma mudança abrupta de nível, ele receberá o mesmo tratamento do segundo problema. Nas figuras 3.12, 3.13 e 3.14 são apresentados exemplos dos problemas 1, 2 e 3, respectivamente (DO NASCIMENTO, 2012):

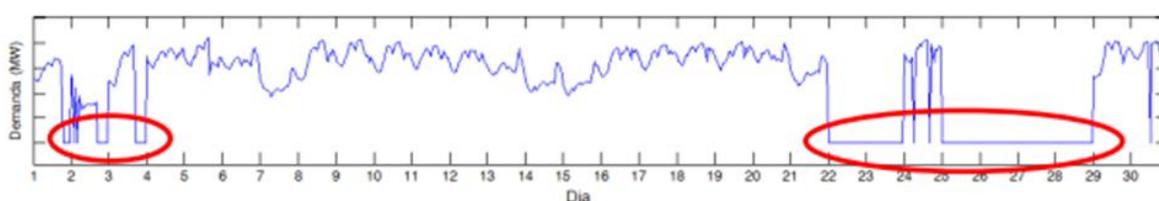


Figura 3.12. *Outlier 1* – ausência de dados.

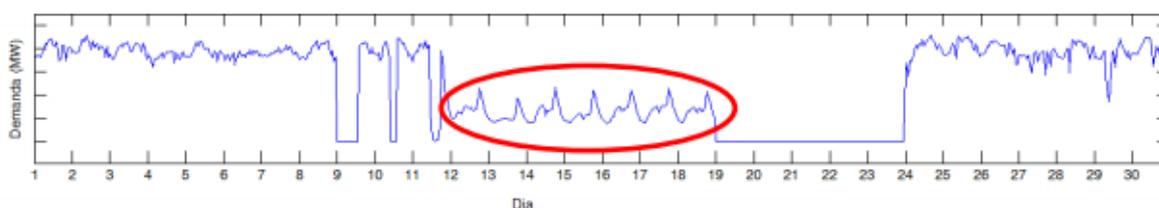


Figura 3.13. *Outlier 2* – mudança de nível.

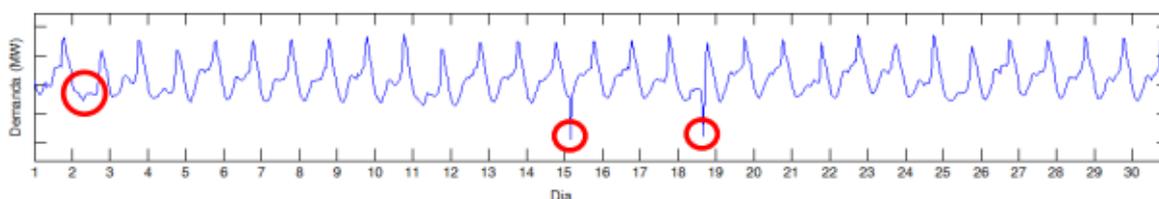


Figura 3.14. *Outlier 3* – *spike*.

Após o tratamento dos *outliers*, é criada uma curva representativa de um dia, que posteriormente é exportada para ser utilizada no ajuste da rede elétrica. Essa curva pode ser calculada como uma curva média ou percentil das curvas consideradas na análise. Nas figuras 3.15 e 3.16 são apresentados exemplos de curva média e percentil, respectivamente.

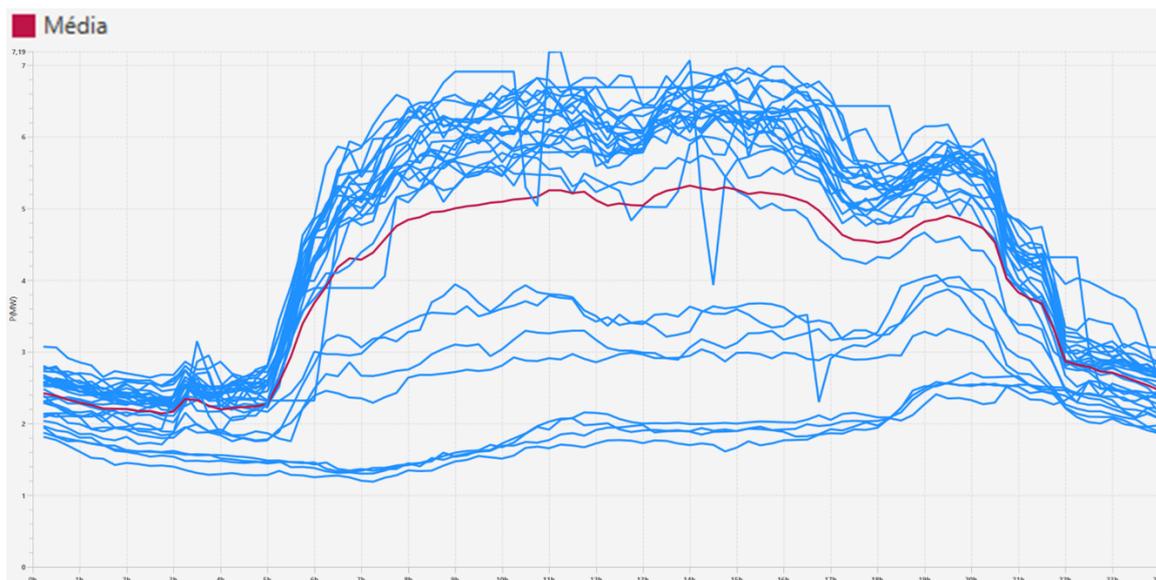


Figura 3.15. Curva representativa média de um dia (em vermelho).

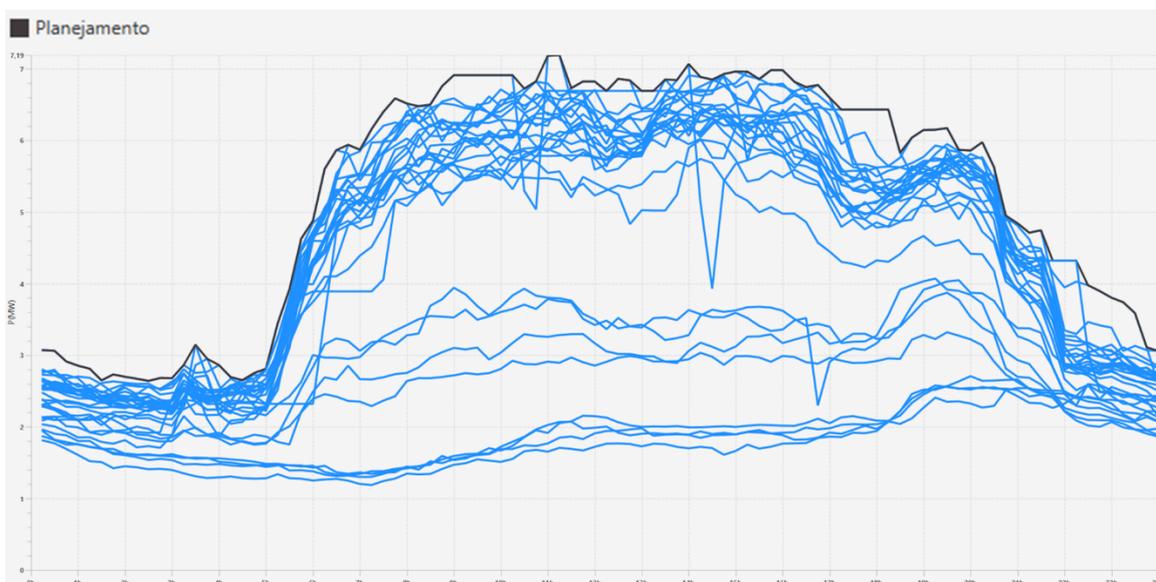


Figura 3.16. Curva representativa percentil 100% (Planejamento) de um dia (em preto).

3.8 Alocação de carga

Como citado anteriormente, a incorporação de dados de medições no modelo da rede elétrica reduz as discrepâncias existentes entre a rede modelada e a rede real. Como consequência, aumenta-se a confiabilidade de todos os estudos que utilizem essas redes como dado de entrada.

A metodologia de estimação de estado é a alternativa proposta nesta dissertação para incorporação desses dados de medições, entretanto, essa não é a forma atualmente adotada pelas concessionárias de distribuição.

A metodologia atualmente mais utilizada no setor de distribuição é conhecida como alocação de carga (ou ajuste de demanda). Essa metodologia se baseia em um procedimento conhecido como *Bottom-up*, sendo inclusive utilizada como parte do processo para cálculo de perdas técnicas na SDMT e SDBT, conforme PRODIST Módulo 7 (ANEEL, 2014). Neste capítulo é apresentado esse procedimento para que, posteriormente, ele possa ser comparado à metodologia de estimação de estado proposta nesta dissertação.

O procedimento *Bottom-up* é realizado através de um método iterativo de ajuste proporcional das cargas a jusante do ponto de medição até que a diferença entre o valor da medição e o resultado do fluxo de potência no ponto de medição seja inferior a uma tolerância, geralmente, pequena.

Para realizar esse processo, parte-se da rede georreferenciada com seus dados elétricos cadastrados. As curvas de demanda das cargas são modeladas utilizando o consumo mensal medido e as curvas típicas por classe de consumo. As curvas típicas são obtidas periodicamente pelas distribuidoras através de campanhas de medição, conforme descrito no PRODIST Módulo 2 (ANEEL, 2016). Essa rede é definida neste capítulo como a rede original.

Como forma de detalhar o procedimento será considerada uma rede simplificada de exemplo representada na Figura 3.17 com as cargas e suas respectivas energias faturadas.

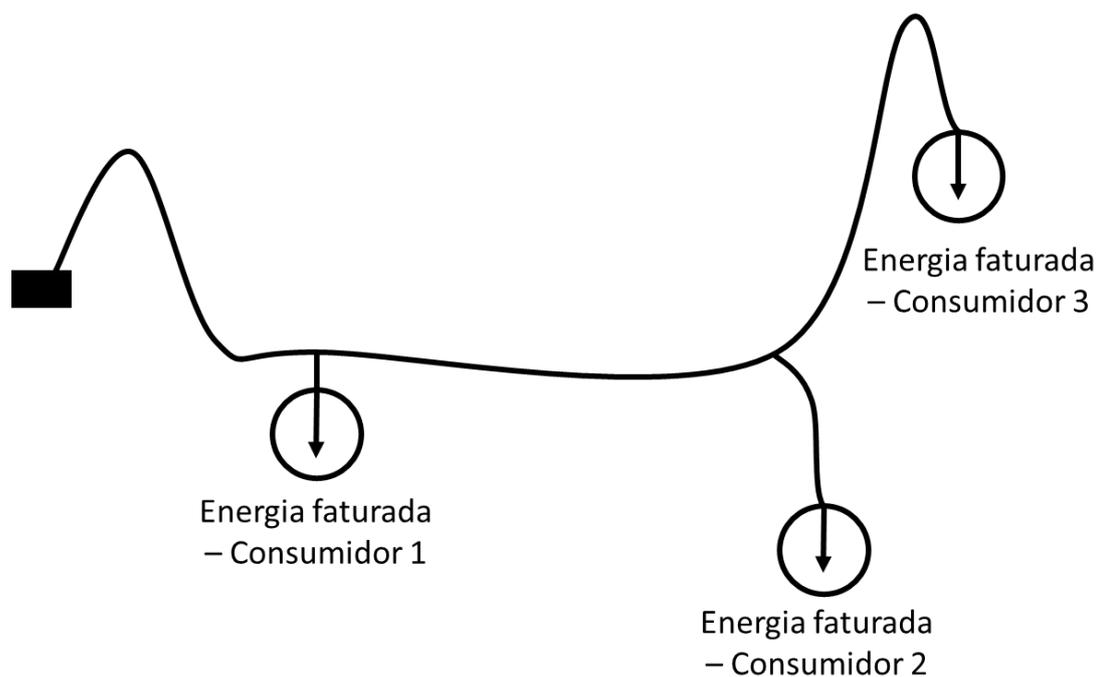


Figura 3.17. Representação simplificada da Rede Exemplo 1 original.

Para cada carga é utilizada uma curva típica de demanda ativa e reativa que permite transformar a energia faturada de cada consumidor em uma curva de demanda por patamar. Para simplificar a explicação do procedimento foi considerada inicialmente apenas a curva típica de demanda ativa e um patamar específico, definido como Patamar 1. Para obtenção da potência ativa da carga no Patamar 1 é utilizada, além da medição da energia faturada, a curva típica do consumidor, de forma similar ao descrito na seção 3.5. Na Figura 3.18 é representada a rede original e as potências dos consumidores para o Patamar 1.

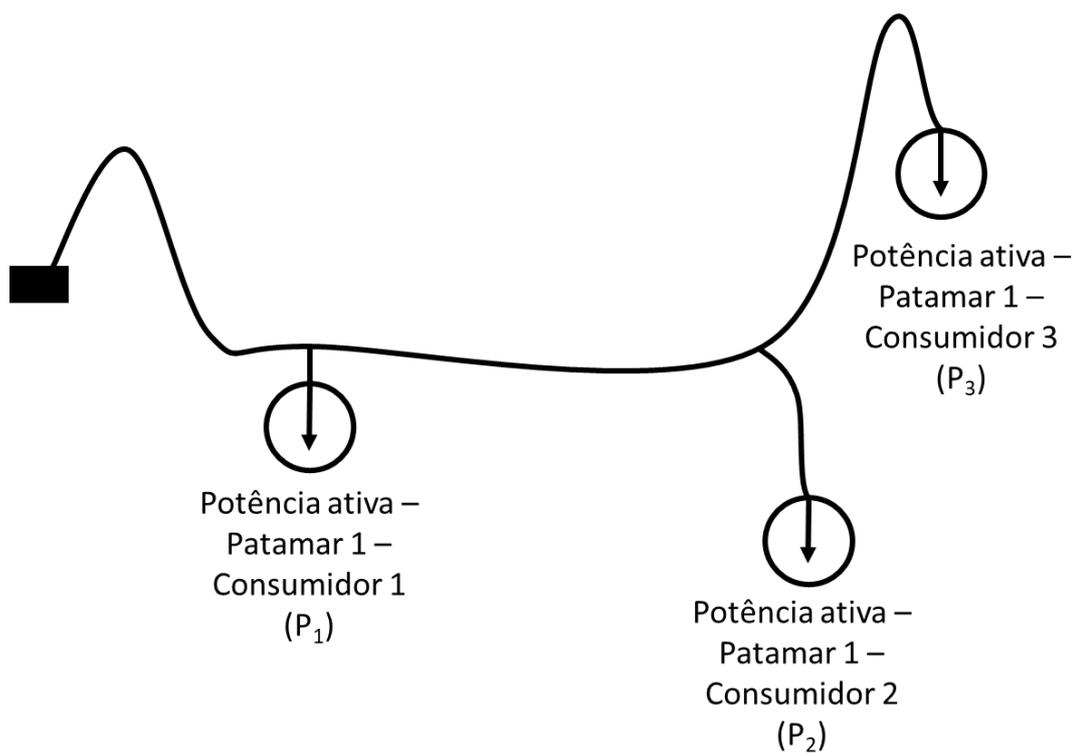


Figura 3.18. Representação da Rede Exemplo 1 com a potência ativa dos consumidores no Patamar 1.

O procedimento de alocação de carga requer ainda dados de medição da rede elétrica. Usualmente, as medições utilizadas são realizadas na saída dos alimentadores, conforme representado na Figura 3.19.

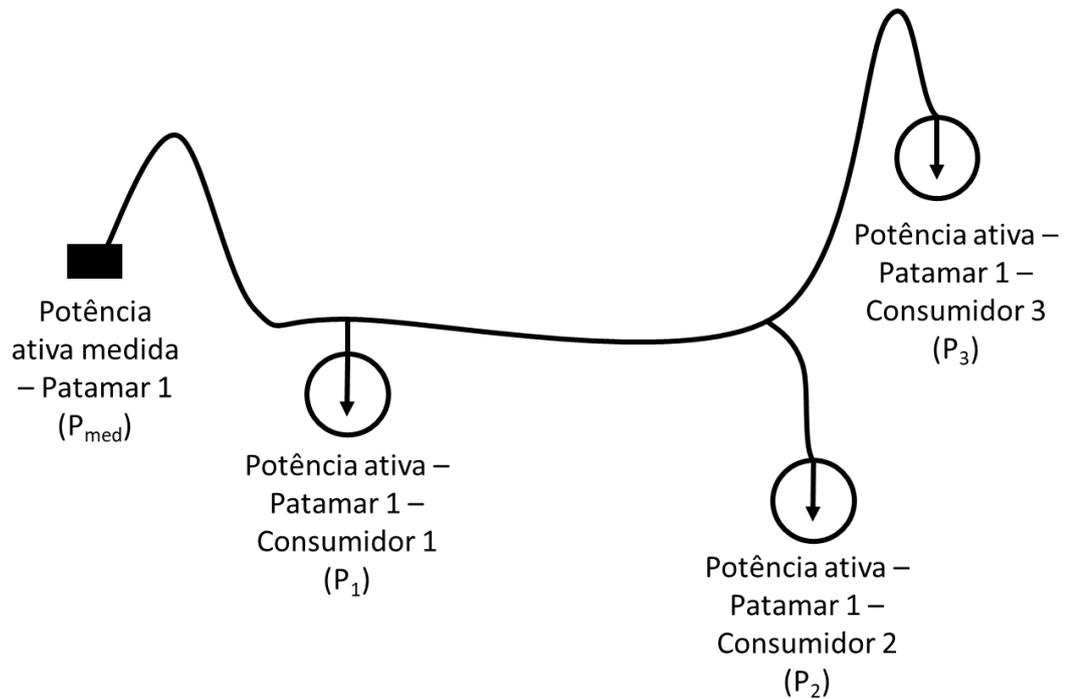


Figura 3.19. Representação da Rede Exemplo 1 com medições na saída do alimentador no Patamar 1.

Para a rede exemplo calcula-se o fluxo de potência. O valor de fluxo de potência calculado no ponto de medição é dado pela soma da potência calculada de cada consumidor i (P_i) e das perdas técnicas (PT).

$$P_{calc} = \sum_{i=1}^3 P_i + PT \quad (76)$$

A diferença entre o valor calculado pelo fluxo de potência e a medição corresponde à potência que deve ser alocada nas cargas (P_{aloc}).

$$P_{aloc} = P_{med} - P_{calc} \quad (77)$$

Devido ao fato desse ser um processo iterativo todos os itens calculados a partir da rede original receberão o índice 0 referente a primeira iteração, conforme (78).

$$P_{med} - P_{calc_0} = P_{aloc_0} \quad (78)$$

A partir de P_{aloc_0} é possível calcular um fator de correção para a potência nominal das cargas de cada consumidor i . Esse fator é definido como α_0 e é calculado através da equação (79).

$$1 + \frac{P_{aloc_0}}{\sum_{i=1}^3 P_{nom_i}} = \alpha_0 \quad (79)$$

A potência P_{nom_i} dos consumidores é multiplicada por α_0 gerando uma nova potência P_i' . Neste passo assume-se que a potência calculada é próxima a potência nominal.

$$P'_{nom_i} = \alpha_0 * P_{nom_i} \quad (80)$$

O resultado do fluxo de potência (P_{calc_1}) no ponto de medição é novamente calculado, conseqüentemente também são calculadas a potência cada consumidor i (P_i) e as perdas técnicas (PT). Assim como uma nova estimativa da potência a ser alocada.

$$P_{med} - P_{calc_1} = P_{aloc_1} \quad (81)$$

O processo segue com o cálculo de um novo fator de correção α_1 e um novo valor para a potência dos consumidores P_i'' é obtido:

$$P_i'' = \alpha_1 * P_i' \quad (82)$$

O erro (ε) é calculado pela diferença entre as potências calculadas de duas iterações, conforme (83):

$$\varepsilon = P_{calc_i} - P_{calc_{i-1}} \quad (83)$$

O processo é repetido até que o erro seja desprezível, ou seja, inferior a uma tolerância (tol) muito pequena. Ao fim deste processo é válido notar que P_{med} e P_{calc} serão praticamente iguais. O fluxograma da metodologia de alocação de carga é apresentado na Figura 3.20.

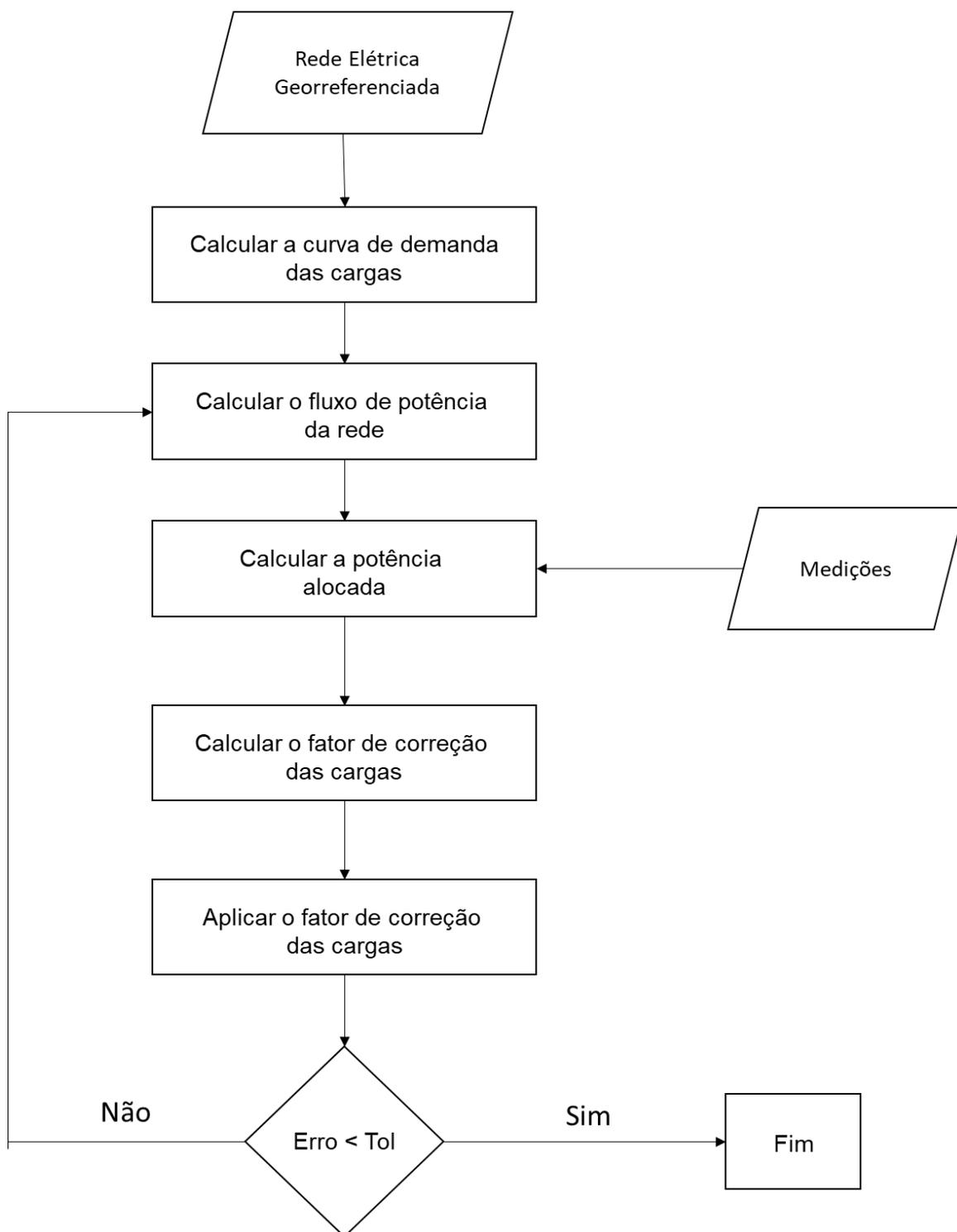


Figura 3.20. Fluxograma da metodologia de alocação de carga.

Por ser um processo *Bottom-up*, caso outras medições ao longo da rede estejam disponíveis é possível dividir a rede por zona das medições e realizar o ajuste partindo do fim da rede até a última medição a montante.

É válido notar que, contudo, esse processo só funcionará se a rede for radial, similar à rede exemplo. Para redes não radiais ele não pode ser utilizado. Na Figura 3.21 é apresentado um caso exemplo simplificado para demonstrar a limitação do método. É possível notar que nesse caso algumas cargas são atendidas por mais de um alimentador. Isso pode ocorrer, especialmente, em redes subterrâneas nas quais se busca ter maior confiabilidade através da redundância. Nesse exemplo fica claro que não é mais possível realizar o ajuste das cargas utilizando apenas a medição P_{1med} , pois parte da energia das cargas é fornecida pelo segundo alimentador. Nota-se que nesses casos o processo de alocação de carga não pode ser utilizado.

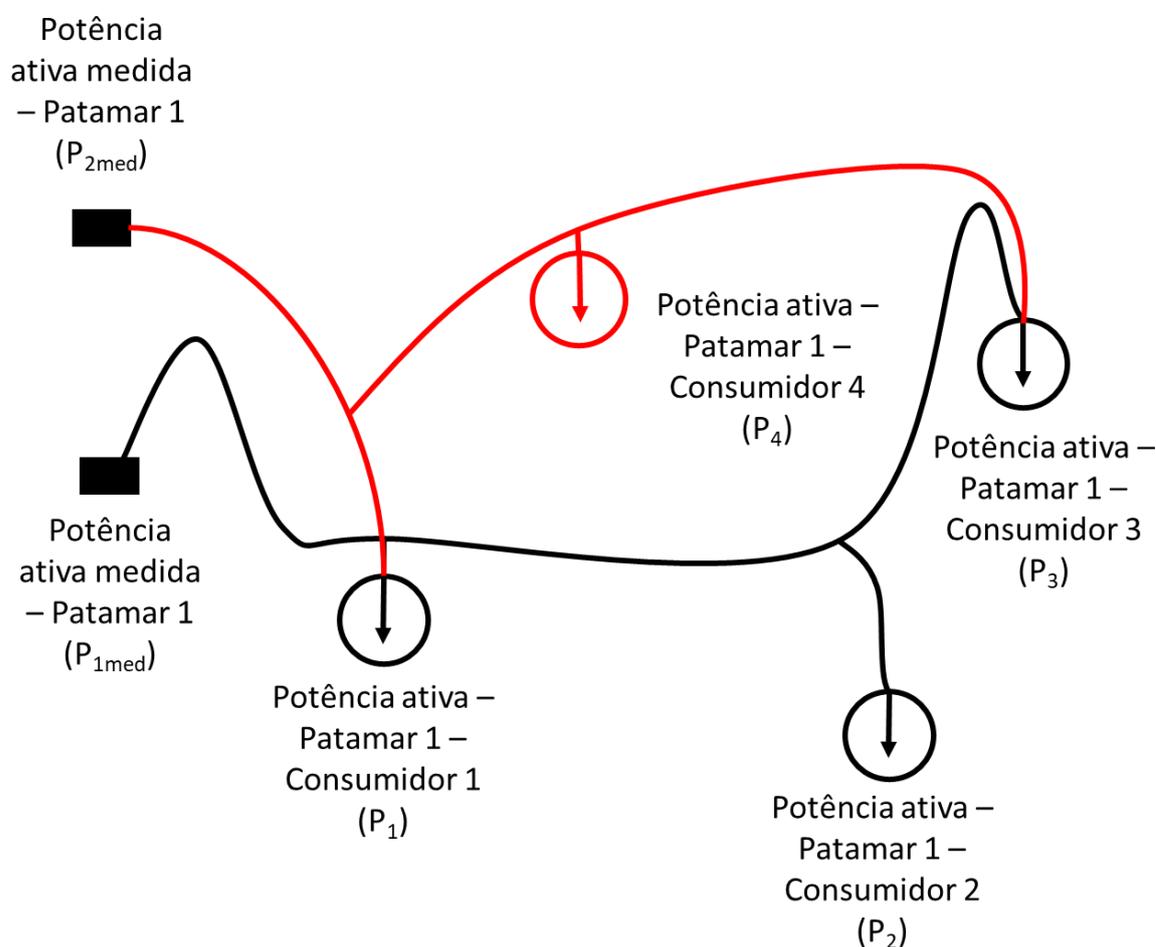


Figura 3.21. Representação da Rede Exemplo 2 com medições na saída de 2 alimentadores no Patamar 1.

É importante notar que a alocação de carga com medições de outras grandezas pode ser feita realizando o procedimento análogo ao apresentado anteriormente. Para isso o algoritmo deve comparar os valores das medições aos valores calculados e

encontrar fatores de correção separadamente para potência ativa e reativa das cargas até que os valores calculados fiquem próximos dos valores medidos.

Por fim, é válido notar que como todo processo iterativo, esse algoritmo está sujeito a problemas de convergência, ou seja, é possível que ao fim do processo as medições e os valores calculados por fluxo de potência não fiquem tão próximos. A não-convergência pode ocorrer por diversos motivos, mas, de forma geral, o principal problema, além do fato de ser limitar a redes radiais, ocorre por ele não realizar o ajuste de forma global. Um exemplo comum ocorre para redes muito desequilibradas, devido ao método realizar os ajustes das fases separadamente. Nas simulações é usual que se considere o acoplamento das fases resultante das impedâncias mútuas, assim, a corrente em uma das fases pode impactar significativamente os resultados de fluxo nas outras fases. Dessa forma, por exemplo, ajusta-se a fase A, em seguida ao tentar ajustar a corrente na fase B, pode-se alterar o ajuste da fase A já ajustada, dificultando a convergência do algoritmo.

4 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DESENVOLVIDA

4.1 Considerações iniciais

A metodologia desenvolvida que é utilizada como base das aplicações deste capítulo foi desenvolvida com base no método WLS com fatoração QR. As rotações de Givens foram utilizadas para aplicação da fatoração QR. Toda a metodologia foi desenvolvida tendo como base a formulação completa do fluxo de potência trifásico.

Neste capítulo são apresentadas aplicações da metodologia em três redes diferentes. Na primeira aplicação foi utilizada uma rede elétrica fictícia denominada como Rede Teste. Essa rede consiste em uma rede simplificada utilizada didaticamente para exemplificar o problema de incorporação de medições na modelagem da rede elétrica enfrentado nos sistemas de distribuição.

Em seguida, foram realizadas duas aplicações em redes reais. Na primeira aplicação foi utilizada a rede elétrica denominada como Rede A. Essa aplicação teve como objetivo validar o método de estimação de estado desenvolvido e compará-lo com outros métodos tradicionalmente utilizados nas concessionárias de distribuição. Na segunda aplicação foi utilizada a Rede B que consiste em uma subestação com alimentadores em topologia reticulada, o objetivo desta aplicação é apresentar o funcionamento da metodologia de estimação de estado em topologias não-tradicionais.

Ambas as redes utilizadas são redes reais de distribuição brasileiras e tiveram seus dados obtidos diretamente a partir do Sistema de Informações Geográficas (GIS) de concessionárias de distribuição brasileiras. Por sua vez, as medições também são reais e foram obtidas a partir do sistema SCADA das empresas.

Para permitir a aplicação da metodologia, a implementação computacional foi desenvolvida dentro de um sistema computacional de simulação de redes elétricas, o software SINAPgrid (SINAPSIS, 2021).

4.2 Rede Teste

4.2.1 Considerações gerais

Como citado anteriormente, o objetivo desta aplicação é exemplificar o problema do setor de distribuição para incorporação de dados de medições no modelo da rede elétrica. Além da exemplificação do problema, são apresentadas comparativamente 2 soluções: a tradicionalmente utilizada, alocação de carga, e a proposta nesta dissertação, estimação de estado.

Ao fim das simulações os métodos foram analisados comparativamente para verificar a capacidade de ambos para incorporar os dados de medições na modelagem da rede, de forma satisfatória, e avaliar as diferenças nos resultados.

4.2.2 Descrição da rede

A Rede Teste utilizada nas simulações desta seção é uma rede fictícia que procura representar de forma simplificada um alimentador radial de distribuição de energia. Na Figura 4.1 é apresentada a topologia da rede no software SINAPgrid adotado para simulação nesta dissertação.

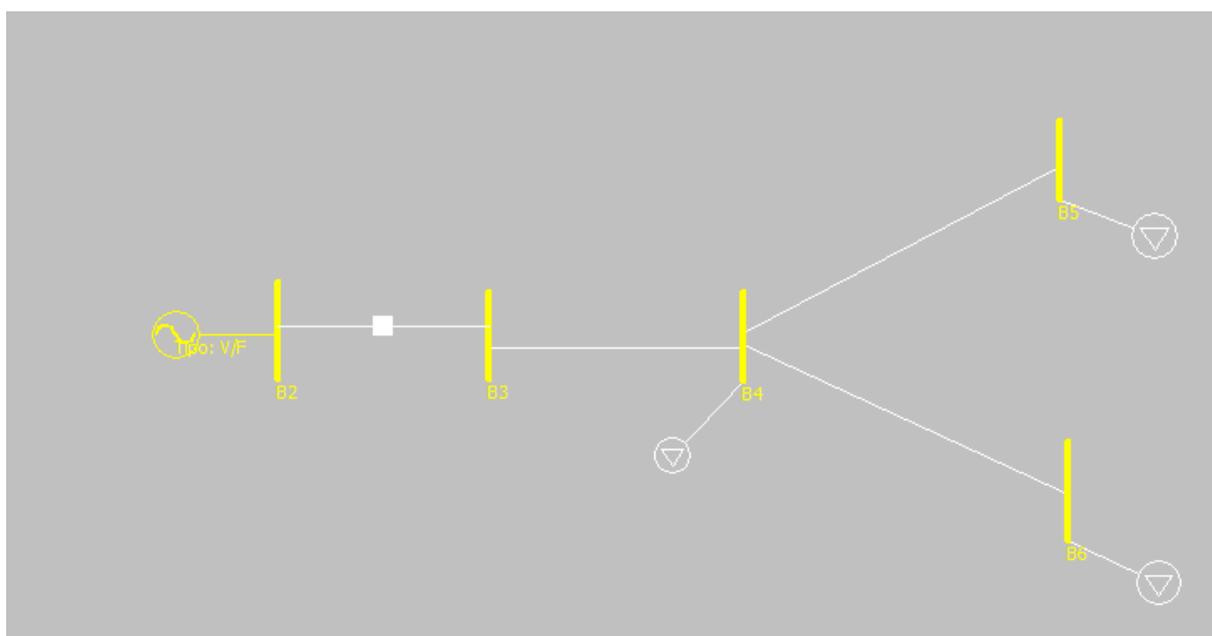


Figura 4.1. Topologia da Rede Teste no software SINAPgrid.

O objetivo dessa análise é avaliar o comportamento da rede de média tensão (MT). Por isso, o alimentador foi modelado com cargas equivalentes conectadas no primário dos transformadores entre a rede de média tensão (MT) e as redes de baixa tensão (BT). Essas cargas equivalentes representam todas as cargas conectadas a jusante deste ponto.

A rede possui os seguintes equipamentos:

- 6 barras
- 3 cargas equivalentes
- 1 chave

4.2.3 Descrição das medições

Assim, como a rede, as medições utilizadas também são fictícias. Por isso, não foi realizado nenhum tratamento nessas medições. Foi considerado apenas um ponto de medição na saída do alimentador. Tradicionalmente, essa é a única medição utilizada pelas distribuidoras para planejamento. O ponto de medição é destacado na Figura 4.2. Neste ponto de medição foram consideradas medições de potência ativa e reativa trifásica.

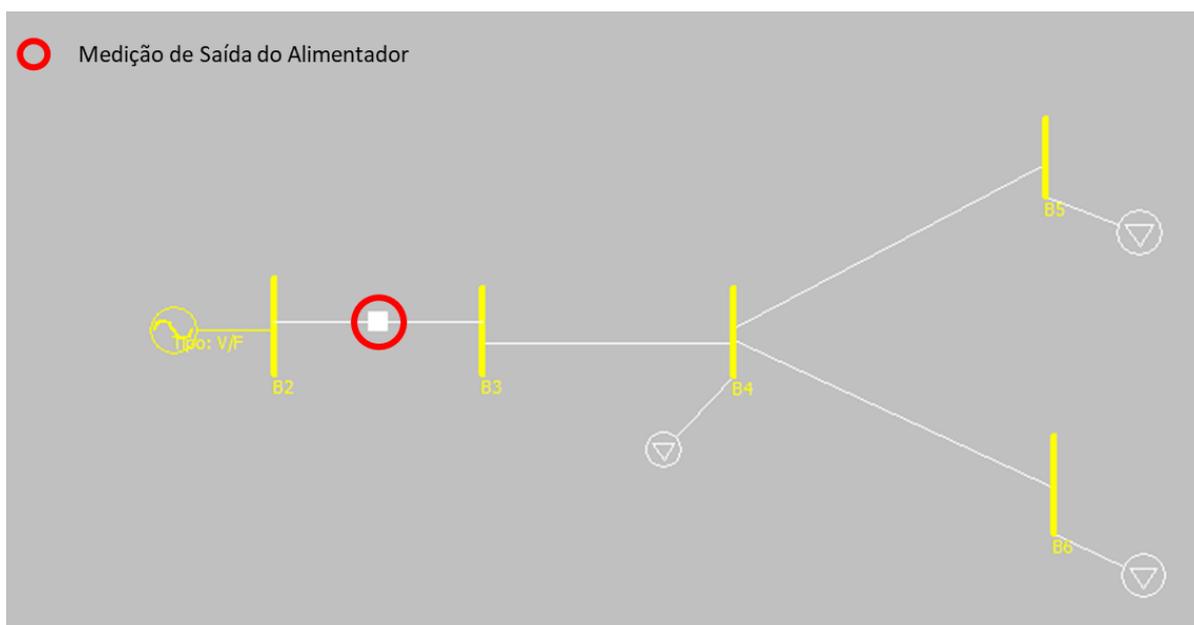


Figura 4.2. Ponto de medição da Rede Teste.

A fixação do desvio-padrão das medições seguiu o método apresentado na seção 3.6. Além disso, para aplicação da estimação de estado foram consideradas pseudomedições de potência ativa e reativa nas barras com carga e sem medições, seguindo a metodologia apresentada na seção 3.5. Por fim, foram consideradas pseudomedições de injeção nula de corrente nas barras sem carga.

4.2.4 Alocação de carga

A primeira metodologia utilizada para ajuste das cargas da rede elétrica, a partir de dados de medições foi a alocação de carga, conforme descrito na seção 3.8. A aplicação dessa metodologia, que é definida nesta dissertação como Ajuste 1, é amplamente utilizada em diversas áreas do setor de distribuição de energia.

Na Tabela 4.5 são apresentadas as potências trifásicas ativa e reativa da rede calculadas através do fluxo de potência utilizando os dados originais da rede, que representam, de forma fictícia, os dados oriundos do cadastro da distribuidora.

Tabela 4.1. Potências ativa e reativa calculadas na saída do alimentador da Rede A com dados originais de cadastro.

Grandeza	Valor Calculado pelo Fluxo de Potência
P _{abc}	6,97 MW
Q _{abc}	2,1 MVar

Na Tabela 4.2 é apresentado um comparativo entre as medições de potência ativa e reativa trifásica na saída do alimentador e os valores calculados na rede original.

Tabela 4.2. Comparativo de potências ativa e reativa da rede original e medições.

Grandeza	Valor Calculado	Medição	Desvio em relação à medição
P _{abc}	6,97 MW	8 MW	12,88%
Q _{abc}	2,1 MVar	3 MVar	30,00%

Pode-se verificar através dessa comparação que há uma discrepância significativa entre os valores calculados e medidos. Embora nesse caso a discrepância seja fictícia, é comum que ela apareça em redes de distribuição. Como citado na seção 1.1, essas discrepâncias ocorrem, principalmente, por conta das aproximações dos modelos e das perdas não técnicas. No Amazonas, por exemplo, em média as perdas

não técnicas reais são 124,3% do mercado de baixa tensão faturado (ANEEL, 2019), ou seja, em média uma rede pode ter uma carga maior que o dobro do que é faturado.

Por conta disso, para reduzir essas discrepâncias foi aplicada a metodologia de alocação de carga na Rede Teste. Os resultados calculados através de fluxo de potência após a realização dos ajustes são apresentados na Tabela 4.7.

Tabela 4.3. Comparativo entre potências ativa e reativa trifásicas após Ajuste 1 e medições.

Grandeza	Valor Calculado – Ajuste 1	Medição	Desvio em relação à medição
Pabc	8 MW	8 MW	0%
Qabc	3 MVA _r	3 MVA _r	0%

Pode-se verificar que o ajuste foi capaz de reduzir satisfatoriamente as discrepâncias. Dessa forma, o modelo se torna mais próximo da rede real, o que aumenta a confiabilidade dos estudos que utilizem essa rede. É válido frisar que o fato de o exemplo estar utilizando uma rede simplificada facilita a convergência do algoritmo e reduz os riscos dos problemas listados na seção 3.8 aparecerem. As análises mais detalhadas das limitações do método serão destacadas nas seções 4.3 e 4.4.

4.2.5 Estimação de estado

A segunda metodologia utilizada para ajuste das cargas da rede elétrica, a partir de dados de medições foi a estimação de estado, conforme descrito nas seções 3.3, 3.4, 3.5 e 3.6. A estimação de estado é a técnica proposta nesta dissertação realização dos ajustes das cargas.

Assim como na seção 4.2.4, a metodologia de estimação de estado é aplicada na rede original com os valores calculados de fluxo de potência, conforme Tabela 4.1. Os dados de medições utilizados também foram os mesmos, conforme Tabela 4.6. Os resultados, após a execução do algoritmo de estimação de estado, são apresentados na tabela.

Tabela 4.4. Comparativo entre potências ativa e reativa trifásicas após Ajuste 1 e medições.

Grandeza	Valor Calculado – Ajuste 1	Medição	Desvio em relação à medição
Pabc	8 MW	8 MW	0%
Qabc	3 MVar	3 MVar	0%

Pode-se verificar que, assim como o método de alocação de carga, a estimação de estado foi capaz de reduzir satisfatoriamente as discrepâncias. É válido destacar, contudo, que embora os métodos tenham reduzido de forma idêntica o desvio em relação a medição, a rede resultado da aplicação das 2 metodologias apresentaram diferenças. A primeira diferença ocorreu na carga conectada na barra B6, destacada na Figura 4.3.

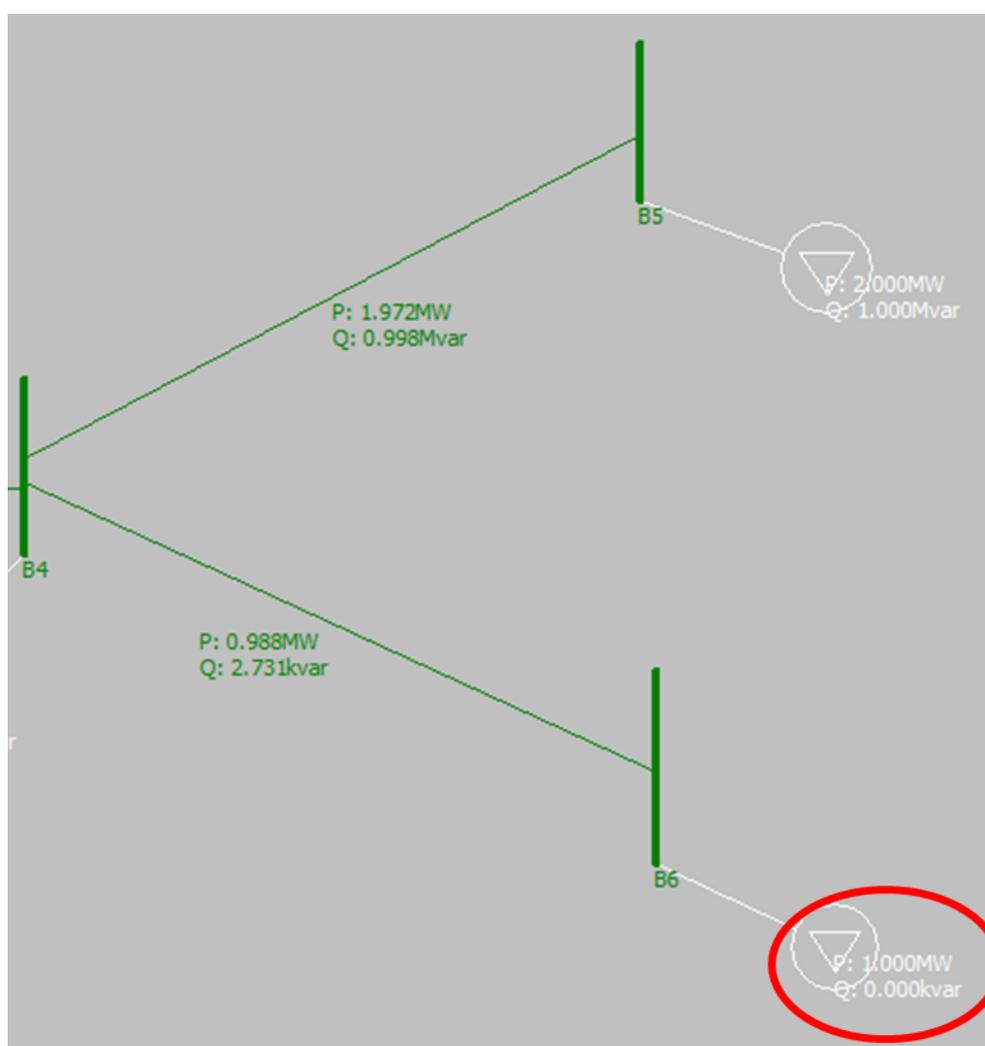


Figura 4.3. Trecho da Rede Teste destacando a carga conectada na barra B6.

Ao aplicar o método de alocação de carga essa carga manteve a potência reativa zerada. Isso ocorre, pois, como destacado na seção 3.8, o método de alocação de

carga obtém um multiplicador da carga, sendo o valor cadastrado igual a zero, esse valor é mantido mesmo após o ajuste, conforme figura.

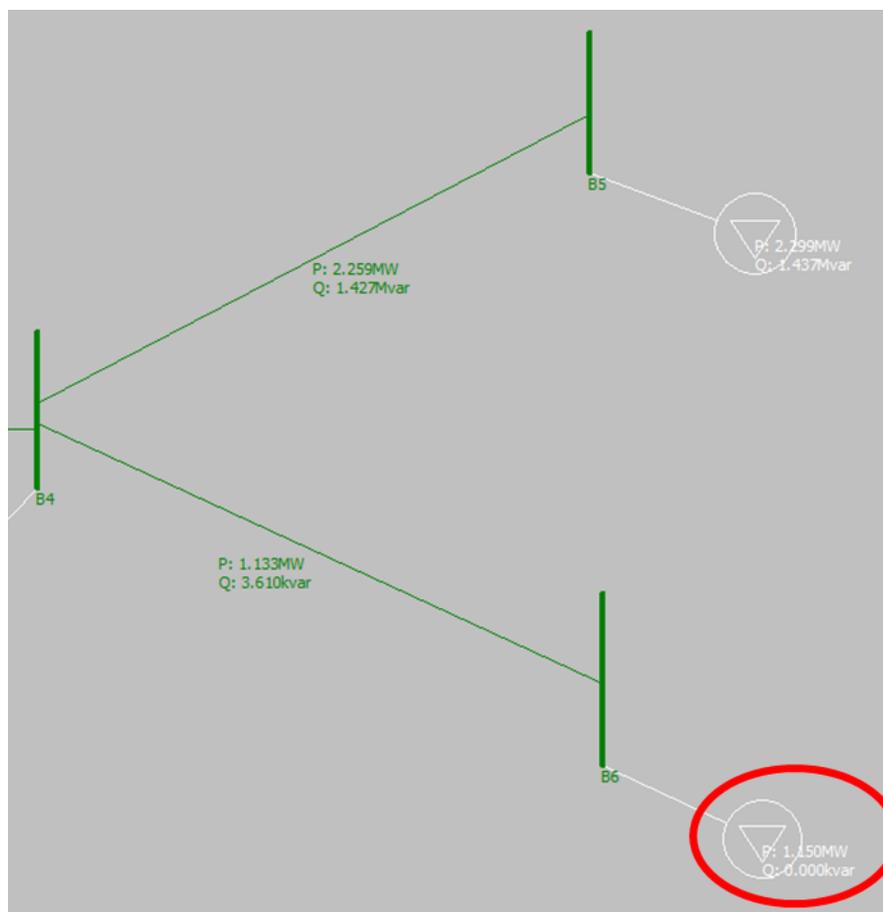


Figura 4.4. Trecho da Rede Teste destacando a carga conectada na barra B6 após alocação de carga.

Por sua vez, a estimação de estado ajusta as cargas, de forma global, considerando a possibilidade de desvios em todos os pontos de carga. Como resultado a carga que tinha potência reativa zerada passa a apresentar potência reativa, após a estimação de estado, conforme Figura 4.5.

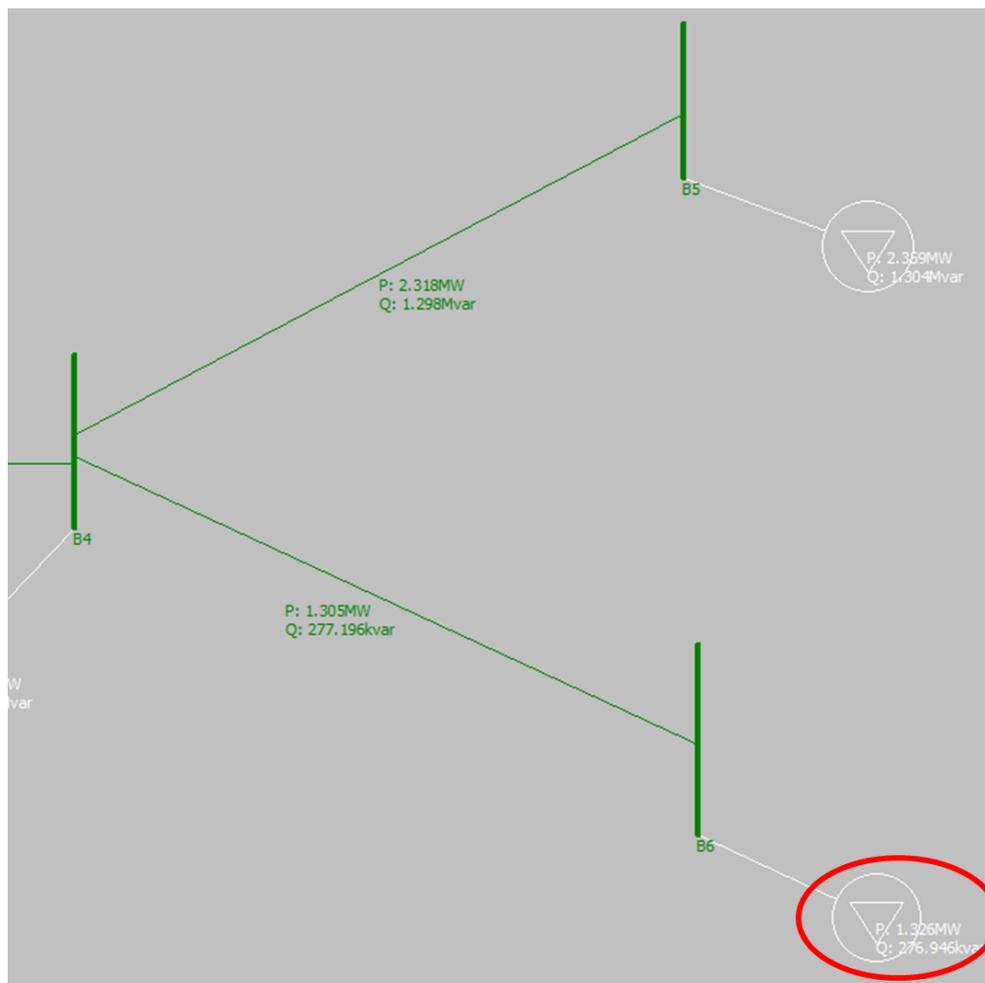


Figura 4.5. Trecho da Rede Teste destacando a carga conectada na barra B6 após estimação de estado.

É importante notar que dada a natureza dos desvios entre a rede original e a medição, como as perdas não técnicas, manter obrigatoriamente a potência reativa de uma das cargas zeradas pode ser um problema. Em um caso como o da Rede Teste, ao aplicar a alocação de carga, as demais cargas serão ajustadas para que a potência reativa da rede corresponda ao valor medido. Pode-se verificar que a carga conectada na barra B5 apresentou uma potência reativa maior ao utilizar o método de alocação de carga. Por sua vez, na estimação de estado esse valor pode ser distribuído de forma mais uniforme entre todas as cargas, dependendo do desvio-padrão adotado para cada uma delas. No caso do exemplo foi adotado para todas as cargas o mesmo desvio-padrão.

É válido notar ainda que, caso a carga reativa na barra B6 tenha de fato potência reativa igual a zero, a metodologia de estimação de estado permite que esse fato seja

modelado adotando um valor pequeno de desvio para essa grandeza, semelhante ao apresentado no exemplo da seção 3.4.

4.2.6 Conclusões

A partir dos resultados, primeiramente, verificou-se que ambos os métodos demonstraram capacidade de auxiliar na incorporação das medições no modelo da rede elétrica. Os métodos de alocação de carga e estimação de estado foram capazes de ajustar as cargas da rede para que os valores calculados na saída do alimentador ficassem iguais às medições.

Entretanto, a análise da rede após a execução dos dois algoritmos demonstrou diferenças relevantes nos métodos. Por ser um método que realiza um ajuste através de um multiplicador a alocação de carga não aplicou o fator de ajuste em uma carga com potência reativa zerada. Dessa forma, as demais cargas “absorveram” a diferença entre a medição e o cadastro. Esse fato pode ser um problema, especialmente, ao considerar que uma parcela significativa das diferenças pode ser causada por perdas não técnicas. Como citado na seção 1.1, esse é um valor sobre o qual a distribuidora não possui controle, sendo causado, principalmente, por furtos de energia. Assim, obrigatoriamente manter a potência reativa de uma carga zerada por conta do cadastro pode conduzir a erros na modelagem da rede.

Por sua vez, na estimação de estado o ajuste das cargas pode ser distribuído de forma mais uniforme entre todas as cargas. Além disso, o método possui flexibilidade para diferenciar as cargas dependendo do desvio-padrão adotado para cada uma delas. Por exemplo, é possível adotar um desvio-padrão maior em regiões reconhecidas por terem mais perdas não técnicas.

4.3 Rede A

4.3.1 Considerações gerais

Como citado anteriormente, o objetivo desta aplicação é validar a metodologia de estimação de estado desenvolvida e realizar um comparativo com outras

metodologias tradicionalmente utilizadas no setor de distribuição para incorporação de dados de medições no modelo da rede elétrica. Por isso, nesta aplicação foram realizadas simulações da rede de 3 diferentes formas. Além da estimação de estado já citada, foi aplicada a metodologia de alocação de carga descrita na seção 3.8. A alocação de carga foi aplicada de duas formas:

- considerando apenas as medições na saída do alimentador, atualmente a forma mais adotada pelas distribuidoras;
- considerando as medições de saída do alimentador e medições ao longo da rede.

Ao fim das simulações os métodos foram analisados comparativamente com o objetivo de validar aquele que foi capaz de tornar a rede mais próxima da rede real. Considera-se que o método que apresentar menor resíduo global em relação às medições é o mais preciso. A modelagem da rede, de forma mais precisa, permitirá que os estudos realizados pelas áreas de negócios das distribuidoras sejam mais eficazes.

Outro ponto a ser considerado é que o software SINAPgrid permite a simulação de diferentes patamares de carga para a realização de estudos. Nas aplicações realizadas foi considerado somente o patamar de maior carregamento das redes para análise da metodologia no pior cenário.

Considerando que a simulação neste caso é realizada sob a perspectiva de planejamento, para comparação das metodologias e análise dos impactos dos diferentes resultados, além das diferenças entre os valores ajustados e os medidos, foram utilizados os seguintes resultados:

- Menor tensão de fase em pu
- Maior carregamento de trecho em porcentagem
- Perdas técnicas em MW

A comparação desses indicadores permitiu que a avaliação do nível de impacto das diferentes metodologias nos resultados das análises de planejamento. Em maior grau essas diferenças poderiam levar o planejador a propor obras desnecessárias ou negligenciar problemas existentes nas redes.

4.3.2 Descrição da rede

A Rede A utilizada nas simulações desta seção consiste em um alimentador radial de distribuição de energia. Na Figura 4.6 é apresentada a topologia da rede no software SINAPgrid adotado para simulação nesta dissertação.



Figura 4.6. Topologia da Rede A no software SINAPgrid.

O objetivo dessa análise é avaliar o comportamento da rede de média tensão (MT). Por isso, o alimentador foi modelado com cargas equivalentes conectadas no primário dos transformadores entre a rede de média tensão (MT) e as redes de baixa tensão (BT). Essas cargas equivalentes representam em uma carga única todas as cargas conectadas a jusante deste ponto.

A rede possui os seguintes equipamentos:

- 904 barras
- 213 cargas equivalentes

- 1 capacitor
- 1 gerador
- 69 chaves
- 4.445 consumidores

Todas as cargas da rede foram representadas originalmente através de curvas típicas obtidas do GIS da empresa. O patamar de carga máxima da rede ocorre entre 10 e 11h.

4.3.3 Descrição das medições

As medições foram obtidas a partir do sistema SCADA da empresa. A rede conta com 19 pontos de medição, dentre cargas, chaves e saída do alimentador. Os pontos de medição são destacados na Figura 4.7.



Figura 4.7. Pontos de medição da Rede A.

Para cada ponto de medição as seguintes grandezas elétricas foram utilizadas:

- potência ativa e reativa trifásica na saída do alimentador;
- corrente por fase nas chaves;
- potência ativa e reativa trifásica nas cargas.

Os dados de medição foram tratados utilizando a metodologia apresentada na seção 3.7. Como citado anteriormente, o tratamento proposto nesta dissertação permite gerar uma curva de um dia a partir de um conjunto de medições, entretanto, como nesta análise apenas o patamar de carga máxima foi utilizado na análise somente as medições nesse patamar foram consideradas.

Por ser uma análise sob a ótica de planejamento, a rede foi ajustada para o patamar de carga máxima observada no período representando o pior cenário. Na Figura 4.8 é apresentada a curva de medição de potência ativa trifásica como exemplo das medições utilizadas. É possível verificar como a curva de Planejamento utilizada é superior a todas as medições observadas no período.

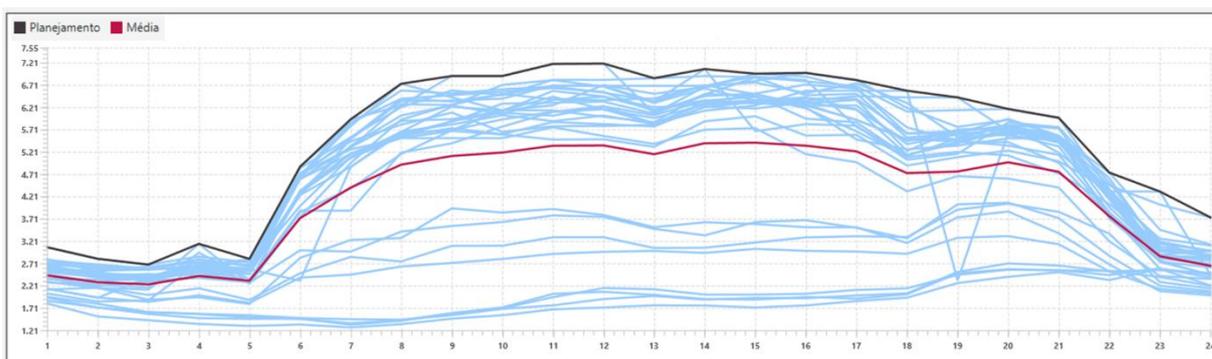


Figura 4.8. Curva de medição de Planejamento - potência ativa na saída do alimentador.

Além disso, para aplicação da estimação de estado foram consideradas pseudomedições de potência ativa e reativa nas barras com carga e sem medições, seguindo a metodologia apresentada na seção 3.5. Por fim, foram consideradas pseudomedições de injeção nula de corrente nas barras sem carga.

4.3.4 Alocação de carga com medições na saída do alimentador

A primeira metodologia utilizada para ajuste das cargas da rede elétrica, a partir de dados de medições foi alocação de carga com medições na saída do alimentador, conforme descrito na seção 3.8. A aplicação dessa metodologia, que é definida nesta

dissertação como Ajuste 1, é amplamente utilizada em diversas áreas do setor de distribuição de energia.

Primeiramente, é apresentada na Figura 4.9 a topologia da Rede A destacando a posição do medidor que foi considerado na simulação do Ajuste 1.

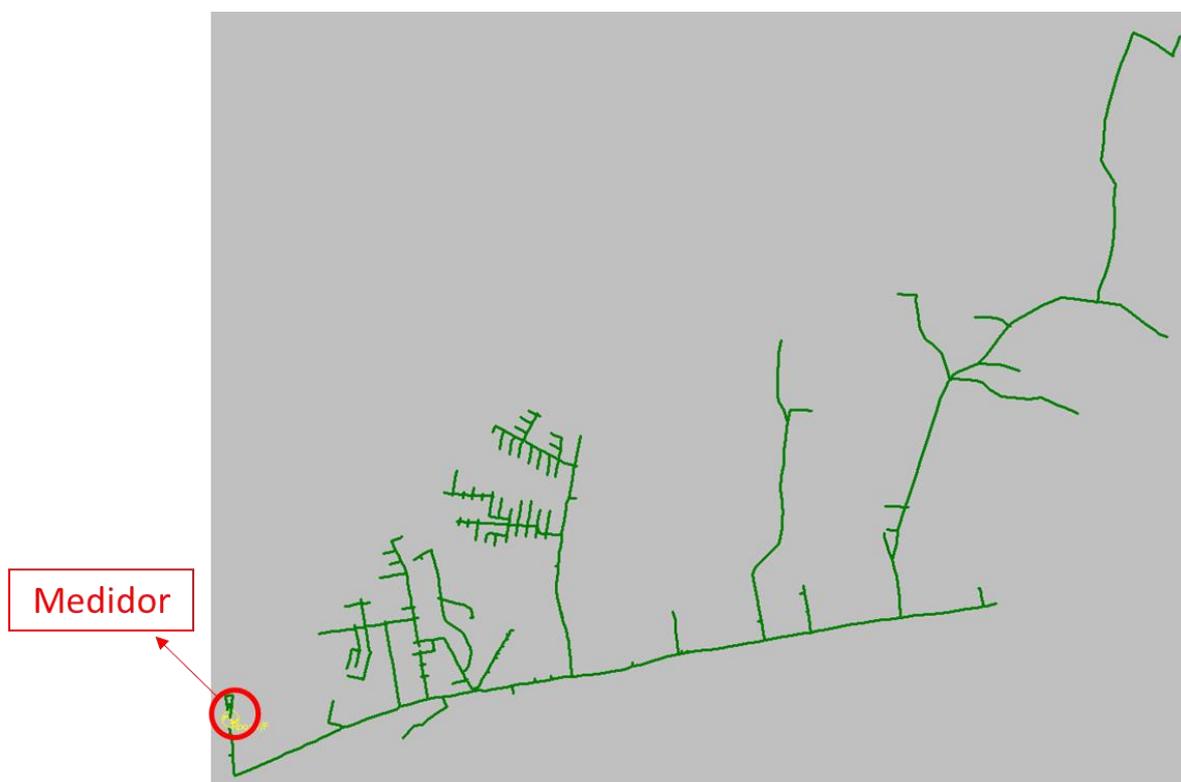


Figura 4.9. Rede A e o ponto de medição na saída do alimentador.

Como citado anteriormente, essa rede teve seus dados importados diretamente dos sistemas de uma distribuidora brasileira. Na Tabela 4.5 são apresentadas as potências trifásicas ativa e reativa da rede calculadas através do fluxo de potência utilizando os dados originais de cadastro.

Tabela 4.5. Potências ativa e reativa calculadas na saída do alimentador da Rede A com dados originais de cadastro.

Grandeza	Valor Calculado pelo Fluxo de Potência
P _{abc}	4,801 MW
Q _{abc}	0,811 MVar

Na Tabela 4.6 é apresentado um comparativo entre as medições de potência ativa e reativa trifásica na saída do alimentador e os valores calculados na rede original.

Tabela 4.6. Comparativo de potências ativa e reativa da rede original e medições.

Grandeza	Valor Calculado	Medição	Desvio em relação à medição
Pabc	4,801 MW	7,182 MW	33,15%
Qabc	0,811 MVar	2,045 MVar	60,34%

Como citado na seção 4.2.4, é comum a existência de discrepâncias entre as medições e os valores calculados diretamente a partir do cadastro. Agora, diferentemente do caso anterior, essas discrepâncias são oriundas das informações cadastradas nos sistemas da distribuidora. Pode-se comprovar através dessa comparação a necessidade do ajuste das cargas para tornar a rede modelada para simulação mais próxima da rede real.

Por conta disso, para reduzir essas discrepâncias foi aplicada a metodologia de alocação de carga na Rede A. Os resultados calculados através de fluxo de potência após a realização dos ajustes são apresentados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7. Comparativo entre potências ativa e reativa trifásicas após Ajuste 1 e medições.

Grandeza	Valor Calculado – Ajuste 1	Medição	Desvio em relação à medição
Pabc	4,801 MW	7,182 MW	0,01%
Qabc	0,811 MVar	2,045 MVar	0,05%

Pode-se verificar que o ajuste reduziu satisfatoriamente as discrepâncias. Por ser uma análise sob a perspectiva de planejamento da rede de distribuição, como citado anteriormente, foram utilizados para análise de tensão a menor tensão de fase e para análise de carregamento o trecho de maior carregamento. Além disso, foram utilizadas ainda as perdas técnicas da rede. Os resultados obtidos após o Ajuste 1 são apresentados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8. Indicadores de tensão, carregamento e perdas da rede após Ajuste 1.

Grandeza	Equipamento	Fase	Valor – Ajuste 1
Tensão mínima	151291	BN	1,021 pu
Carregamento máximo	74946.2	B	45,5%
Perdas técnicas	-	-	50,92 kW

Nas figuras 4.10 e 4.11 são destacados a barra com pior tensão e o trecho com pior carregamento, respectivamente.

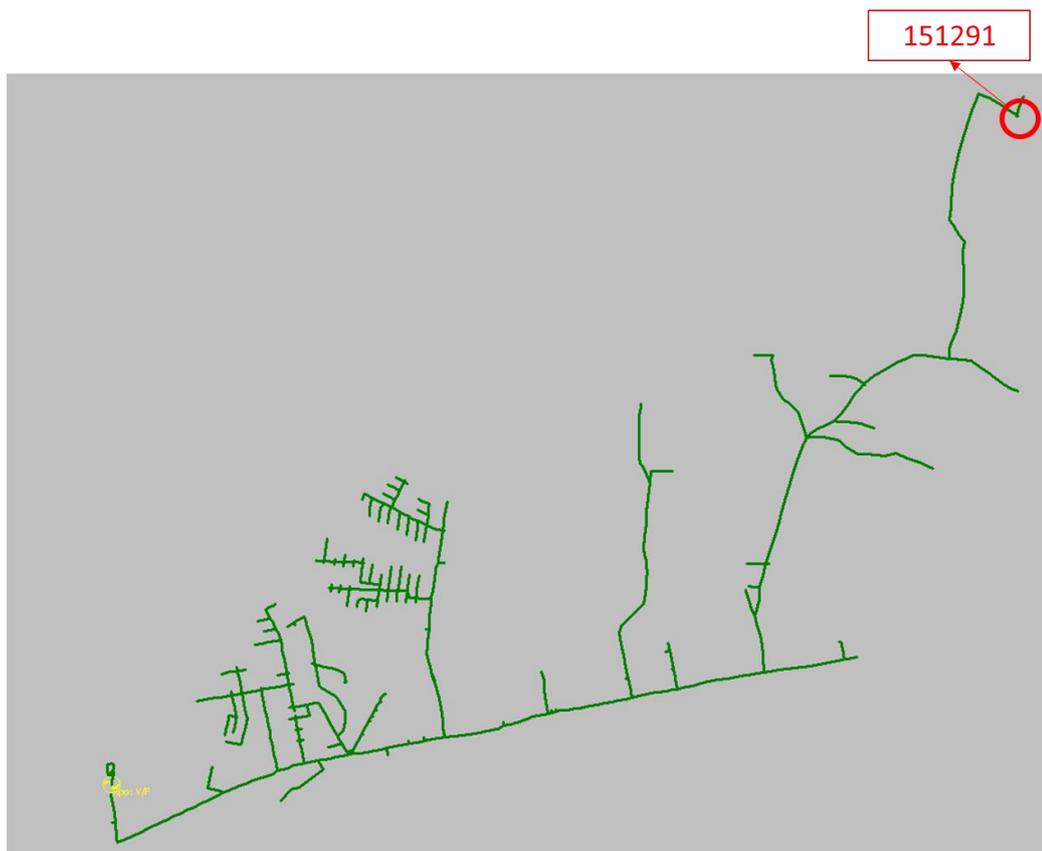


Figura 4.10. Barra que apresenta menor tensão de fase da Rede A após Ajuste 1.



Figura 4.11. Trecho de maior carregamento da Rede A após Ajuste 1.

Por fim, é válido notar que, como citado na seção 4.1, a Rede A possui outras medições ao longo da sua extensão. Essas medições podem ser utilizadas como forma de aprimorar o ajuste das cargas, mas usualmente não são utilizadas pelas distribuidoras. Por isso, para avaliar o nível de discrepância negligenciado ao não utilizar essas informações foi realizada a comparação de medição em um dos pontos da rede com os resultados calculados após o Ajuste 1. O ponto de medição é destacado na Figura 4.12.



Figura 4.12. Ponto de medição utilizado para comparação.

A Tabela 4.9 apresenta a diferença entre a medição neste ponto e do valor calculado após o Ajuste 1.

Tabela 4.9. Comparativo entre corrente por fase na chave 97586 após Ajuste 1 e medições.

Ponto de medição	Grandeza	Valor Calculado – Ajuste 1	Medição	Desvio em relação à medição
97586	Ia	15,17 A	10,33 A	46,85%
	Ib	23,32 A	15,72 A	48,35%
	Ic	16,54 A	11,26 A	46,89%

Os resultados indicam discrepâncias relevantes ao não considerar os dados de medições ao longo da rede. Pode-se verificar que as correntes calculadas são muito superiores aos valores de medição o que poderia levar o planejador a sobrestimar os possíveis problema de tensão e carregamento a jusante deste ponto.

4.3.5 Alocação de carga com medições ao longo da rede

Considerando as discrepâncias nos pontos que não tiveram suas medições consideradas na seção anterior, foi realizado um novo ajuste através da mesma metodologia de alocação de carga. A diferença deste ajuste são os dados de entrada utilizados, neste caso foram incluídas as medições ao longo da rede, destacadas na Figura 4.7. Para facilitar a descrição ao longo da dissertação esse ajuste foi definido como Ajuste 2.

É válido notar, como já frisado anteriormente, que a utilização de medições ao longo da rede elétrica para ajuste das cargas não é um processo usualmente realizado pelas distribuidoras. Os motivos para a não utilização são diversos, mas o principal deles é a falta de acesso a essas medições. Em muitos casos as medições realizadas por equipamentos de rede, como religadores, não são disponibilizadas aos usuários de áreas, como a de planejamento.

Outro motivo é a falta de uma ferramenta adequada para tratamento dessas informações. A quantidade de dados de medições é muito elevada e, por isso, o tratamento manual dessa informação é muito custoso. Além disso, as medições ao longo da rede estão muito mais sujeitas a problemas de falha de comunicação, como aqueles apresentados na seção 3.7, o que torna mandatório um tratamento preliminar para que esses dados possam ser utilizados. Sem uma ferramenta para tratamento automatizado dos *outliers* o processo de tratamento se torna praticamente inviável.

Primeiramente, para o Ajuste 2 foi realizada a comparação da medição do disjuntor de saída do alimentador. Os resultados são apresentados na Tabela 4.10

Tabela 4.10. Comparativo entre potências ativa e reativa trifásicas após Ajuste 2 e medições.

Grandeza	Valor Calculado – Ajuste 2	Medição	Desvio em relação à medição
Pabc	7,182 MW	7,182 MW	0,00%

Grandeza	Valor Calculado – Ajuste 2	Medição	Desvio em relação à medição
Qabc	2,044 MVar	2,045 MVar	0,05%

Verifica-se que o Ajuste 2, assim como o Ajuste 1, apresenta resultados satisfatórios para ajuste da medição de saída do alimentador. Similar ao que foi feito anteriormente, abaixo na Tabela 4.11 é apresentada a comparação no ponto de medição da chave 97586.

Tabela 4.11. Comparativo entre corrente por fase na chave 97586 após Ajuste 2 e medições.

Ponto de medição	Grandeza	Valor Calculado – Ajuste 2	Medição	Desvio em relação à medição
97586	la	10,35 A	10,33 A	0,19%
	lb	15,77 A	15,72 A	0,32%
	lc	11,29 A	11,26 A	0,27%

Os resultados apresentados explicitam como a utilização de medições ao longo da rede podem tornar a rede modelada mais próxima da rede real. Na Figura 4.13 é apresentado um gráfico comparativo dos erros para todos os pontos de medição tanto do Ajuste 1 como do Ajuste 2.

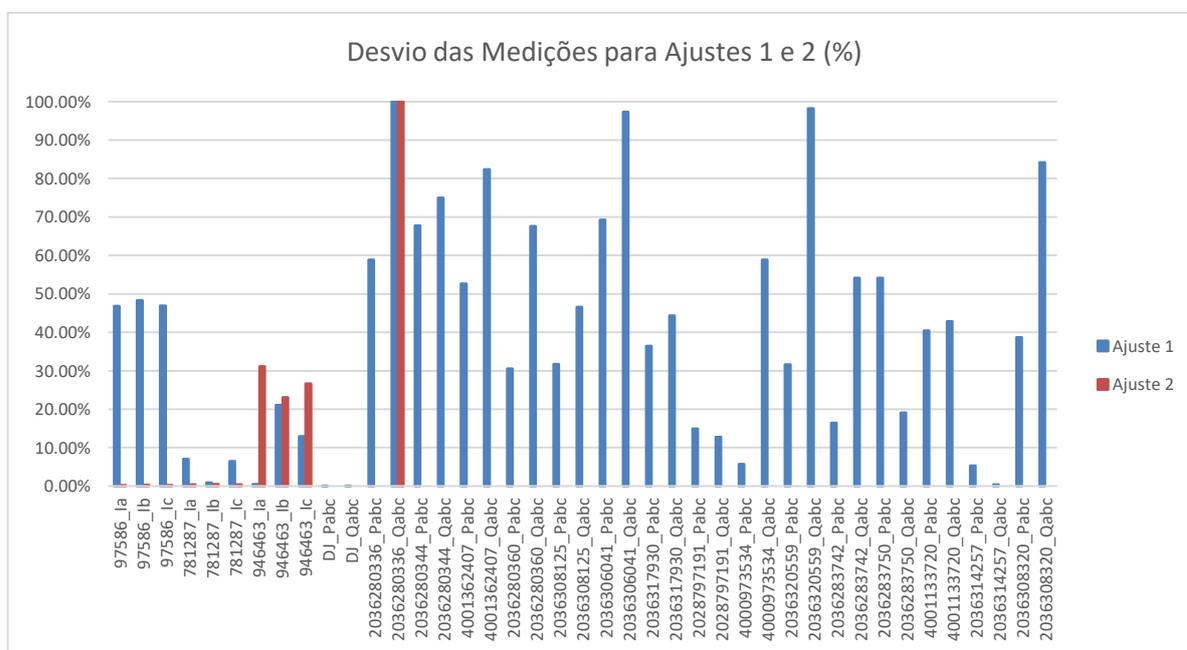


Figura 4.13. Comparação dos desvios das medições da rede após Ajuste 1 e Ajuste 2.

Pode-se verificar que houve grande melhora nos resultados dos ajustes ao utilizar medições ao longo da rede. Enquanto no Ajuste 1, apenas a medição dos disjuntores não apresentou desvio elevado, no Ajuste 2 praticamente todos os pontos de medição

tiveram os valores ajustados muito próximos aos valores das medições. Para 4 medições isso não ocorreu, a medição na carga 2036280336 que apresentou erro de 100% consiste em uma carga com potência reativa zerada que é comparada a uma medição de valor pequeno de 320×10^{-6} MVar. Por isso, embora o erro percentual seja elevado, ele pode ser considerado aceitável. Contudo, as medições de corrente na chave 946463, de fato, apresentaram erro elevado e são apresentadas com mais detalhes na Tabela 4.12.

Tabela 4.12. Comparativo entre corrente por fase na chave 946463 após o Ajuste 2 e medições.

Ponto de medição	Grandeza	Valor Calculado – Pós-Ajuste	Medição	Desvio em relação à medição
946463	Ia	24,27 A	18,51 A	31,12%
	Ib	31,36 A	25,48 A	23,08%
	Ic	27,49 A	21,71 A	26,62%

É possível verificar que, de fato, os ajustes das medições a jusante dessa chave ficaram distantes do aceitável chegando a apresentar 30% de erro. A causa desse problema está no fato do desequilíbrio dessas medições e a presença de medições a jusante, o que dificulta a convergência do algoritmo de alocação de carga. Por fim, é apresentado um comparativo dos indicadores técnicos da rede após Ajuste 1 e o Ajuste 2.

Tabela 4.13. Indicadores de tensão, carregamento e perdas da rede após Ajuste 1 e Ajuste 2.

Grandeza	Equipamento	Fase	Valor – Ajuste 1	Valor – Ajuste 2
Tensão mínima	151291	BN	1,021 pu	1,021 pu
Carregamento máximo	74946.2	B	45,5%	45,5%
Perdas técnicas	-	-	50,92 kW	50,91 kW

Pode-se verificar que em relação aos indicadores técnicos ambas as metodologias apresentaram resultados muito semelhantes. Contudo, a diferença significativa dos resultados dos ajustes, conforme apresentado na Figura 4.13, indica que essa similaridade se deve a uma especificidade da rede utilizada. Sendo os valores tão discrepantes é possível que em outros estudos isso provoque maiores discrepâncias também nas grandezas elétricas.

4.3.6 Estimação de estado

Por fim, a última metodologia de incorporação de dados de medições na modelagem da rede adotada é a estimação de estado, que é tema desta dissertação. Por ser um método que realiza os ajustes através de uma análise global, a melhor análise da efetividade dessa metodologia é a comparação dos resultados para todas as medições.

Tendo em vista a qualidade muito superior apresentada pelo método de alocação de carga com medições ao longo da rede na seção 4.3.5, somente será feita a comparação com esse método. A comparação dos desvios das medições é apresentada na Figura 4.14.

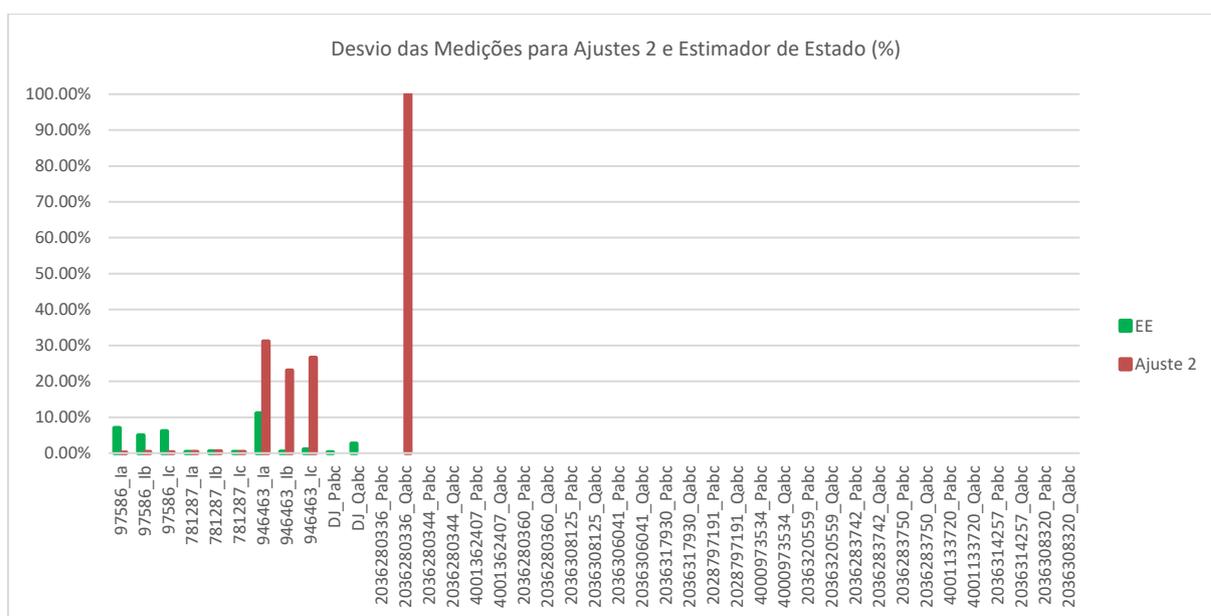


Figura 4.14. Comparação dos desvios das medições da rede após Ajuste 2 e Estimação de Estado.

Pelo gráfico da Figura 4.14, fica claro que os maiores desvios das medições ocorreram no Ajuste 2. Novamente, pode-se desconsiderar o desvio de 100% que aparece associado ao Ajuste 2, pois em valores absolutos ele é muito pequeno, como citado anteriormente. Removendo esse desvio, pode-se analisar com mais detalhes os maiores desvios, que são destacados na Tabela 4.14.

Tabela 4.14. Desvios das medições para Ajuste 2 e Estimador de Estado.

Ponto de medição	Grandeza	Medição	Ajuste 2	EE	Desvio em relação à medição - Ajuste 2	Desvio em relação à medição - EE
946463	la	18,51 A	24,27 A	20,57 A	31,12%	11,13%
	lb	25,48 A	31,36 A	25,59 A	23,08%	0,43%
	lc	21,71 A	27,49 A	21,95 A	26,62%	1,11%
97586	la	10,33 A	10,35 A	9,6 A	0,19%	7,07%
	lb	15,72 A	15,77 A	14,94 A	0,32%	4,96%
	lc	11,26 A	11,29 A	10,57 A	0,27%	6,13%

Ao realizar uma comparação dos piores resultados obtidos por cada método para cada ponto de medição, verifica-se que o estimador realizou um ajuste com erros maiores no ponto de medição 97586, mas significativamente mais confiáveis do que o Ajuste 2 para o ponto de medição 946463. O maior erro obtido pelo estimador de estado foi de 11,13% que é muito inferior a qualquer um dos 3 maiores desvios do Ajuste 2, todos superiores a 20%.

No caso do Ajuste 2 toda a região a jusante do ponto de medição 946463 ficou com valores muito distantes das medições observadas. Dessa forma, a realização de um estudo nessa área pode gerar resultados comprometidos e pouco confiáveis.

O fato do Ajuste 2 ter concentrado desvios elevados pode ser explicado pela diferença nas metodologias. Enquanto a estimação de estado realiza uma análise global para minimizar os desvios, o Ajuste 2 realiza os ajustes de forma local, o que justifica o fato de os desvios terem ficado concentrados em um ponto de medição. Pode-se dizer que o ponto de medição 946463 foi “sacrificado” para que todos os outros pontos de medição pudessem convergir para valores próximos aos medidos. O fato de ter um desvio tão elevado torna o ajuste dessa zona de medição pouco confiável e pode gerar erros nos estudos dessa área.

É válido notar que as curvas de medição foram criadas para representar o pior cenário da rede, conforme descrito anteriormente, portanto, não representam o mesmo intervalo de tempo. Sendo assim, a existência de desvios nos ajustes é possível e esperada.

Outro dado importante que permite avaliar qual o resultado mais preciso é a comparação dos resíduos globais de ambos os métodos. Considerando que após a

finalização da estimação de estado todas as grandezas podem ser recalculadas para o estado da rede estimado e comparadas às medições, é possível utilizar a equação (84) para calcular o resíduo.

$$J(x_1, x_2, \dots, x_{Ns}) = \frac{\sum_{i=1}^{Nm} [z_i^{med} - f_i(x_1, x_2, \dots, x_{Ns})]^2}{\sigma_i^2} \quad (84)$$

O resíduo global calculado para o Ajuste 2 e a estimação de estado é apresentado na Tabela 4.15.

Tabela 4.15. Comparativo dos resíduos.

Resíduo – Ajuste 2	Resíduo - EE
1,12e4	6,6e2

Como pode-se ver a comparação dos resíduos também permite concluir que o método de estimação de estado teve resultados mais precisos.

Tabela 4.16. Indicadores de tensão, carregamento e perdas da rede após Ajuste 2 e Estimação de estado.

Grandeza	Equipamento	Fase	Valor – Ajuste 2	Valor - EE	Desvio do EE em relação ao Ajuste 2 (%)
Tensão mínima	151291	BN	1,021 pu	1,022 pu	0,1%
Carregamento máximo	74946.2	B	45,5%	45,5%	0%
Perdas técnicas	-	-	50,92 kW	50,3 kW	1,22%

Assim como na seção 4.3.5, as diferenças nos indicadores técnicos foram pequenas. É importante frisar que, assim como citado anteriormente, embora as diferenças nos indicadores técnicos tenham sido pequenas, o fato de aparecer uma relevante diferença nos ajustes torna possível que em outros estudos isso provoque maiores discrepâncias em termos de resultados dos indicadores técnicos. Essas possíveis diferenças podem impactar a qualidade dos estudos que serão realizados utilizando as redes elétricas ajustadas.

4.3.7 Conclusões

A partir dos resultados, primeiramente, verificou-se que a utilização somente das medições na saída do alimentador pode gerar resultados muito discrepantes quando comparados às medições ao longo da rede. A existência de blocos de rede com

diferenças superiores a 50% em relação às medições indica que esse método, usualmente adotado pelas distribuidoras, possui sérias deficiências e pode conduzir a conclusões equivocadas.

A alternativa para reduzir essas discrepâncias consiste em aproveitar mais dados para preparação da rede antes da realização dos estudos. É comum que as distribuidoras possuam medições ao longo da rede elétrica em clientes do grupo A e chaves. Essas medições podem ser utilizadas para aumentar a qualidade dos ajustes da rede e, conseqüentemente, dos estudos que serão realizados utilizando essa informação.

É válido salientar, entretanto, que para utilizar as medições de forma adequada é importante que se adote um método que realize os ajustes para minimizar as diferenças entre os valores calculados por fluxo de potência e medidos, de forma global. A utilização de um método que realiza os ajustes de forma local pode levar a concentração de discrepâncias significativas em determinados pontos da rede. Dependendo do nível dessas discrepâncias é possível que um determinado bloco da rede apresente resultados com baixa confiabilidade.

Tendo isto em vista, essa dissertação propõe a adoção da estimação de estado como técnica para utilização dessas medições. Além da vantagem de realizar os ajustes de forma global, a estimação de estado representa um avanço em relação ao método tradicionalmente utilizado, pois não se limita a topologias radiais, como é apresentado na seção 4.4. É importante ressaltar que as vantagens da adoção da estimação de estado puderam ser vistas mesmo em um caso de rede radial, no qual se esperava o melhor desempenho do método tradicionalmente utilizado.

Por fim, ressalta-se que, embora as diferenças tenham sido pequenas na análise comparativa dos indicadores técnicos, as diferenças significativas apresentadas na comparação entre valores calculados por fluxo de potência e medições indicam a baixa confiabilidade do método.

4.4 Rede B

4.4.1 Considerações gerais

Como citado anteriormente, o método de alocação de carga tradicionalmente utilizado para incorporação de medições na modelagem da rede elétrica não permite a sua utilização em redes não-radiais.

Por conta disso, um dos principais benefícios da utilização da técnica de estimação de estado é a capacidade de executá-la para qualquer topologia de rede elétrica. Essa flexibilidade torna possível a adoção de uma metodologia única para incorporação de medições na modelagem de redes elétricas.

Para validar a metodologia proposta nesta dissertação em casos de maior complexidade optou-se por realizar a sua aplicação na forma de estudo de caso em uma rede elétrica com sistema reticulado em malha. O sistema reticulado apresenta alta complexidade e se caracteriza pela grande interligação dos circuitos do SDBT formando uma única e extensa rede, sendo utilizado por algumas distribuidoras brasileiras. Segundo (BARRETO, 2010), o sistema reticulado permite maior confiabilidade na continuidade do fornecimento em caso de falha nos alimentadores primários, nos transformadores ou nos próprios elementos de proteção, além de melhores índices de qualidade de energia aos consumidores.

Tendo isto em vista, a utilização de uma rede com topologia reticulada permite validar a metodologia frente a uma topologia de rede de alta complexidade que é aderente ao cenário brasileiro. Por conta disso, optou-se por utilizar uma rede elétrica reticulada real de distribuição brasileira. Diferentemente do caso anterior, na aplicação da metodologia de estimação de estado em uma rede de alta complexidade torna-se inviável realizar a comparação com alocação de carga em redes reticuladas. Para validar o algoritmo, os resultados obtidos após a execução da estimação de estado foram comparados às medições utilizadas.

4.4.2 Descrição da rede

A Rede B utilizada nas simulações desta seção consiste em 10 alimentadores de uma subestação. Os circuitos MT alimentam um total de 250 redes BT com 18.313 consumidores. Na Figura 4.15 é apresentada a topologia da rede no software SINAPgrid adotado para simulação nesta dissertação.

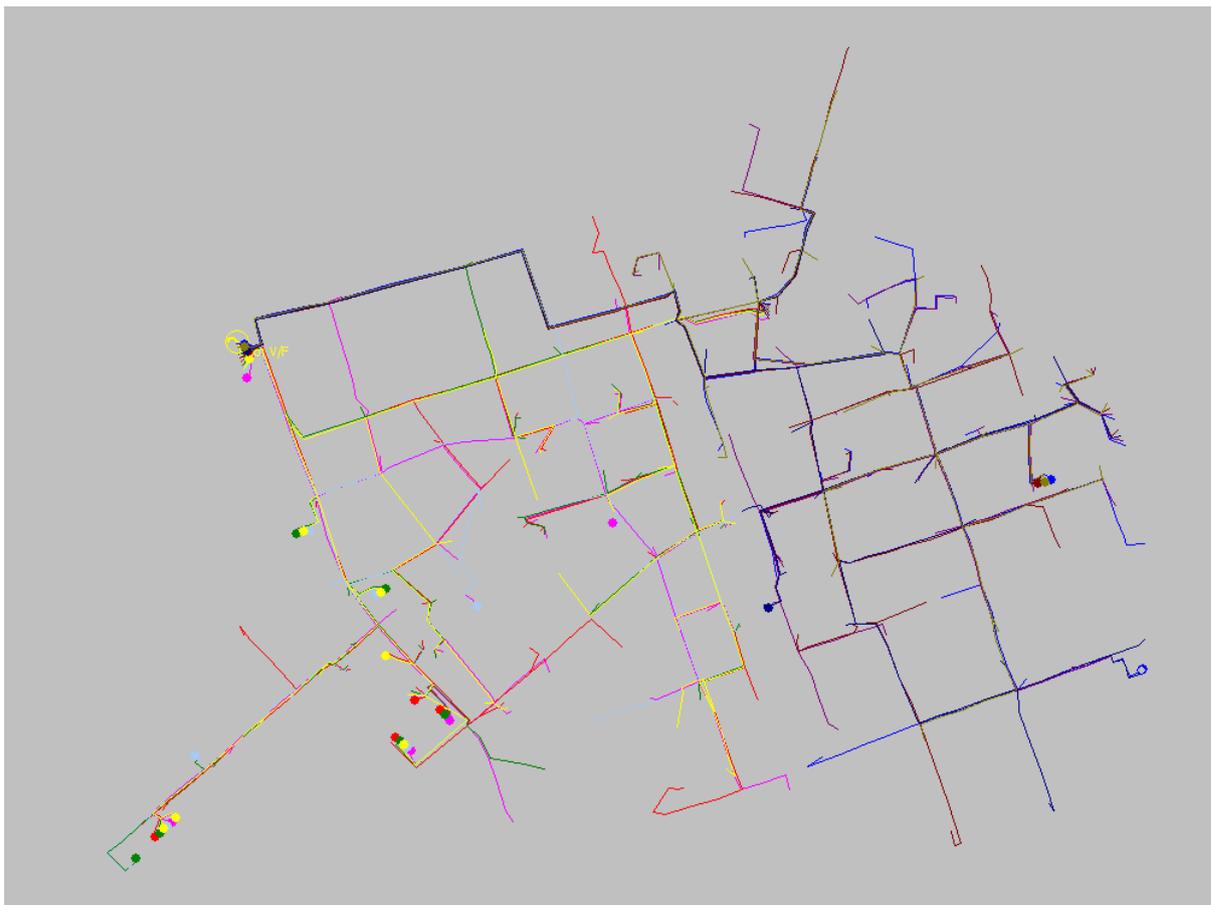


Figura 4.15. Topologia da Rede B no software SINAPgrid.

Para realização do estudo foram modelados no software SINAPgrid os alimentadores e as redes BT conectadas a eles.

A rede possui os seguintes equipamentos:

- 2.559 barras
- 18.313 consumidores
- 86 chaves
- 250 transformadores MT/BT

Todas as cargas da rede foram representadas originalmente através de curvas típicas obtidas do GIS da empresa. O patamar de carga máxima da rede ocorre entre 14 e 15h.

4.4.3 Descrição das medições

As medições foram obtidas a partir do sistema SCADA da empresa. A rede conta com 10 pontos de medição, todos localizados na saída dos alimentadores. As medições são de potência ativa e reativa trifásica.

Os dados de medição foram tratados utilizando a metodologia apresentada na seção 3.7. De forma semelhante ao caso anterior, foi analisado somente o patamar de carga máxima na simulação. Por isso, foram utilizadas as medições do pior cenário.

A tolerância adotada conforme Tabelas 3.4 e 3.5. Para medições de corrente foi adotada a tolerância superior de 6%.

Além disso, foram consideradas pseudomedições de potência ativa e reativa nas barras com carga, seguindo a metodologia apresentada na seção 3.5. Por fim, foram consideradas pseudomedições de injeção nula de corrente nas barras sem carga.

4.4.4 Estimação de estado

Como citado anteriormente, essa rede teve seus dados importados diretamente dos sistemas de uma distribuidora brasileira. Na Tabela 4.17 são apresentadas as potências trifásicas ativa e reativa da rede calculadas através do fluxo de potência utilizando os dados originais de cadastro.

Tabela 4.17. Potências ativa e reativa calculadas na saída dos alimentadores da Rede B com dados originais.

Alimentador	Grandeza	Valor Calculado
Alimentador 1	Pabc	1,022 MW
Alimentador 1	Qabc	0,421 MVar
Alimentador 2	Pabc	0,964 MW
Alimentador 2	Qabc	0,408 MVar
Alimentador 3	Pabc	1,176 MW
Alimentador 3	Qabc	0,482 MVar

Alimentador	Grandeza	Valor Calculado
Alimentador 4	Pabc	1,026 MW
Alimentador 4	Qabc	0,431 MVar
Alimentador 5	Pabc	0,911 MW
Alimentador 5	Qabc	0,386 MVar
Alimentador 6	Pabc	1,231 MW
Alimentador 6	Qabc	0,533 MVar
Alimentador 7	Pabc	0,963 MW
Alimentador 7	Qabc	0,413 MVar
Alimentador 8	Pabc	1,734 MW
Alimentador 8	Qabc	0,747 MVar
Alimentador 9	Pabc	1,428 MW
Alimentador 9	Qabc	0,586 MVar
Alimentador 10	Pabc	1,517 MW
Alimentador 10	Qabc	0,609 MVar

Na Tabela 4.18 é apresentado um comparativo entre as medições de potência ativa e reativa trifásica na saída do alimentador e os valores calculados na rede original.

Tabela 4.18 Comparativo de potências ativa e reativa da rede original e medições.

Alimentador	Grandeza	Valor Calculado	Medição	Desvio em relação à medição
Alimentador 1	Pabc	1,022 MW	4,152 MW	75,39%
Alimentador 1	Qabc	0,421 MVar	0,938 MVar	55,12%
Alimentador 2	Pabc	0,964 MW	3,479 MW	72,29%
Alimentador 2	Qabc	0,408 MVar	0,951 MVar	57,10%
Alimentador 3	Pabc	1,176 MW	3,663 MW	67,90%
Alimentador 3	Qabc	0,482 MVar	1,042 MVar	53,74%
Alimentador 4	Pabc	1,026 MW	3,765 MW	72,75%
Alimentador 4	Qabc	0,431 MVar	0,716 MVar	39,80%
Alimentador 5	Pabc	0,911 MW	3,878 MW	76,51%
Alimentador 5	Qabc	0,386 MVar	0,997 MVar	61,28%
Alimentador 6	Pabc	1,231 MW	4,171 MW	70,49%
Alimentador 6	Qabc	0,533 MVar	1,2 MVar	55,58%
Alimentador 7	Pabc	0,963 MW	4,119 MW	76,62%
Alimentador 7	Qabc	0,413 MVar	1,035 MVar	60,10%
Alimentador 8	Pabc	1,734 MW	4,461 MW	61,13%
Alimentador 8	Qabc	0,747 MVar	1,294 MVar	42,27%
Alimentador 9	Pabc	1,428 MW	3,379 MW	57,74%
Alimentador 9	Qabc	0,586 MVar	0,86 MVar	31,86%
Alimentador 10	Pabc	1,517 MW	4,16 MW	63,53%
Alimentador 10	Qabc	0,609 MVar	1,116 MVar	45,43%

Pode-se verificar através dessa comparação que novamente há uma discrepância significativa entre os valores calculados e medidos. Conseqüentemente, se comprova a necessidade do ajuste das cargas para tornar a rede modelada para simulação mais próxima da rede real. A metodologia de estimação de estado foi aplicada na Rede B. Os resultados calculados através de fluxo de potência após a realização dos ajustes são apresentados na Tabela 4.19.

Tabela 4.19. Comparativo entre potências ativa e reativa trifásicas após execução da estimação de estado e medições.

Alimentador	Grandeza	Medição	Valor Ajustado	Desvio em relação à medição
Alimentador 1	Pabc	4,152 MW	4,181 MW	0,70%
Alimentador 1	Qabc	0,938 MVar	0,945 MVar	0,75%
Alimentador 2	Pabc	3,479 MW	3,467 MW	0,34%
Alimentador 2	Qabc	0,951 MVar	0,952 MVar	0,11%
Alimentador 3	Pabc	3,663 MW	3,676 MW	0,35%
Alimentador 3	Qabc	1,042 MVar	1,042 MVar	0,00%
Alimentador 4	Pabc	3,765 MW	3,772 MW	0,19%
Alimentador 4	Qabc	0,716 MVar	0,726 MVar	1,40%
Alimentador 5	Pabc	3,878 MW	3,819 MW	1,52%
Alimentador 5	Qabc	0,997 MVar	0,982 MVar	1,50%
Alimentador 6	Pabc	4,171 MW	4,273 MW	2,45%
Alimentador 6	Qabc	1,2 MVar	1,23 MVar	2,50%
Alimentador 7	Pabc	4,119 MW	4,083 MW	0,87%
Alimentador 7	Qabc	1,035 MVar	1,029 MVar	0,58%
Alimentador 8	Pabc	4,461 MW	4,503 MW	0,94%
Alimentador 8	Qabc	1,294 MVar	1,31 MVar	1,24%
Alimentador 9	Pabc	3,379 MW	3,519 MW	4,14%
Alimentador 9	Qabc	0,86 MVar	0,923 MVar	7,33%
Alimentador 10	Pabc	4,16 MW	4,215 MW	1,32%
Alimentador 10	Qabc	1,116 MVar	1,122 MVar	0,54%

Na Figura 4.16 é apresentada uma visualização gráfica dos erros, de forma comparativa antes e após a realização da estimação de estado.

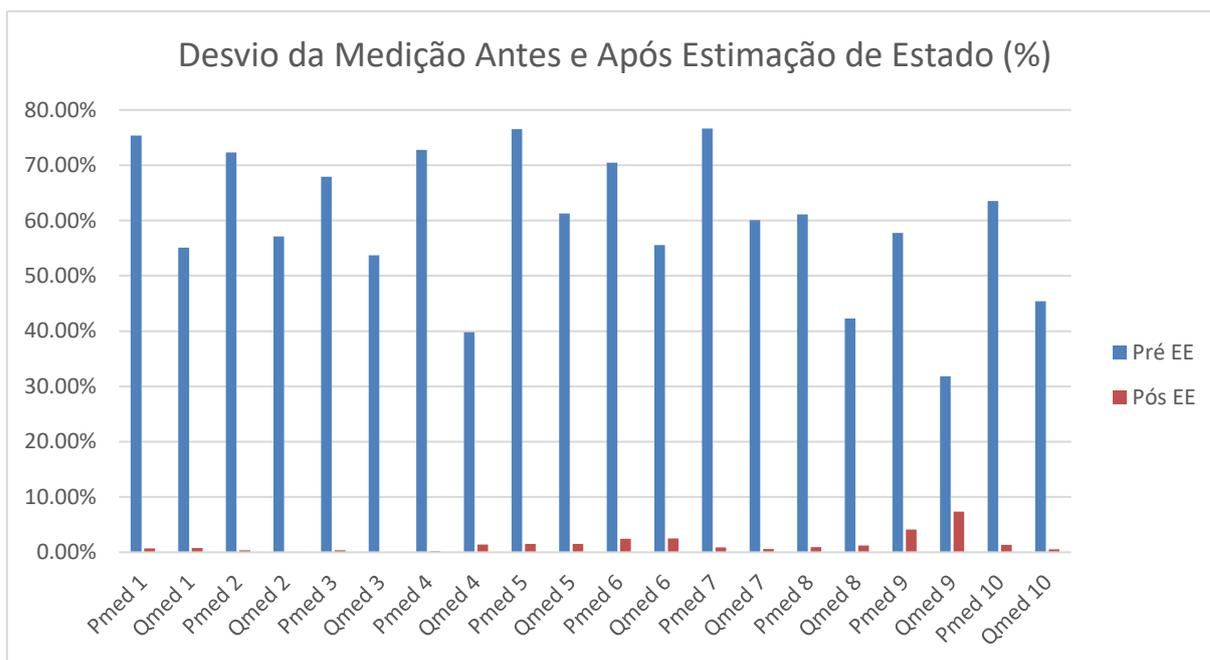


Figura 4.16. Comparação dos desvios das medições da rede antes e após a execução da estimação de estado.

Pode-se verificar que o ajuste reduziu satisfatoriamente as discrepâncias. O resíduo global calculado a partir da equação (84) foi de 0,56, o que indica o funcionamento adequado do algoritmo. Por fim, destaca-se a rapidez do algoritmo, o tempo total para execução foi de 50 segundos.

Por fim, foi realizada uma última simulação para análise da degradação dos resultados com a redução do número de medições. O objetivo foi avaliar como a falta de medições pode impactar nos resultados da rede elétrica.

Para realizar essa análise foram realizadas diversas execuções do algoritmo de estimação de estado. Todas as execuções foram realizadas partindo-se da mesma rede inicial, entretanto, as medições utilizadas como dados de entrada foram progressivamente alteradas. Na primeira execução, ao invés das 20 medições disponíveis e utilizadas na simulação foram utilizadas 18 medições, sendo removida a medição de potência ativa e reativa do Alimentador 10. A partir desta simulação, progressivamente, foram sendo retiradas medições duas a duas de cada ponto de medição até que restassem apenas 2 medições: potência ativa e reativa do Alimentador 1.

Para realizar a comparação dos resultados serão usados, como indicadores, tensão mínima, carregamento máximo e perdas. Na Tabela 4.20 são apresentados os

resultados desses indicadores para rede estimada com todas as medições disponíveis. Esse será o caso base utilizado para comparação.

Tabela 4.20. Indicadores de tensão, carregamento e perdas da rede para a rede após estimação de estado com todas as 20 medições disponíveis.

Grandeza	Equipamento	Fase	Valor – EE - Completa
Tensão mínima	87432926	AN	0,9659 pu
Carregamento máximo	879498755	A	100,1%
Perdas técnicas	-	-	667,61 kW

Ao retirar as medições de potência ativa e reativa do Alimentador 10 e realizar novamente a estimação de estado, as alterações nos indicadores foram pequenas, conforme apresentado na Tabela 4.21.

Tabela 4.21. Indicadores de tensão, carregamento e perdas da rede para a rede após estimação de estado com 18 medições.

Grandeza	Equipamento	Fase	Valor – EE - Completa	Valor – EE – 18 medições	Desvio em relação à EE completa
Tensão mínima	87432926	AN	0,9659 pu	0,9664 pu	0,05%
Carregamento máximo	879498755	A	100,1%	100,1%	0,00%
Perdas técnicas	-	-	667,61 kW	673,51 kW	0,88%

Prosseguindo com o processo, ao remover as medições do Alimentador 9 e do Alimentador 8, novamente, as variações nos indicadores foram pequenas. Entretanto, ao remover as medições do Alimentador 7 apareceram diferenças significativas nos resultados, conforme apresentados na Tabela 4.22.

Tabela 4.22. Indicadores de tensão, carregamento e perdas da rede para a rede após estimação de estado com 12 medições.

Grandeza	Equipamento	Fase	Valor – EE – 12 medições	Desvio em relação à EE completa
Tensão mínima	87432926	AN	0,9435 pu	2,32%
Carregamento máximo	877575252	B	120,6%	-
Perdas técnicas	-	-	594,66 kW	10,93%

É possível notar que ao não utilizar as medições dos Alimentadores 10, 9, 8 e 7, os resultados das simulações começam a perder confiabilidade. A tensão mínima e as perdas técnicas tiveram alterações relevantes nos seus valores. Entretanto, a principal diferença aparece no trecho de carregamento máximo. A ausência de 8 medições provoca a alteração do trecho com pior carregamento, além disso, o novo trecho que

apresenta o pior carregamento da rede tem um valor significativamente superior ao anterior. Verifica-se que, caso a distribuidora não tenha os dados de algumas medições e opte por realizar um estudo, ela pode ser induzida a tomar ações incorretas na rede elétrica, como a substituição do trecho 877575252. Nesse exemplo a distribuidora poderia gastar recursos financeiros em uma ação sem necessidade.

Pode-se concluir que a aplicação da estimação de estado com 12 medições resultou em uma rede degradada, que não apresenta a confiabilidade adequada para a realização de estudos. Com isso demonstra-se o impacto da utilização de dados insuficientes para simulação de redes elétricas.

Por fim, realizou-se a aplicação da estimação de estado na rede com apenas 2 medições apenas para fins de comparação da possível discrepância ao não se utilizar as medições adequadas.

Tabela 4.23. Indicadores de tensão, carregamento e perdas da rede para a rede após estimação de estado com 12 medições.

Grandeza	Equipamento	Fase	Valor – EE – 2 medições	Desvio em relação à EE completa
Tensão mínima	87448572	AN	0,9848 pu	-
Carregamento máximo	879006725	B	74,9%	-
Perdas técnicas	-	-	453,82 kW	32,02%

Verifica-se, como esperado, que ao prosseguir com a remoção das medições a rede fica cada vez mais distante da rede com estimação completa. Nesta última simulação a barra com tensão mínima e o trecho de carregamento máximo não são os mesmos da estimação de estado completa e as perdas técnicas tiveram uma redução de 30%. Dessa forma, conclui-se neste ponto que a rede se encontra muito discrepante da rede real.

4.4.5 Conclusões

O estudo de caso com a Rede B teve por objetivo validar a metodologia de estimação de estado proposta nesta dissertação para redes com topologia não-convencional. Dentre as redes de topologia não-convencional, as redes reticuladas se caracterizam pela sua alta confiabilidade e complexidade. Para validar a metodologia frente a uma

rede de alta complexidade e aderente ao cenário nacional, optou-se por utilizar essa topologia nesta simulação.

No caso de redes de alta complexidade não é possível utilizar a metodologia de alocação de carga apresentada como comparativo, pois ela não é capaz de realizar o ajuste adequado nesse tipo de redes. Por conta disso, a análise nesta seção se ateve a avaliar a rede antes e após o ajuste frente às medições.

Ao analisar a rede antes da estimação de estado é possível verificar que há uma discrepância significativa entre o cadastro e as medições, o que demonstra a importância de ser utilizado um método para incorporação das medições na modelagem da rede. Após a realização da estimação de estado os resultados de fluxo de potência ficaram bem próximos aos valores medidos indicando a efetividade do método utilizado.

Outro ponto a se destacar do método é que mesmo para uma rede de maior complexidade o tempo necessário para execução foi de 50 segundos tornando o método facilmente aplicável para usuários de distribuidoras.

Por fim, a análise da degradação dos resultados com a remoção progressiva de medições demonstrou a importância dos dados de entrada para que a estimação de estado apresente resultados adequados. A remoção de 8 das 20 medições levou a resultados muito discrepantes, nesse caso um estudo que utilizasse essa rede estaria comprometido e poderia conduzir a análises incorretas.

5 CONCLUSÃO

5.1 Conclusões gerais

Neste capítulo são apresentadas as conclusões gerais do trabalho, as suas principais contribuições e tópicos que podem ser explorados futuramente como continuidade do que foi realizado.

A principal conclusão do trabalho é a necessidade de encontrar metodologias mais adequadas para inclusão dos dados de medições na modelagem das redes elétricas de distribuição. Ficou claro ao longo das análises que a metodologia atualmente adotada pelas distribuidoras não apresenta resultados satisfatórios. Além disso, essa metodologia subutiliza informações disponíveis que poderiam auxiliar no aprimoramento do modelo das redes.

Dada essa conclusão, a estimação de estado se mostrou como uma ferramenta robusta para atender essa necessidade. Os resultados apresentados pelo algoritmo de estimação foram satisfatórios para todos os casos. Ele apresentou resultados superiores à metodologia atualmente adotada mesmo em redes com topologia radial, nas quais a metodologia de alocação de carga apresenta seu melhor comportamento.

Além disso, o trabalho registrou os resultados satisfatórios do algoritmo de estimação de estado no caso de redes não-radiais. Sendo, pode-se concluir que a metodologia proposta neste trabalho possui resultados superiores nas redes atualmente cobertas pelo método de alocação de carga e ainda tem como vantagem permitir o tratamento das redes não cobertas.

É importante notar que há uma expectativa crescente de que as redes elétricas de distribuição sigam evoluindo. A inclusão de novos recursos tecnológicos deverá aumentar a qualidade no fornecimento de energia brasileiros. Além disso, é natural que a evolução tecnológica gere um aumento nos dados das redes disponíveis. Por outro lado, com essa evolução é esperado um aumento na complexidade das redes e quebra de paradigmas. Cada vez mais as redes de distribuição devem se distanciar da tradicional topologia radial que imperou ao longo das últimas décadas. Tendo isto em vista, fica clara a importância para o setor de distribuição de encontrar alternativas

para a modelagem das redes elétricas aproveitando os novos dados disponíveis e superando os limites do passado. A construção de modelos e métodos de simulação adequados a essa nova realidade serão certamente parte dessa transformação.

5.2 Principais contribuições do trabalho

Primeiramente, dada a atual pequena aplicação da estimação de estado dentro das distribuidoras brasileiras, uma importante contribuição do trabalho é auxiliar na identificação de potenciais aplicações para a estimação. Como pode ser visto, há uma série de áreas que poderiam se beneficiar da utilização desta técnica gerando resultados com maior confiabilidade e precisão.

A segunda contribuição do trabalho é a aplicação da metodologia em redes reais de distribuição brasileiras, incluindo a aplicação em uma rede de topologia subterrânea. Embora a metodologia de estimação de estado já esteja consolidada, de forma geral, a sua aplicação no contexto brasileiro ainda é um desafio. Por isso, a realização de simulações em redes de maior complexidade, como o subterrâneo reticulado ressalta a sua aplicabilidade.

Por fim, a terceira contribuição é o comparativo estabelecido entre os métodos de estimação de estado e alocação de carga. Como pode ser verificado neste trabalho, o método de alocação de carga que é amplamente utilizado pelas distribuidoras brasileiras apresenta sérias limitações que podem conduzir a resultados incorretos. A utilização de redes modeladas de forma inadequada pode conduzir a uma série de consequências negativas para as distribuidoras, incluindo o desperdício de recursos financeiros ou até mesmo a ocorrência de incidentes nas redes de distribuição.

Os avanços das redes elétricas irão requerer cada vez mais ferramentas que forneçam resultados mais precisos e que tenham flexibilidade para aproveitar, de forma adequada, uma crescente quantidade de novos dados.

5.3 Tópicos para posterior desenvolvimento

Um tópico natural para desenvolvimento futuro é a aplicação da metodologia em cenários de expansão de novos recursos tecnológicos nas redes elétricas de distribuição. Dentre esses recursos, pode ser citada a expansão da medição inteligente para os consumidores. A presença de medição inteligente nos consumidores irá aumentar exponencialmente a quantidade de dados de medição disponíveis para as distribuidoras e o aproveitamento adequado desses dados irá requerer uma técnica robusta para incorporação de dados de medições em redes elétricas.

Outro recurso que se encontra em expansão e pode ser alvo de estudos futuros é a inclusão de geração distribuída nas redes. A inserção de gerações na rede impacta significativamente a simulação de redes elétricas, pois altera a tradicional topologia radial, o que como foi visto impede a aplicação das técnicas de alocação de carga.

A auto reconfiguração da rede também pode ser citada como um tópico para posterior desenvolvimento. A aplicação desse recurso na rede requer a maior capacidade de monitoramento da rede para que se tenha segurança de que a realização de manobras não irá gerar resultados inadequados. Dessa forma, a utilização do algoritmo de estimação de estado apresentado nesta dissertação, como ferramenta auxiliar de um sistema de auto reconfiguração da rede é um tópico que pode ser explorado posteriormente.

Outro tópico que pode ser explorado com maior profundidade é a análise de perda de observabilidade, de forma similar ao que foi apresentado na seção 4.4.4. A definição de uma metodologia que permita definir, de forma ótima, o número e os locais de medições necessários para manter a observabilidade das redes é um tópico que pode ser aprofundado.

Por fim, pode ser explorada a adoção de outros métodos para solução dos sistemas não-lineares. A exploração de outros métodos tem por objetivo aumentar a velocidade do algoritmo para permitir a sua aplicação em sistemas cada vez mais dinâmicos.

REFERÊNCIAS

ABUR, A.; EXPOSITO, A. G. Power system state estimation: theory and implementation. CRC press, 2004.

AL-WAKEEL, A. et al. State estimation of low voltage microgrid using an iteratively reweighted least squares method. In: CIRED Workshop, Rome. p. 1-5, 2014.

AL-WAKEEL, A.; WU, J.; JENKINS, N. State estimation of medium voltage distribution networks using smart meter measurements. Applied energy, v. 184, p. 207-218, 2016.

_____. K-means based load estimation of domestic smart meter measurements. Applied energy, v. 194, p. 333-342, 2017.

ANEEL. Nota Técnica nº 0098/2014. Redes subterrâneas de distribuição de energia elétrica: situação atual e avaliação da necessidade de aprimoramento da regulação associada. 2014.

_____. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição. 2016.

_____. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 7 – Cálculos de Perdas na Distribuição rev. 5. 2017.

_____. Perdas de energia elétrica na distribuição. 2019.

BARAN, E. M.; KELLEY, A. W. State estimation for real-time monitoring of distribution systems. IEEE Transactions on Power Systems, v. 9, n. 3, p. 1601-1609, 1994.

_____. A branch-current-based state estimation method for distribution systems. IEEE transactions on power systems, v. 10, n. 1, p. 483-491, 1995.

BARAN, M.; MCDERMOTT T. E. Distribution system state estimation using AMI data. In: 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition. IEEE, 2009. p. 1-3.

BARRETO, G. A. Estudo de viabilidade de um sistema de monitoramento de baixo custo para os sistemas de distribuição reticulados subterrâneos. 2010. Tese de Mestrado. Universidade de São Paulo.

BERNIERI, A. et al. Neural networks and pseudo-measurements for real-time monitoring of distribution systems. IEEE transactions on instrumentation and measurement, v. 45, n. 2, p. 645-650, 1996.

BORKOWSKA, B. Probabilistic load flow. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, n. 3, p. 752-759, 1974.

DO NASCIMENTO, Ricardo Mion et al. Outliers' detection and filling algorithms for smart metering centers. In: PES T&D 2012. IEEE, 2012. p. 1-6.

DUARTE, D. P. et al. Solução de Auto Reconfiguração de Rede com Funcionalidades Avançadas para o Controle e Monitoramento de Sistemas de Distribuição. IX Citenel, 2017.

FRANCO, N. B. Cálculo numérico. Prentice Hall, 2006.

FREITAS, V. S.; SIMOES COSTA, A.; MIRANDA, V. Estimação robusta de estado em sistemas de potências baseada em algoritmo ortogonal e critério de máxima correntropia. Congresso Brasileiro de Automática. 2016.

GARCIA, A.; MONTICELLI, A.; ABREU, P. Fast decoupled state estimation and bad data processing. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, n. 5, p. 1645-1652, 1979.

GENTLEMAND, W. M. Least squares computations by Givens transformations without square roots. IMA Journal of Applied Mathematics, v. 12, n. 3, p. 329-336, 1973.

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, v. 12, n. 1, p. 45-51, 1997.

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

GOLUB, G. Numerical methods for solving linear least squares problems. Numerische Mathematik, v. 7, n. 3, p. 206-216, 1965.

GOLUB, G.; VAN LOAN, C. F. Matrix computations, Johns Hopkins University Press, London, 1996. HOUSEHOLDER, A. S. Unitary triangularization of a nonsymmetric matrix. Journal of the ACM (JACM), v. 5, n. 4, p. 339-342, 1958.

INMETRO. Portaria Inmetro nº 587, de 05 de novembro de 2012.

ISMAIL NETO, M. S. Estimação de estado para redes de distribuição de energia elétrica avançadas. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. 2017.

KAGAN, N., DE OLIVEIRA, C. C. B., & ROBBA, E. J. Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Editora Blucher. 2005.

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

LIN, W. –M.; TENG, J. –H. State estimation for distribution systems with zero-injection constraints. In: Power Industry Computer Application Conference, 1995. Conference Proceedings. p. 523-529, 1995.

LONG, H. et al. Cyber-attack detection strategy based on distribution system state estimation. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, v. 8, n. 4, p. 669-678, 2020.

LU, C. N.; TENG, J. H.; LIU, W. –H. E. Distribution system state estimation. IEEE Transactions on Power systems, v. 10, n. 1, p. 229-240, 1995.

MCDERMOTT, T. Load modeling and state estimation methods for power distribution systems. EnerNex Corporation, 2010.

MENEGHETTI, R. Coestimação de estados e topologia em sistemas elétricos de potência via critério de máxima correntropia. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina. 2018

MERRIL, M. H.; SCHWEPPE F. C. Bad data suppression in power system static state estimation. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, n. 6, p. 2718-2725, 1971.

MILI, L. et al. Robust state estimation based on projection statistics [of power systems]. IEEE Transactions on Power Systems, v. 11, n. 2, p. 1118-1127, 1996.

MIRANDA, V.; SANTOS, A.; PEREIRA, J. Pereira. State estimation based on correntropy: a proof of concept. IEEE Transactions on Power Systems, v. 24, n. 4, p. 1888-1889, 2009.

MONTICELLI, A.; GARCIA, A. Reliable bad data processing for real-time state estimation. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, n. 5, p. 1126-1139, 1983.

MONTICELLI, A.; MURARI, C. A. F.; WU, F. F. A hybrid state estimator: Solving normal equations by orthogonal transformations. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, n. 12, p. 3460-3468, 1985.

NAKA, S. et al. Practical distribution state estimation using hybrid particle swarm optimization. Power engineering society winter meeting, 2001. IEEE. Vol. 2. IEEE, 2001.

_____. A hybrid particle swarm optimization for distribution state estimation. IEEE Transactions on Power systems, v. 18, n. 1, p. 60-68, 2003.

NI, F. et al. Three-phase state estimation in the medium-voltage network with aggregated smart meter data. In National Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 98, p. 463-473, 2018.

NIKNAM, T. Application of honey-bee mating optimization on state estimation of a power distribution system including distributed generators. Journal of Zhejiang University-Science A, v. 9, n. 12, p. 1753-1764, 2008.

NIKNAM, T.; RANJBAR, A. M.; SHIRANI, A. R. A new approach for distribution state estimation based on ant colony algorithm with regard to distributed generation. Journal of Intelligent & Fuzzy Systems, v. 16, n. 2, p. 119-131, 2005.

PEREIRA, J.; SARAIVA, J. T.; MIRANDA, V. An integrated load allocation/state estimation approach for distribution networks. In: 2004 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. p. 180-185. IEEE, 2004.

PIRES, R. C.; SIMOES COSTA, A.; MILI, L. Iteratively reweighted least-squares state estimation through givens rotations. IEEE Transactions on Power Systems, v. 14, n. 4, p. 1499-1507, 1999.

RANA, M. M.; LI, L. Renewable microgrid state estimation using the Internet of Things communication network. In: 2017 19th International Conference on Advanced Communication Technology (ICACT). IEEE, 2017. p. 823-829.

RESTREPO, J. D. E. Otimização em tempo real para o controle Volt/VAr em sistemas de distribuição de energia elétrica. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. 2016.

ROBBA, E. J. et al. Análise de sistemas de transmissão de energia elétrica. Editora Blucher, 2020

ROYTELMAN, I.; SHAHIDEHPOUR, S. M. State estimation for electric power distribution systems in quasi real-time conditions. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 8, n. 4, p. 2009-2015, 1993.

SCHWEPPE, F. C.; MASIELLO, R. D. A tracking static state estimator. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, n. 3, p. 1025-1033, 1971.

SCHWEPPE, F. C.; WILDES, J.; ROM, D. Power system static state estimation: Parts I, II, and III. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 89, pp. 120–135, Jan. 1970.

SHINMA, T. A. Avaliação de incertezas na calibração automática do modelo SWMM. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. 2015.

SIMOES-COSTA, A.; QUINTANA, V. H. A robust numerical technique for power system state estimation. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, n. 2, p. 691-698, 1981.

_____. An orthogonal row processing algorithm for power system sequential state estimation. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, n. 8, p. 3791-3800, 1981.

SINAPSIS. SINAPgrid – Plataforma inteligente para estudos de redes elétricas. <https://sinapsisenergia.com.br/produto/sinapgrid-plataforma-para-estudos-de-redes-eletricas/>. Acesso em: 19 de junho de 2021.

SOUZA, M. et al. Ferramenta para Definição de Carga Base para Planejamento Através da Análise de Medições de Curvas de Demanda com Aplicação de Técnicas de Clusterização para Identificação de Sazonalidades. Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI). 2016.

VEMPATI, N.; SLUTSKER, I. W.; TINNEY, W. F. Enhancement to Givens rotations for power system state estimation. IEEE Transactions on Power Systems, v. 6, n. 2, p. 842-849, 1991.

WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F. Power generation, operation, and control, 2a Ed., NY: John Wiley & Sons, Inc., 1996, 569p.

WU, J.; HE, Y.; JENKINS, N. A robust state estimator for medium voltage distribution networks. IEEE Transactions on Power Systems, v. 28, n. 2, p. 1008-1016, 2012.

WU, F. F.; NEYER, A. F. Asynchronous distributed state estimation for power distribution systems. Proc. of 10th PSCC, Aug. 1990, 1990.

WANG, H. et al. Deep learning-based interval state estimation of AC smart grids against sparse cyber attacks. IEEE Transactions on Industrial Informatics, v. 14, n. 11, p. 4766-4778, 2018.

ZHUANG, P.; DENG, R.; LIANG, H. False data injection attacks against state estimation in multiphase and unbalanced smart distribution systems. IEEE Transactions on Smart Grid, v. 10, n. 6, p. 6000-6013, 2019.