



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

HUGO LUIZ DE MORAIS CARNEIRO FILHO

UMA ADAPTAÇÃO DO ESTIMADOR DE ESTADO TRIFÁSICO PARA
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BASEADO
NO MÉTODO DA SOMA DE POTÊNCIAS

MOSSORÓ

2019

HUGO LUIZ DE MORAIS CARNEIRO FILHO

UMA ADAPTAÇÃO DO ESTIMADOR DE ESTADO TRIFÁSICO PARA
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BASEADO
NO MÉTODO DA SOMA DE POTÊNCIAS

Dissertação de mestrado apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica (PPGEE) da Universidade Federal Rural
do Semi-Árido como requisito para obtenção do
título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Linha de pesquisa: Sistemas Elétricos

Orientadora: Dra. Melinda Cesianara Silva da Cruz

MOSSORÓ

2019

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001

© Todos os direitos estão reservados à Universidade Federal Rural do Semi-Árido. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do (a) autor (a), sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei nº 9.279/1996 e Direitos Autorais: Lei nº 9.610/1998. O conteúdo desta obra tomar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata. A mesma poderá servir de base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu (a) respectivo (a) autor (a) sejam devidamente citados e mencionados os seus créditos bibliográficos.

C
289 a Carneiro Filho, Hugo Luiz de Moraes.
UMA ADAPTAÇÃO DO ESTIMADOR DE ESTADO TRIFÁSICO
PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
BASEADO NO MÉTODO DA SOMA DE POTÊNCIAS / Hugo Luiz
de Moraes Carneiro Filho. - 2019.
63 f. : il.

Orientadora: Melinda Cesianara Silva da Cruz
Silva da Cruz.
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal
Rural do Semi-árido, Programa de Pós-graduação em
, 2019.

1. Ajuste de cargas. 2. Estimação de estado. 3.
Sistemas de distribuição de energia. 4. Soma de
potências.. I. Silva da Cruz, Melinda Cesianara
Silva da Cruz, orient. II. Título.

O serviço de Geração Automática de Ficha Catalográfica para Trabalhos de Conclusão de Curso (TCC's) foi desenvolvido pelo Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação da Universidade de São Paulo (USP) e gentilmente cedido para o Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (SISBI-UFERSA), sendo customizado pela Superintendência de Tecnologia da Informação e Comunicação (SUTIC) sob orientação dos bibliotecários da instituição para ser adaptado às necessidades dos alunos dos Cursos de Graduação e Programas de Pós-Graduação da Universidade.

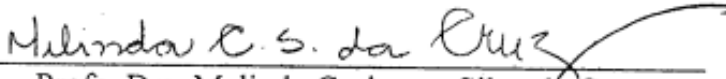
HUGO LUIZ DE MORAIS CARNEIRO FILHO

UMA ADAPTAÇÃO DO ESTIMADOR DE ESTADO TRIFÁSICO PARA
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BASEADO
NO MÉTODO DA SOMA DE POTÊNCIAS

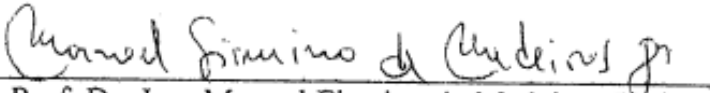
Dissertação de mestrado
apresentada ao Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica
(PPGEE) da Universidade Federal Rural
do Semi-Árido como requisito para
obtenção do título de Mestre em
Engenharia Elétrica.

Defendida em: 28/02/2019

BANCA EXAMINADORA



Prof. Dra. Melinda Cesianara Silva da Cruz



Prof. Dr.-Ing. Manoel Firmino de Medeiros Júnior



Prof. Dr. Adriano Aron Freitas de Moura

AGRADECIMENTOS

Nesse momento, gostaria de agradecer a todos que contribuíram para a defesa desse mestrado. Minha orientadora, família e amigos.

RESUMO

A estimação de estado é uma ferramenta matemática essencial para o monitoramento em tempo real de sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Diferentemente das metodologias clássicas de fluxo de carga, a estimação de estado pode lidar com incertezas associadas à medição. Sua aplicação iniciou no estudo de sistemas de transmissão, por isso, é consolidada nesse tipo de configuração. Porém, em redes de distribuição, o uso de estimadores de estado é menos frequente, em virtude das características típicas de radialidade, desequilíbrio e número limitado de medições, que aumentam a complexidade do problema. Com o objetivo de contribuir para o estado da arte da estimação de estado em redes de distribuição de energia elétrica, este trabalho apresenta uma adaptação das metodologias de geração de pseudomedidas e de estimação de estado presentes no trabalho de Monteiro (2010). Para isso, adaptou-se a equação de ajuste de cargas de forma a considerar as perdas em todos os trechos que compõem a rede de distribuição. Além disso, foi proposta uma técnica que usa a distribuição de probabilidade normal para determinar o valor mais provável de fator de potência que todas as cargas apresentam. Na técnica de estimação, modificações foram feitas em relação ao número de seções de redução e à escolha das variáveis de estado e das grandezas medidas. Dois casos de teste foram usados para validar a técnica, um com medidas reais e outro com medidas simuladas com um programa de fluxo de carga. No sistema real, comparou-se a solução da metodologia proposta com a do trabalho de Monteiro (2010). Verificou-se, nesse caso, que a metodologia desenvolvida neste trabalho fornece uma solução mais exata para a estimação dos módulos de corrente e tensão, uma vez que o erro máximo, para essas duas grandezas, foi de 4,27% e 4,83%, respectivamente, na situação analisada. Porém, para o mesmo caso, o fluxo de potência reativa em uma das chaves apresentou um erro de cerca de 31%. Para o sistema simulado, que usou medidas oriundas de um programa de fluxo de carga, no entanto, obteve-se um erro máximo de 4,21% para estimação de potência reativa. Portanto, a metodologia desenvolvida mostrou-se viável na determinação do estado da rede, contribuindo para erros de estimação menores que os obtidos em Monteiro (2010), no que se refere ao módulo de tensões e correntes.

Palavras-chave: Ajuste de cargas. Estimação de estado. Sistemas de distribuição de energia. Soma de potências.

ABSTRACT

State estimation is an essential mathematical tool for the real-time monitoring of power transmission and distribution systems. Unlike the classical load flow methodologies, state estimation can deal with uncertainties associated with measurements. Its application started in the study of transmission systems, so it is consolidated in this type of configuration. However, in distribution networks, the use of state estimators is less frequent due to the typical characteristics of radiality, imbalance and limited number of measurements, which increase the complexity of the problem. In order to contribute to the state of the art of state estimation in electric distribution networks, this work presents an adaptation of methodologies for generation of pseudomeasurements and state estimation present in the work of Monteiro (2010). For this, the equation of adjustment of loads was adapted in order to consider the losses in all the sections that composes the distribution network. In addition, was proposed a technique that uses the normal probability distribution to determine the most probable value of power factor that all loads present. In the estimation technique, modifications were made in relation to the number of reduction sections and the choice of state variables and measured quantities. Two test cases were used to validate the technique, one with actual measurements and another with simulated measurements with a load flow program. In the real system, the solution of the proposed methodology was compared with Monteiro's (2010) work. In this case, it was verified that the methodology developed in this work provides a more accurate solution for the estimation of current and voltage modules, since the maximum error for these two variables was 4,27% and 4,83 %, respectively, in the analyzed situation. However, for the same case, the reactive load flow estimated in one measurement point presented an error of about 31%. For the simulated system, which used measures from a load flow program, however, a maximum error of 4,21% was obtained for reactive power estimation. Therefore, the developed methodology proved to be feasible in the determination of the state of the network, contributing to smaller estimation errors than those obtained in Monteiro (2010), with respect to voltage and current values.

Keywords: Load adjustment. State estimation. Distribution system. Power summation.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	11
1.1 Considerações gerais	11
1.2 Estado da arte	12
1.3 Objetivos Gerais	15
1.4 Objetivos específicos	15
1.5 Estrutura do trabalho	16
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1. Introdução	18
2.2 Formulação matemática	21
2.2.1 Métodos de solução através da equação normal de Gauss.....	22
2.3 Análise de observabilidade	24
2.4. Identificação de erros grosseiros	25
2.5 Fluxo de carga com o método soma de potências	26
3. METODOLOGIA	29
3.1 Introdução	29
3.2 Determinação das pseudomedidas	29
3.3 Modelagem da incerteza	33
3.4 Estimador de estado trifásico	37
4. RESULTADOS E DISCURSÕES	43
4.1 Sistema real	44
4.2 Sistema Simulado	46
6. CONCLUSÃO	56
5. REFERÊNCIAS	57
APÊNDICE A – CONCEITOS ESTATÍSTICOS	60
A.1 Distribuição normal	60
A2. Propagação da incerteza	62
APÊNDICE B – SISTEMA SIMULADO	63
APÊNDICE C – EXEMPLO NUMÉRICO	70

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Relação entre as funcionalidades de um estimador de estado.....	21
Figura 2 – Fluxograma do algoritmo de estimação de estado.....	24
Figura 3 – Sistema de distribuição radial	26
Figura 4 – Circuito equivalente	26
Figura 5 – Curva de distribuição de probabilidade para o fator de potência	30
Figura 6 – Alimentador de distribuição com as regiões de ajuste de carga	31
Figura 7 – Seção de redução.....	37
Figura 8 – Etapa Backward sweep.....	40
Figura 9 – Circuitos equivalentes da etapa forward sweep	41
Figura 10 – Fluxograma do algoritmo proposto.....	42
Figura 11 – Comparativo entre o módulo de tensão verdadeiro e estimado da fase a	48
Figura 12 – Erro do módulo de tensão da fase a	49
Figura 13 – Comparativo entre o módulo de tensão verdadeiro e estimado da fase b	49
Figura 14 – Erro do módulo de tensão da fase b	49
Figura 15 – Comparativo entre o módulo de tensão verdadeiro e estimado da fase c	50
Figura 16 – Erro do módulo de tensão da fase c.....	50
Figura 17– Comparativo entre o ângulo de fase verdadeiro e estimado da fase a.....	50
Figura 18– Erro do ângulo de fase da fase a	51
Figura 19 – Comparativo entre o ângulo de fase verdadeiro e estimado da fase b	51
Figura 20 – Erro do ângulo de fase da fase b	51
Figura 21 – Comparativo entre o ângulo de fase verdadeiro e estimado da fase c	52
Figura 22 – Erro do ângulo de fase da fase c	52
Figura 23 – Comparativo entre os valores reais e pseudomedidos para fase a	53
Figura 24 – Distribuição de frequência do erro para a fase a.....	53
Figura 25 – Comparativo entre os valores reais e pseudomedidos para fase a	53
Figura 26 – Distribuição de frequência do erro para a fase b	54
Figura 27– Comparativo entre os valores reais e pseudomedidos para fase a	54
Figura 28 – Distribuição de frequência do erro para a fase c	54
Figura 29 - Sistema de teste da metodologia	63
Figura 30 - Alimentador do exemplo numérico	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1– Fatores utilizados para aplicação da metodologia	44
Tabela 2– Erro absoluto para tensões e correntes estimadas.....	45
Tabela 3– Erro absoluto para potências estimadas.....	45
Tabela 4 – Cálculo das perdas	45
Tabela 5 – Desempenho computacional	46
Tabela 6 – Erro do módulo de tensão e corrente.....	47
Tabela 7– Erro da potência ativa e reativa	48
Tabela 8 – Erro das perdas ativas e reativas.....	48
Tabela 9 – Dados dos nós do alimentador NTU01J1	64
Tabela 10 – Dados dos trechos do alimentador NTU01J1	67

1. INTRODUÇÃO

1.1 Considerações gerais

O sistema elétrico é supervisionado a partir de um centro de controle, cujo principal objetivo é monitorar o estado da rede para garantir a segurança de operação durante as diferentes condições de funcionamento do sistema (ABUR; ÉXPOSITO, 2004). O monitoramento em tempo real é feito pelo sistema de supervisão e aquisição de dados (SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition*), que tem a função de coletar medidas de grandezas como fluxos de potências, módulos de corrente, módulos de tensão e informações a respeito do estado operativo de chaves e disjuntores (PEREIRA, 2015).

As medidas obtidas com a tecnologia SCADA são usadas em sistemas de controle para aumentar a confiabilidade e a segurança do sistema elétrico (SCHWEPPE, WILDES, 1970). Em resumo, dois estágios são necessários para executar o controle. O primeiro diz respeito ao processamento da informação bruta por algoritmos numéricos com a finalidade de extrair informação útil. No segundo, os resultados do processamento, da etapa anterior, são utilizados para tomada de decisão. Neste contexto, a ferramenta de estimação de estado se insere no primeiro estágio como um algoritmo de processamento que fornece como resultado o estado mais provável do sistema.

A estimação de estado foi inicialmente formulada por Sheweppe e Wildes em 1970. A técnica está relacionada ao problema de fluxo de carga, no entanto o estimador é projetado para trabalhar com quaisquer tipos de medidas. O estimador também pode lidar com as incertezas associadas às leituras dos medidores em tempo real, podendo filtrar, detectar e corrigir erros associados a tais dispositivos (SCHWEPPE; WILDES, 1970). Essas imprecisões surgem devido a erros de medida, falhas de comunicação, medições incompletas, mudanças inesperadas no sistema e outros.

As técnicas de estimação de estado vêm sendo aplicadas nos últimos 30 anos na geração e na transmissão, visto ser um instrumento confiável para o monitoramento tempo real (YOU MAN DENG; YING HE; BOMING ZHANG, 2002). Porém não é possível aplicá-la diretamente em sistemas de distribuição, pois este

apresenta um conjunto de características particulares como radialidade, baixo número de medidores, cargas desequilibradas e linhas com arranjos sem transposição. Por esta razão, quando o procedimento é aplicado nesse tipo de configuração, precisa ser adaptado. Na próxima seção apresenta-se uma revisão de literatura sobre o uso da estimação de estado em redes de distribuição.

1.2 Estado da arte

Usualmente, os sistemas de distribuição possuem um monitoramento restrito em tempo real devido à baixa quantidade de medidores e um elevado número de consumidores. Porém, um maior controle deste vem sendo exigido devido a inserção de geração distribuída. Por esta razão, a estimação de estado vem sendo adaptada nessa configuração de forma que os engenheiros e operadores melhorarem a capacidade de monitoramento e controle (PEREIRA, 2015). A seguir são citados alguns trabalhos que usam a estimação de estado em sistemas de distribuição. Tipicamente, os trabalhos relacionados ao tema consideram como variáveis de estado o módulo e o ângulo de tensão nas barras.

Com o objetivo de trabalhar com um menor número de medidas, ROYTELMAN e SHAHIDEHPOUR (1993) propuseram um método de estimação de estado adaptado a sistemas de distribuição. Os dados de entrada são as informações sobre a configuração da rede, dados estatísticos das cargas e medidas em tempo real. Os tipos de medições usadas no procedimento foram potência ativa, reativa e módulo de corrente. As duas primeiras grandezas são transformadas em seus equivalentes de corrente, em coordenadas retangulares. O ângulo de fase dessa variável é determinado através de simulações de fluxo de carga, como também a informação a respeito do fator de potência das cargas.

BARAN e KELLEY (1994) propuseram um estimador trifásico que leva em conta o acoplamento magnético entre as fases. Dados de históricos de carga e medidas em tempo real foram usados para aplicação do procedimento. Com a finalidade de diminuir o tempo de execução do algoritmo, considerou-se os elementos da matriz Jacobianas invariáveis por meio de linearização baseada nas hipóteses $V_i \cong 1,0$ pu, $\cos(\theta_{km}) \cong 1$ e $\sin(\theta_{km}) \cong 0$. A metodologia apresentou uma boa

convergência mesmo com um reduzido número de medidas disponíveis, porém essa característica depende diretamente da qualidade dos dados de entrada.

No trabalho de LU, TENG e LIU (1995) apresenta-se uma metodologia de estimação de estado trifásica para sistemas de distribuição baseada em medição de corrente. Nessa formulação, tanto os valores provenientes dos medidores de corrente quanto os provenientes de medidores de potência foram utilizados no processo de estimação. As variáveis são expressas na formulação retangular com a finalidade de manter o jacobiano constante durante o processo de estimação, diminuindo a quantidade de iterações necessárias para obter a solução final.

Um estimador de estado desacoplado rápido trifásico foi proposto no trabalho de LIN e TENG (1996). Com o propósito de aumentar a quantidade de medidas, usou-se a técnica dos multiplicadores de Lagrange para aproveitar medidas artificiais representadas pelos estados de chaves. Todas as medições disponíveis no sistema foram convertidas em seus equivalentes de corrente, em coordenadas retangulares, para o jacobiano se manter constante. As pseudomedidas são determinadas a partir de dados referentes a histórico de carga. Também simulou-se o fluxo de carga objetivando gerar medidas de fluxo de potência ativa e reativa. Dividiu-se a matriz de ganho em duas submatrizes idênticas para desacoplar o sistema. Por fim, os autores compararam a metodologia do trabalho com outra que eles mesmos desenvolveram, que considera o acoplamento magnético. Os resultados foram satisfatórios, pois a técnica desacoplada forneceu uma solução com erro quadrático próximo ao da técnica que considera o acoplamento magnético, e ainda apresentou um tempo computacional menor.

Uma análise estocástica é feita em um estimador de estado trifásico no trabalho de LI (1996). Nessa metodologia, foram usadas tanto medidas como pseudomedidas, onde o erro associado a estas variam entre 20% e 50%. Técnicas de esparsidade foram usadas para reduzir o tempo computacional. As medidas escolhidas para o estimador foram o fluxo de potência e os módulos de corrente. Os resultados mostraram que existe uma influência significativa entre a incerteza dos valores estimados com a quantidade de medidores.

Um estimador monofásico baseado na técnica de varredura (forward/backward) foi apresentado no trabalho de YOUMAN DENG, YING HE e BOMING ZHANG (2002). Com a finalidade de diminuir a complexidade do processo de estimação, a metodologia é aplicada individualmente por ramo. Dessa forma, um problema

complexo é dividido em um conjunto de subproblemas mais fáceis de serem resolvidos. A observabilidade do sistema é conseguida através de um método de ajuste que fornece o valor aproximado do consumo das cargas. A técnica foi validada em um sistema de 900 barras. Ao comparar os valores das grandezas medidas e estimadas, encontrou-se um erro máximo de 2,87% para módulo de corrente.

MANITSAS (2012) apresentou uma abordagem alternativa para modelagem de pseudomedições no contexto da estimação de estado em sistemas de distribuição. O procedimento consiste em aplicar a técnica de redes neurais artificiais objetivando identificar o padrão de consumo num instante qualquer, gerando as pseudomedidas necessárias. Para isso, uma rede de duas camadas foi treinada com medidas fornecidas por um programa de fluxo de carga. Os erros das pseudomedidas geradas não apresentaram distribuição normal, por isso, uma metodologia estatística foi empregada para obter a distribuição matemática desejada. A técnica proposta se mostrou mais adequada em sistemas com tamanho médio (74 barras).

No trabalho de MUSCAS et al (2014), analisou-se a influência de diferentes tipos de medidores, como Smart Metering e PMUs (*Phasor Measurement Units*), e também o grau de conhecimento da rede no procedimento de estimação. Para tal fim, simulou-se um sistema de 123 barras do IEEE com um estimador de estado trifásico. A formulação matemática do estimador proposto pode trabalhar com medidas de módulo de tensão e corrente, fluxo de potência e fasores de tensão e corrente. Porém todas as medidas de potência foram convertidas em seus equivalentes de corrente com a finalidade de manter o jacobiano do estimador constante durante o processo de estimação. Mostrou-se nos resultados que a qualidade das medições e também um bom conhecimento sobre o comportamento do sistema são fundamentais para obter resultados precisos de estimação.

No trabalho de Almeida (2003) foi desenvolvido um estimador de estado monofásico para sistemas radiais. As pseudomedidas foram geradas utilizando uma técnica de ajuste de cargas que depende de medidas fornecidas em tempo real. O estimador de estado é aplicado a seções de redução, as quais podem englobar de dois a três trechos do alimentador. Os resultados da técnica foram satisfatórios em relação à estimação de potência ativa e reativa, visto que o erro máximo dessas grandezas, em muito dos casos, não passou de 0,5%. Porém, os resultados da estimação de módulos de corrente não foram tão satisfatórios, atingindo até 18,5% em uma das situações analisadas.

Um estimador de estado trifásico para sistemas radiais, baseado no trabalho de Almeida (2003), foi proposto por Monteiro (2010). Para modelar o desequilíbrio entre as fases, utilizou-se uma técnica de ajuste por fase que depende de medidas dos módulos de corrente. O procedimento de estimação nesse trabalho é semelhante ao de Almeida (2003), porém é aplicado individualmente por fase, pois o acoplamento magnético não é considerado. Utilizou-se um alimentador da Cosern (Companhia Energética do Rio Grande do Norte), com a finalidade de comparar o estimador proposto com o de Almeida (2003). Os resultados mostraram que a técnica apresenta resultados mais satisfatórios na estimação de módulo de corrente, porém o erro para potência reativa foi alto. O maior foi de aproximadamente 20%.

No trabalho de NANCHIAN, MAJUMDAR E PAL (2017), utilizou-se uma variação da metodologia de computação evolucionária, *particle swarm optimization* (PSO), para resolver o problema de otimização associado ao procedimento de estimação. Escolheu-se como variáveis de estado o módulo e ângulos de fase da tensão e também a posição dos TAPs dos transformadores. Os fluxos de potência foram escolhidos como medidas. Na metodologia proposta pelos autores, modelou-se a carga como sendo de potência, corrente e impedância constantes (modelo ZIP). As impedâncias mútuas e próprias foram calculadas com as equações de Carson.

1.3 Objetivos Gerais

Contribuir para o estado da arte da estimação de estado trifásica em redes de distribuição de energia elétrica, no que se refere ao desenvolvimento de um estimador trifásico cuja formulação é uma versão adaptada do trabalho de Monteiro (2010). As modificações em relação ao trabalho de Monteiro (2010) foram feitas na forma de ajuste das cargas, no cálculo do fator de potência associado às cargas, na determinação das seções de redução, e na determinação das variáveis de estado.

1.4 Objetivos específicos

1. Realizar uma revisão bibliográfica, a fim de analisar as metodologias de estimação de estado clássicas, bem como as mais recentes disponíveis na literatura.

2. Formular um método de estimação considerando a estimação de estado trecho a trecho.
3. Adaptar a técnica de ajuste de cargas em tempo real proposta por Almeida (2003) e Monteiro (2010), sendo essa uma das principais contribuições do trabalho.
4. Analisar o erro associado à metodologia desenvolvida de ajuste de cargas.
5. Validar a metodologia proposta considerando medidas reais de um alimentador da Cosern (NTU01J1).
6. Implementar o alimentador NTU01J1 em um programa de fluxo de carga, para uma condição particular de operação, de forma a obter, via simulação, medidas que também serão usadas para validar a metodologia de estimação proposta.
7. Comparar os resultados da metodologia proposta com os resultados de Monteiro (2010).

1.5 Estrutura do trabalho

Esta dissertação está organizada em 5 capítulos e dois apêndices, incluindo este capítulo introdutório, em que se apresentou uma breve contextualização sobre a estimação de estado, o estado da arte referente ao tema proposto e os objetivos gerais e específicos do trabalho.

No capítulo 2 mostra-se a formulação matemática do problema de estimação de estado, como também conceitos de observabilidade e de identificação de erros grosseiros. Por último, apresenta-se o método de fluxo de carga soma de potências, utilizado como um dos fundamentos deste trabalho.

No capítulo 3 são apresentadas as adaptações feitas no método de ajuste de cargas proposto em Almeida (2003) e Monteiro (2010). Além disso, será detalhado o procedimento para modelagem das incertezas associadas ao problema de estimação.

No capítulo 4 apresenta-se, inicialmente, um comparativo entre o método proposto e o de Monteiro (2010). Ainda nesse capítulo, a metodologia desenvolvida é testada considerando um sistema com medidas obtidas por meio de fluxo de carga. As discussões relacionadas aos resultados obtidos são expostas ao longo do capítulo.

No capítulo 5 são apresentadas as conclusões e também as propostas futuras para o aprimoramento da metodologia.

No apêndice A estão contidos os fundamentos estatísticos usados no trabalho.

No apêndice B encontram-se as informações a respeito do sistema simulado.

No apêndice C apresenta-se um exemplo numérico do método de estimação desenvolvido.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. Introdução

A Caracterização do estado operativo da rede é imprescindível para verificar se o sistema está operando de forma adequada. Para tanto, faz-se a verificação da equação (1) e das inequações (2) e (3). Estas fornecem as informações necessárias para determinar se todos os consumidores estão sendo atendidos, se nenhum equipamento está operando acima de seu limite de operação e qual a capacidade do sistema voltar para o estado de operação normal depois de uma contingência (BENEDITO, 2010).

$$g(x) = 0 \quad (1)$$

$$h(x) \leq 0 \quad (2)$$

$$s(x) \leq 0 \quad (2)$$

Em (1), (2) e (3):

$g(x)$: Restrição de carga.

$h(x)$: Restrição de operação.

$s(x)$: Restrição de segurança.

De acordo com Benedito (2010), o sistema pode estar operando de quatro formas:

- Normal e segura: Nenhuma das condições está sendo violadas, ou seja, trata-se da condição ideal de operação, em que todas as cargas e todos os equipamentos trabalham nos seus limites desejáveis.
- Normal e insegura: Todas as restrições de carga e operação são atendidas, porém nem todas as restrições de segurança são. De forma semelhante ao estado seguro, o sistema está intacto, com atendimento de toda a sua demanda e sem nenhuma violação de limites de operação, mas a ocorrência de pelo

menos uma das contingências listadas como possíveis poderá levar o sistema para o estado de emergência.

- **Emergência:** O que caracteriza o estado de emergência é a violação das restrições de operação. A emergência pode ser provocada por uma contingência e consequente desligamento de um ou mais componentes do sistema.
- **Restaurativa:** Esse estado é atingido quando uma emergência é eliminada por desligamento manual ou automático de partes do sistema, efetuado pelo centro de controle ou por dispositivos locais.

Os dispositivos de medição ao longo do sistema fornecem informações para verificação das equações e inequações (1), (2) e (3), porém imprecisões destes podem mascarar a exatidão da informação. Nesse contexto, o algoritmo de estimação de estado insere-se como uma metodologia estatística de processamento de dados, que fornece resultados com maior exatidão. Para sua aplicação, necessita-se escolher o tipo de medição e quais são as variáveis de estado. Comumente, pode-se fazer as seguintes escolhas para essas grandezas:

- **Variáveis de estado:**
 - Módulo e ângulo de fase das tensões nodais;
 - Módulo e ângulo de fase da relação de transformação dos transformadores.
- **Medidas**
 - Módulo e ângulo de fase das tensões nodais;
 - Potências ativas e reativas que fluem nos ramos ou injetadas nas barras;
 - Módulo de correntes que fluem nos ramos ou injetadas nas barras
 - Magnitude da relação de transformação dos transformadores

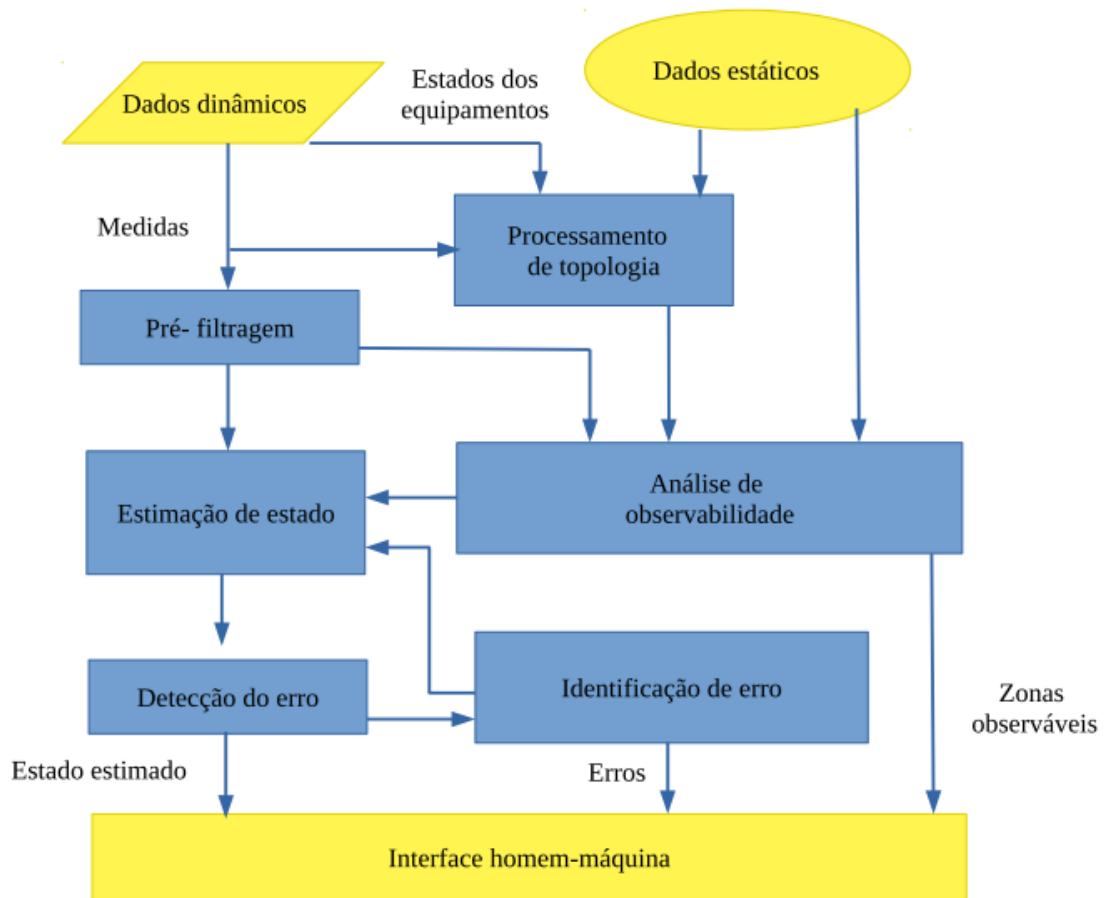
Um estimador de estado é capaz de indicar o estado mais provável de operação do sistema, uma vez que minimiza os erros associados às medidas. Essa minimização ocorre naturalmente ao se considerar um número elevado de medidas redundantes no processo de estimação. Por outro lado, ferramentas auxiliares que detectam, identificam e corrigem erros grosseiros também podem ser utilizadas a fim de melhorar o desempenho da estimação (MONTICELLI, 1999).

Conforme Abur e Exposito (2004), um processo de estimação de estado pode ser composto pelas seguintes etapas:

- 1) Pré-filtragem das medidas: É implementado um conjunto de verificações para detectar as medidas que são claramente erradas (magnitudes de tensões negativas, fluxos de potência inconsistentes com a realidade do sistema e outros).
- 2) Processamento de topologia: É construído um modelo elétrico da rede (barras elétricas, conectividade, ilhas não energizadas e outros) com as informações do estado dos dispositivos elétricos.
- 3) Análise de observabilidade: Verifica se o estado de todo o sistema pode ser determinado com as medidas disponíveis. Caso não seja, identifica a parte observável da rede.
- 4) Estimação de estado: Calcula o estado de operação mais provável da rede a partir do conjunto de medidas disponíveis.
- 5) Processamento de erros grosseiros: Baseado em propriedades estatísticas, detecta os erros de natureza não gaussiana. Caso exista redundância adequada, é possível retirar ou corrigir as medidas indesejáveis

A Figura 1 mostra esquematicamente como as diversas etapas que compõem o processo de estimação se relacionam.

Figura 1 – Relação entre as funcionalidades de um estimador de estado.



Fonte: Gómes e Expósito, Conejo e Canizares (2011)

2.2 Formulação matemática

De acordo com Schweppe e Wildes (1970), o problema de estimação de estado é formulado a partir de um sistema de equações não lineares sobredeterminado, que relaciona as grandezas medidas e as variáveis de estado conforme a equação (4).

$$\begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1 \\ h_2 \\ \vdots \\ h_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \vdots \\ e_m \end{bmatrix} \quad (4)$$

Em (4):

z_i : vetor de medições.

h_i : vetor de funções de medição.

e_i : vetor de erro associado às medidas.

Pelo fato de a dimensão das matrizes serem $m > n$, uma função objetivo $J(x)$ é formulada, baseada no método dos mínimos quadrados ponderados, conforme descrito na equação (5). A solução desse problema é, portanto, encontrada ao determinar o vetor de estado x que minimiza a função objetivo $J(x)$.

$$J(x) = \frac{(z - h)' R_z^{-1} (z - h)}{2} \quad (5)$$

Em (5):

R_z : Matriz de covariância.

A matriz de covariância é diagonal, possui dimensão $(m \times m)$ e é formada pela variância de cada elemento medido. Sua inversa é inserida na equação (5) para atribuir o grau de relevância de cada medida na solução do estimador. As medidas que tiverem um maior valor de variância terão um peso menor na solução final.

2.2.1 Métodos de solução através da equação normal de Gauss

A estimação de estado baseada no método dos mínimos quadrados ponderados recai em um problema de otimização que busca minimizar a função objetivo $J(x)$. Devido à natureza não linear das equações, que relacionam o vetor de medidas z com as variáveis de estado x , é necessário usar algum método iterativo de busca para determinar a solução que minimize a equação (5). As técnicas mais utilizadas são Newton Rhapson e Gauss Newton. Neste trabalho, será utilizada a solução por Gauss Newton, sendo esta detalhada a seguir.

Uma aproximação linear local das equações $h(x)$ é obtida com a série de Taylor, equação (6).

$$h(x + \Delta x) = h(x) + H(x)\Delta x \quad (6)$$

A equação (6) pode ser reescrita conforme a equação (7).

$$J(x) = (\Delta z - H(x)\Delta x)' R_z^{-1} (\Delta z - H(x)\Delta x) \quad (7)$$

Em (7):

$$\Delta z = z - h(x)$$

$$H(x) = \frac{\partial h}{\partial x}$$

Considerando a condição de otimalidade de primeira ordem, obtém-se:

$$\frac{\partial J(\Delta x)}{\partial x} = -(H(x))' R_z^{-1} (\Delta z - H(x)\Delta x) = 0 \quad (8)$$

Executando as manipulações matemáticas adequadas, obtém-se a equação (9).

$$G(x)\Delta x = R_z^{-1} (H(x))' R_z^{-1} (\Delta z) \quad (9)$$

Em (9):

$$G(x) = (H(x))' R_z^{-1} (x) H(x)$$

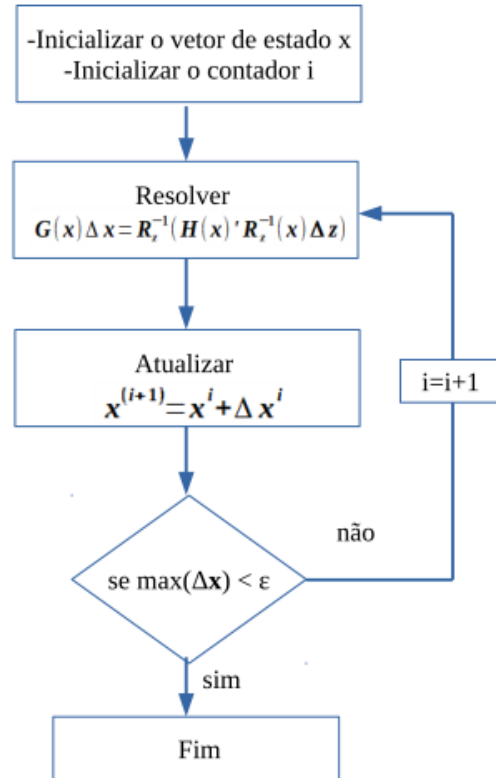
A matriz $G(x)$ chama-se matriz de ganho e precisa ser invertida em cada iteração. Por se tratar de um processo iterativo de busca, necessita-se atribuir valores iniciais para as variáveis de estado. Estes serão corrigidos por meio da solução da equação (9). O vetor de estado será atualizado com a equação (10), e o procedimento é executado até que a condição representada na equação (11) seja satisfeita.

$$x^{(i+1)} = x^i + \Delta x^i \quad (10)$$

$$\max(\Delta x) < \varepsilon \quad (11)$$

O fluxograma simplificado do algoritmo de estimação de estado com solução via equação normal de Gauss encontra-se na Figura 2.

Figura 2 – Fluxograma do algoritmo de estimação de estado



Fonte: Autoria própria

2.3 Análise de observabilidade

O problema de análise de observabilidade consiste em determinar se a quantidade de medidas disponíveis fornece informação suficiente para estimar o estado de todo o sistema. Antes do procedimento de estimação, essa análise é executada. Caso a quantidade de medidas disponíveis seja suficiente, então inicializa-se o procedimento de estimação, senão uma das medidas a seguir precisam ser tomadas:

1. Identificação das ilhas observáveis: Consiste em determinar em quais regiões do sistema a estimação pode ser executada. As regiões observáveis são obtidas com algoritmos de análise de observabilidade topológica e numérica.

2. Restauração da observabilidade: A observabilidade pode ser restaurada através da inserção de medidas obtidas de histórico da carga. Esse tipo de medida chama-se pseudomedida.

Um sistema com n variáveis de estado e m medidas é dito observável se $m \geq n$, portanto é fundamental que exista pelo menos n medições independentes (GÓMES, EXPÓSITO, CONEJO E CAÑIZARES, 2011). O grau de redundância global é definido por uma relação chamada de fator de redundância global, definida na equação (12).

$$\rho = \frac{m}{n} \quad (12)$$

A redundância não é característica obrigatória para estimação de estado, porém é crucial para a detecção e identificação de erros grosseiros (PEREIRA, 2015). Outro fator importante é a localização das medidas, visto que um sistema pode ter um nível de redundância global alto, porém com locais onde este índice seja baixo.

A análise de observabilidade pode ser realizada off-line, antes da instalação dos medidores, com o objetivo de verificar se a configuração destes está adequada para estimar o estado de todo o sistema. Caso o sistema não seja observável, pode-se mudar o arranjo do conjunto de medição (ISMAIL NETO, 2017). É importante que essa análise seja feita continuamente, pois falhas de comunicação e perda de medidores por defeito podem tirar a observabilidade da rede (ABUR, EXPOSITO, 2014).

2.4. Identificação de erros grosseiros

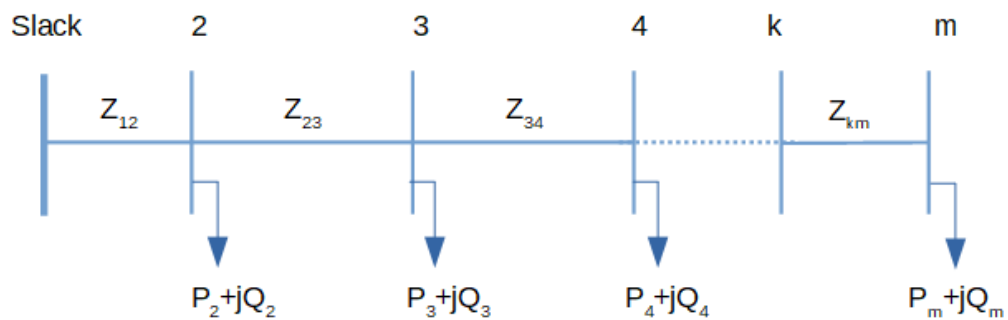
A exatidão e confiabilidade de qualquer metodologia de estimação de estado depende da qualidade das medidas geradas pelos dispositivos de medição. Então, apesar dos estimadores possuírem a característica de mitigar o erro inerente ao processo de medição por meio da redundância, existem as situações em que somente alguns testes, como os de resíduo normalizado e qui-quadrado, são capazes de identificar as medidas errôneas oriundas de falhas em canais de comunicação, defeitos nos dispositivos de medição e outros (GÓMES E EXPÓSITO, CONEJO, CANIZARES, 2011).

2.5 Fluxo de carga com o método soma de potências

Trata-se de um método de fluxo de carga voltado para sistemas radiais, proposto por Cespedes (1990). Neste trabalho, utilizou-se esse método para obter medidas e pseudomedidas de redes de distribuição que foram utilizadas para validação do estimador de estado proposto.

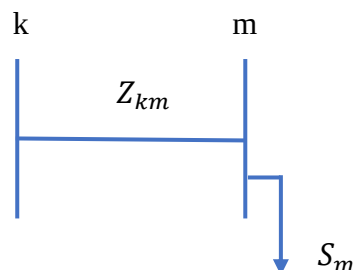
De forma geral, o método de fluxo de carga soma de potências consiste em reduzir um sistema radial de m barras, Figura 3, em $m-1$ circuitos equivalentes, onde cada um é resolvido de forma individual, Figura 4.

Figura 3 – Sistema de distribuição radial



Fonte: Autoria própria

Figura 4 – Circuito equivalente



Fonte: Autoria própria

O circuito equivalente da Figura 4 é composto por duas barras, sendo a barra k, barra de referência, e m, a barra de carga, que é composta pelo somatório de todas as potências a jusante. Esse circuito é resolvido de forma direta mediante a solução

de uma equação biquadrada que fornece o módulo de tensão, conforme a equação (13). O ângulo de fase pode ser obtido a partir da equação (14).

$$V_m^4 + [2(P_m R_{km} + Q_m X_{km}) - V_k^2]V_m^2 + (P_m^2 + Q_m^2)(R_{km}^2 + X_{km}^2) = 0 \quad (13)$$

$$\theta_m = \theta_k - \arcsin\left(\frac{R_{km}Q_m - X_{km}P_m}{V_k V_m}\right) \quad (14)$$

Em (13) e (14):

V_m : módulo da tensão na barra m.

P_m : somatório de potência ativa na barra m.

Q_m : somatório de potência reativa na barra m.

R_{km} : resistência entre as barras k e m.

X_{km} : reatância na seção km.

A equação (13) é aplicada em todos os ramos do sistema elétrico, partindo do valor medido da subestação até a última barra. De forma geral, a metodologia consiste na realização das etapas seguintes:

1. Assumir o módulo de tensão e as perdas nos ramos como 1 pu e 0 kW respectivamente;
2. Determinar os circuitos equivalentes mediante a obtenção do somatório de potências das cargas em cada barra. Essa etapa chama-se *backward sweep* e começa do último nó e termina na subestação;
3. Calcular o módulo de tensão em cada barra utilizando os circuitos equivalentes obtido na etapa anterior. Essa etapa chama-se *forward sweep*, começa na subestação e termina na última barra de carga. Em cada iteração as perdas são atualizadas com a equação (15).

$$S_{perdas_{km}} = Z_{km} \frac{(P_m^2 + Q_m^2)}{V_m^2} \quad (15)$$

4. Executar a etapa 2 e 3 até que a diferença das perdas calculadas entre duas iterações sucessivas seja menor que uma tolerância pré-estabelecida.

3. METODOLOGIA

3.1 Introdução

Este capítulo trata da metodologia de estimação de estado desenvolvida neste trabalho, que consiste em uma adaptação do estimador de estado trifásico soma de potências proposto por Monteiro (2010). Os tópicos seguintes detalham a determinação das pseudomedidas, o cálculo das variâncias e o algoritmo de estimação.

3.2 Determinação das pseudomedidas

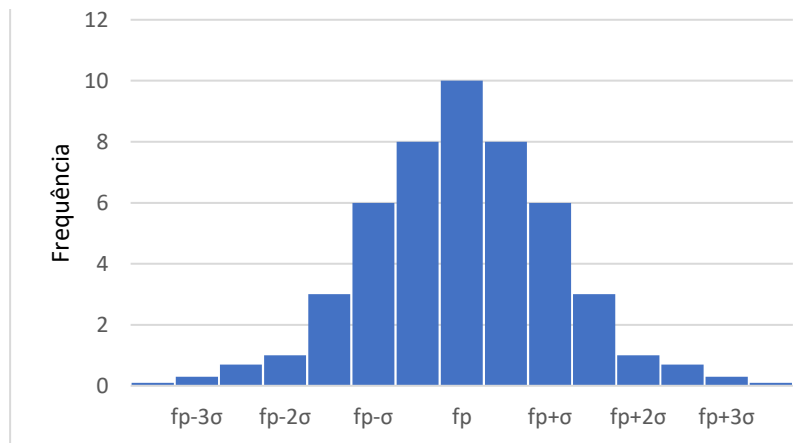
Devido à quantidade limitada de medidores, não é possível estimar o estado de sistemas de distribuição somente com valores medidos (LI, 1996). Por essa razão, é necessário utilizar pseudomedidas, as quais podem ser obtidas a partir das medidas existentes e/ou dados históricos de carga. Como nem sempre as pseudomedidas obtidas refletem o estado de operação real do sistema, torna-se necessário utilizar um esquema para ajuste de cargas, que possibilite uma representação mais provável destas em tempo real.

A metodologia de ajuste de cargas deste trabalho consiste de 3 etapas. Na primeira, obtém-se o fator de potência de cada carga. Em seguida, faz-se o ajuste trifásico de cargas a partir do fator de utilização, e, por último, determina-se o fator de desbalanceamento a partir das correntes medidas em cada fase.

Ao simular o sistema NTU01J1 da Companhia Energética do Rio Grande do Norte (Cosern), notou-se inconsistências entre os fatores de potência do conjunto de dados e os medidos. Dessa maneira, propôs-se um ajuste para o fator de potência em tempo real. Para isso, utilizou-se uma variável aleatória discreta com distribuição de probabilidade normal para descrever o fator de potência mais provável das cargas. O valor médio da variável da distribuição de probabilidade foi admitido como sendo igual ao do medidor, e o desvio padrão foi obtido por meio de testes simulando o alimentador NTU01J1 para diversas situações. Assim, o desvio padrão adotado neste trabalho para ajuste do fator de potência foi aquele que contribuiu para estimações

mais exatas nas simulações realizadas, sendo igual 0,025. A Figura 5 mostra a distribuição de probabilidade considerada.

Figura 5 – Curva de distribuição de probabilidade para o fator de potência



Fonte: Autoria própria

A distribuição ilustrada na Figura 5 foi escolhida pelo fato de seu valor esperado ser igual à média do conjunto de dados (ver a prova no Apêndice A.1). Essa característica é útil, pois a média do fator de potência de todas as cargas será igual ao fator de potência do medidor. O ajuste do fator de potência será executado por região, conforme a Figura 6.

Neste trabalho, o fator de utilização proposto em Almeida (2003) foi adaptado conforme a equação (16). Na adaptação, as perdas das linhas de distribuição foram consideradas. A vantagem em considerar as perdas é que somente o valor da potência consumida pelas cargas será usado para fazer o ajuste das pseudomedidas de consumo de potência. As perdas são consideradas zero inicialmente e posteriormente são determinadas durante o procedimento de estimação. O ajuste do fator de utilização também é feito por região, conforme a Figura 6.

$$f_{u_{i,j}} = \frac{\sum_{s=a,b,c} (V_i^s I_i^s - V_j^s I_j^s - \text{perdas}_{i,j}^s)}{\left| \frac{1}{f_{divT}} \sum_{k=i}^j S_{Tk} + \frac{1}{f_{divGA}} \sum_{k=i}^j S_{GAk} \right|} \quad (16)$$

Em (16):

$f_{u_{i,j}}$: fator de utilização entre os medidores i e j .

$perdas_{i,j}$: perdas entre os medidores i e j .

V_i^s : módulo de tensão no medidor i e na fase s .

I_i^s : módulo de corrente no medidor i e na fase s .

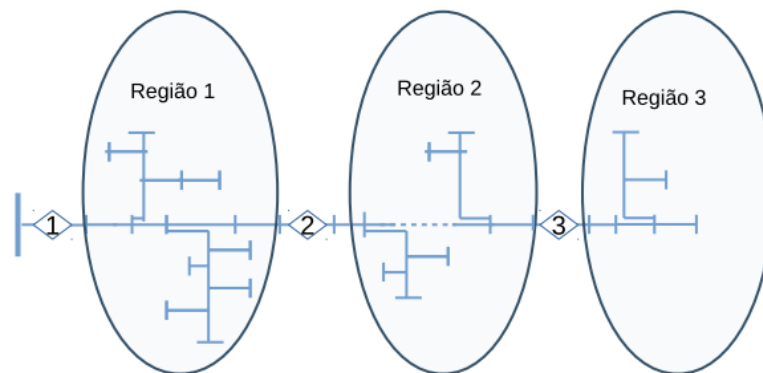
S_{Tk} : potência nominal de um transformador de distribuição k .

S_{GAk} : potência nominal de um transformador k de consumidor do grupo A.

f_{divT} : fator de diversidade dos transformadores de distribuição.

f_{divGA} : fator de diversidade dos consumidores do grupo A.

Figura 6 – Alimentador de distribuição com as regiões de ajuste de carga



Fonte: Autoria própria

Para determinar o consumo individual, por fase, será utilizado o fator que foi proposto no trabalho de Monteiro (2010), chamado de fator de desbalanceamento, o qual é definido de acordo com a equação (17).

$$fd_i^s = \frac{I_i^s}{\sum_{j=a,b,c} I_i^j} \quad (17)$$

Em (17):

fd_i^s : fator de desbalanceamento da fase s e medidor i .

I_i^s : Módulo de corrente do medidor i e fase s .

As relações matemáticas definidas nas expressões (18) a (21) são importantes para entender o método de ajuste de consumo por fase.

$$S_{consumido} = fuS_n = S_a + S_b + S_c \quad (18)$$

$$S_a = fd^a S_n = \frac{I^a}{I^a + I^b + I^c} S_n \quad (19)$$

$$S_b = fd^b S_n = \frac{I^b}{I^a + I^b + I^c} S_n \quad (20)$$

$$S_c = fd^c S_n = \frac{I^c}{I^a + I^b + I^c} S_n \quad (21)$$

Em (18) a (21):

S_n : potência nominal.

Depois de obter os fatores de potência, os fatores de utilização e os fatores de desbalanceamento, determinam-se as pseudomedidas. Estas são calculadas de forma diferente para os transformadores de distribuição e consumidores do grupo A, uma vez que os transformadores de distribuição são descritos pela potência nominal, e os consumidores do grupo A pela demanda máxima. Dessa forma, utilizam-se as seguintes relações para determinação das potências ativa e reativa associadas a cada tipo de transformador:

- Transformadores de distribuição

$$P_{Trafo,i}^s = fu \cdot fd^s \cdot S_{n,i} \cdot fp_i \quad (22)$$

$$Q_{Trafo,i}^s = fu \cdot fd^s \cdot S_{n,i} \cdot Sfp_i \quad (23)$$

Em (22) e (23):

$$Sfp_i = \sqrt{(1 - fp_i^2)}$$

P_i^s : potência ativa consumida pela fase s do transformador i .

Q_i^s : potência reativa consumida pela fase s do transformador i .

fu : fator de utilização.

fd^s : fator de desequilíbrio da fase s .

$S_{n,i}$: potência nominal do transformador i .

fp_i : fator de potência do transformador i (obtido por ajuste em tempo real).

- Transformadores de consumidores do grupo

$$P_{GA,i}^s = fu \cdot fd^s \cdot P_{m,i} \quad (24)$$

$$Q_{GA,i}^s = fu \cdot fd^s \cdot Q_{m,i} \quad (25)$$

Em (24) e (25):

$P_{m,i}$: potência ativa máxima consumida.

$Q_{m,i}$: potência reativa máxima consumida.

As cargas que representam os consumidores do grupo A serão consideradas equilibradas, portanto, o fator de desbalanceamento será igual a 1/3 em todas as fases.

3.3 Modelagem da incerteza

Neste trabalho serão utilizadas medidas e pseudomedidas na formulação do estimador de estado. Por se tratar de uma rede de distribuição, o número de pseudomedidas é maior que o número de medidas, então, mesmo possuindo um grau de incerteza maior, as pseudomedidas contribuem significativamente para a solução final da estimação.

O erro sistemático instrumental resulta da calibração do instrumento (VUOLO, 1993), e pode ser obtido a partir da acurácia que se encontra no manual de instruções do equipamento. A partir da acurácia, é possível determinar o limite máximo do erro (ALMEIDA, 2003). A equação (26) relaciona o limite de erro com o desvio padrão, considerando um nível de confiança de aproximadamente 95% caso o erro apresente uma distribuição normal. Admitindo que o limite de erro se relaciona com a acurácia conforme a equação (27), então a variância de qualquer medida é dada pela equação (28).

$$\sigma_r = \frac{L}{2} \quad (26)$$

$$L = ac \ g_{med} \quad (27)$$

Em (26) e (27):

σ_r : variância sistemática.

ac : acurácia do dispositivo de medição, em porcentagem.

g_{med} : grandeza medida.

L : limite de erro da medida.

$$\sigma_r^2 = ac^2 \left(\frac{g_{med}}{200}\right)^2 \quad (28)$$

Para determinar a variância do módulo de tensão em todas as barras será usada a equação (29), definida e detalhada em Almeida (2003). Com essa equação é possível determinar a variância em uma barra $i+1$ a partir dos valores de variância em uma barra i .

$$\sigma_{i+1}^2 = \left(\frac{V_i}{V_{i+1}}\sigma_i\right)^2 \quad (29)$$

Em (29):

σ_i : desvio padrão em uma barra i .

σ_{i+1} : desvio padrão em uma barra $i+1$.

V_i : módulo de tensão em uma barra i .

V_{i+1} : módulo de tensão em uma barra $i+1$.

Analisando a equação (29), percebe-se que os alimentadores longos terão um grau de incerteza maior, visto que a tensão estimada numa barra $i+1$ terá seu valor menor que na barra i , em cada iteração.

Para a determinação da variância associada ao consumo de cada carga (equações (22) a (25)), será usada a teoria da propagação de incertezas. Uma explanação sobre essa teoria encontra-se no Apêndice A2. A equação geral da propagação de incertezas está descrita na equação (30).

$$\sigma_w^2 = \left(\frac{\partial w}{\partial x}\right)^2 \sigma_x^2 + \left(\frac{\partial w}{\partial y}\right)^2 \sigma_y^2 + \left(\frac{\partial w}{\partial z}\right)^2 \sigma_z^2 \quad (30)$$

O desvio padrão das variáveis independentes contidas nas equações (22) a (25) é obtido a partir da combinação da equação (26) com as equações (31) a (35), descritas a seguir.

$$L_{fu} = kfu \cdot fu \quad (31)$$

$$L_{fd} = kfd \cdot fd \quad (32)$$

$$L_{fp} = kfp \cdot fp \quad (33)$$

$$L_{PGA} = kD_m \cdot P_m \quad (34)$$

$$L_{QGA} = kD_m \cdot Q_m \quad (35)$$

As equações (31) a (35) fornecem os desvios máximos (limites de erro) das variáveis de estudo, e podem ser descritas simplificadaamente conforme a equação (36).

$$L_{var} = k_{var} \cdot var \quad (36)$$

Em (36):

L_{var} : desvio máximo ou limite de erro de uma variável de estudo.

k_{var} : fator de desvio máximo de uma variável de estudo.

var : variável de estudo.

Portanto, as variâncias para os transformadores de distribuição serão determinadas a partir das equações (37) e (38), e as variâncias dos consumidores do grupo A serão calculadas a partir das equações (39) e (40).

$$(\sigma_{P_i^s}^s)^2 = (P_{Trafo,i}^s)^2 \left[\left(\frac{kfu}{2} \right)^2 + \left(\frac{kfd^s}{2} \right)^2 + \left(\frac{kfp}{2} \right)^2 \right] \quad (37)$$

$$(\sigma_{Q_i^s}^s)^2 = (Q_{Trafo,i}^s)^2 \left[\left(\frac{kfu}{2} \right)^2 + \left(\frac{kfd^s}{2} \right)^2 + \left(\frac{kfp f p^2}{2 S_{ifp^2}} \right)^2 \right] \quad (38)$$

$$(\sigma_{P_i^s}^s)^2 = (P_{GA,i}^s)^2 \left[\left(\frac{kfu}{2} \right)^2 + \left(\frac{kfd^s}{2} \right)^2 + \left(\frac{kP_m}{2} \right)^2 \right] \quad (39)$$

$$(\sigma_{Q_i^s}^s)^2 = (Q_{GA,i}^s)^2 \left[\left(\frac{kfu}{2} \right)^2 + \left(\frac{kfd^s}{2} \right)^2 + \left(\frac{kQ_m}{2} \right)^2 \right] \quad (40)$$

Neste trabalho, as incertezas associadas às perdas nas linhas também foram consideradas no processo de estimação, diferentemente de Almeida (2003). Dessa forma, as variâncias das perdas na linha foram calculadas usando a equação de propagação de incertezas aplicada a equação (15), resultando nas equações (41) e (42). Vale salientar que essas variâncias são atualizadas durante o processo iterativo de estimação.

$$\sigma_{P_{perdas}}^2 = 4R_{ij}^2 \left[\left(\frac{P_j}{V_j^2} \right)^2 \sigma_{P_j}^2 + \left(\frac{Q_j}{V_j^2} \right)^2 \sigma_{Q_j}^2 + \left(\frac{P_j + Q_j}{V_j^3} \right)^2 \sigma_{V_j}^2 \right] \quad (41)$$

$$\sigma_{Q_{perdas}}^2 = 4X_{ij}^2 \left[\left(\frac{P_j}{V_j^2} \right)^2 \sigma_{P_j}^2 + \left(\frac{Q_j}{V_j^2} \right)^2 \sigma_{Q_j}^2 + \left(\frac{P_j + Q_j}{V_j^3} \right)^2 \sigma_{V_j}^2 \right] \quad (42)$$

Em (41) e (42):

σ_{P_j} : desvio padrão da potência ativa na barra j .

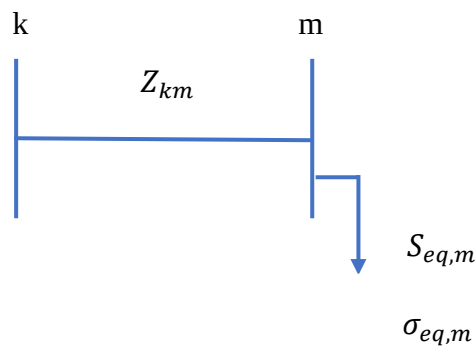
σ_{Q_j} : desvio padrão da potência reativa na barra j .

σ_{V_j} : desvio padrão do módulo de tensão na barra j .

3.4 Estimador de estado trifásico

O estimador de estado trifásico proposto neste trabalho se diferencia do de Monteiro (2010) em relação a quantidade de seções de redução e em relação aos tipos de medidas e variáveis de estado utilizadas. A metodologia de Almeida (2003) pode estimar até três seções de redução por vez. A deste trabalho, como no método soma de potências, executa a estimação de estado seção a seção, Figura 7.

Figura 7 – Seção de redução



Fonte: Autoria própria

Na Figura 7, os nós k e m são chamados de barra de referência e barra de carga, respectivamente. O primeiro é composto pelo valor de módulo de tensão e ângulo de fase, medidos ou estimados em uma seção anterior. No segundo, está conectado o somatório de todas as potências das cargas a jusante com suas respectivas variâncias.

O vetor de medições \mathbf{z} é formado pela tensão na barra de referência e pela potência na barra de carga, todas em coordenadas retangulares. Dessa forma, o vetor de medição para uma fase s terá a forma descrita na equação (43).

$$\mathbf{z}_i^s = [V_{m,r}^s, V_{m,i}^s, P_m^s, Q_m^s]^T \quad (43)$$

Em (43):

$V_{m,r}^s$: parte real da tensão na barra k e fase s .

$V_{m,i}^s$: parte imaginária da tensão na barra k e fase s .

P_m^s : potência ativa na barra m e fase s.

Q_m^s : potência reativa na barra m e fase s.

As variáveis de estado escolhidas neste trabalho foram os módulos e os ângulos de fase de tensão na barra m, para as fases a, b e c. Dessa forma, o vetor de estado será:

$$\mathbf{x} = [\theta_m^a, \theta_m^b, \theta_m^c, V_m^a, V_m^b, V_m^c] \quad (44)$$

O vetor \mathbf{h} de equações, que relacionam as medidas com as variáveis de estado, é dado por:

$$\text{real}(V_i^s) \rightarrow h(1) = \text{real}[\overline{V_m^a} + Z_{km}^{aa} \text{conj}(\frac{S_m^a}{V_m^a})] \quad (45)$$

$$\text{real}(V_i^b) \rightarrow h(2) = \text{real}[\overline{V_m^b} + Z_{km}^{bb} \text{conj}(\frac{S_m^b}{V_m^b})] \quad (46)$$

$$\text{real}(V_i^c) \rightarrow h(3) = \text{real}[\overline{V_m^c} + Z_{km}^{cc} \text{conj}(\frac{S_m^c}{V_m^c})] \quad (47)$$

$$\text{imag}(V_i^a) \rightarrow h(4) = \text{imag}[\overline{V_m^a} + Z_{km}^{aa} \text{conj}(\frac{S_m^a}{V_m^a})] \quad (48)$$

$$\text{imag}(V_i^b) \rightarrow h(5) = \text{imag}[\overline{V_m^b} + Z_{km}^{bb} \text{conj}(\frac{S_m^b}{V_m^b})] \quad (49)$$

$$\text{imag}(V_i^c) \rightarrow h(6) = \text{imag}[\overline{V_m^c} + Z_{km}^{cc} \text{conj}(\frac{S_m^c}{V_m^c})] \quad (50)$$

$$P^a \rightarrow h(7) = \text{real}[\overline{V_m^a} \text{conj}((Y_{km}^a (\overline{V_k^a} - \overline{V_m^a})))] \quad (51)$$

$$P^b \rightarrow h(8) = \text{real}[\overline{V}_m^b \text{conj}((Y_{km}^b(\overline{V}_k^b - \overline{V}_m^b)))] \quad (52)$$

$$P^c \rightarrow h(9) = \text{real}[\overline{V}_m^c \text{conj}((Y_{km}^c(\overline{V}_k^c - \overline{V}_m^c)))] \quad (53)$$

$$Q^a \rightarrow h(10) = \text{imag}[\overline{V}_m^a \text{conj}((Y_{km}^a(\overline{V}_k^a - \overline{V}_m^a)))] \quad (54)$$

$$Q^b \rightarrow h(11) = \text{imag}[\overline{V}_m^b \text{conj}((Y_{km}^b(\overline{V}_k^b - \overline{V}_m^b)))] \quad (55)$$

$$Q^c \rightarrow h(12) = \text{imag}[\overline{V}_m^c \text{conj}((Y_{km}^c(\overline{V}_k^c - \overline{V}_m^c)))] \quad (56)$$

Em (45) a (54):

\overline{V}_m^s : fasor de tensão numa barra m, na fase s.

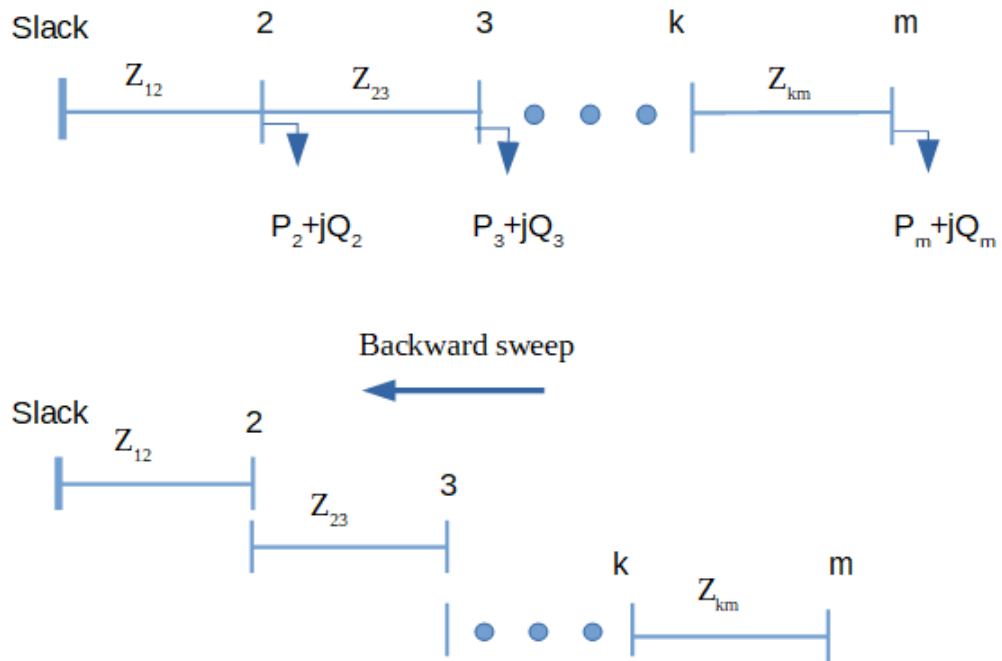
Z_{km}^{ss} : impedância complexa entre duas barras k e m, na fase s.

Y_{km}^{ss} : admitância complexa entre duas barras k e m, na fase s.

S_m^s : potência complexa na barra m, na fase s.

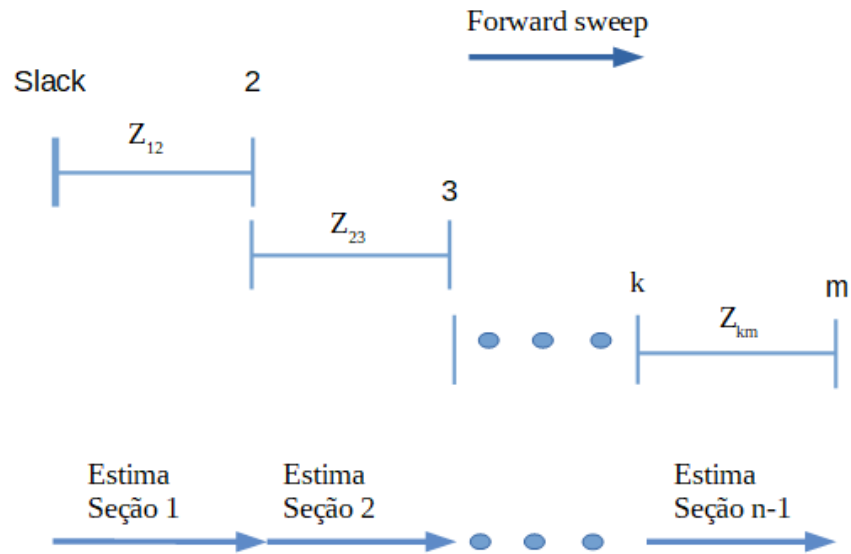
O algoritmo de estimação desenvolvido é aplicado em 2 passos: no primeiro, são determinados os circuitos equivalentes de carga (etapa *backward sweep*), enquanto no segundo, são determinados o módulo e o ângulo de fase em cada barra (etapa *forward sweep*). Esse procedimento será aplicado até que a diferença entre as perdas nas linhas entre duas iterações sucessivas seja menor que um valor de tolerância especificada.

Na primeira parte do algoritmo, o sistema radial composto por m barras é dividido em m-1 circuitos equivalentes de carga conforme apresentado na Figura 8. Essa etapa é executada do sentido da última barra até a subestação.

Figura 8 – Etapa *Backward sweep*

Fonte: Autoria própria

Depois da determinação dos $m-1$ circuitos equivalentes, executa-se o processo de estimação de estado individualmente, para cada circuito. Esse procedimento começa na subestação e termina na última barra de carga. A Figura 9 ilustra o procedimento. Como geralmente existe medição de módulo de tensão somente na barra da subestação, a primeira seção é estimada com medida real, e as demais são estimadas com valores de módulos de tensão estimados em seções anteriores.

Figura 9 – Circuitos equivalentes da etapa *forward sweep*

Fonte: Autoria própria

Como no trabalho de Cespedes (1990), o critério de convergência do estimador proposto dependerá das perdas nas linhas de distribuição, equação (57).

$$\sum_{s=a,b,c} (P_{perdas_{i+1}^s} - P_{perdas_i^s}) + \sum_{s=a,b,c} (Q_{perdas_{i+1}^s} - Q_{perdas_i^s}) < \delta \quad (57)$$

Em (57):

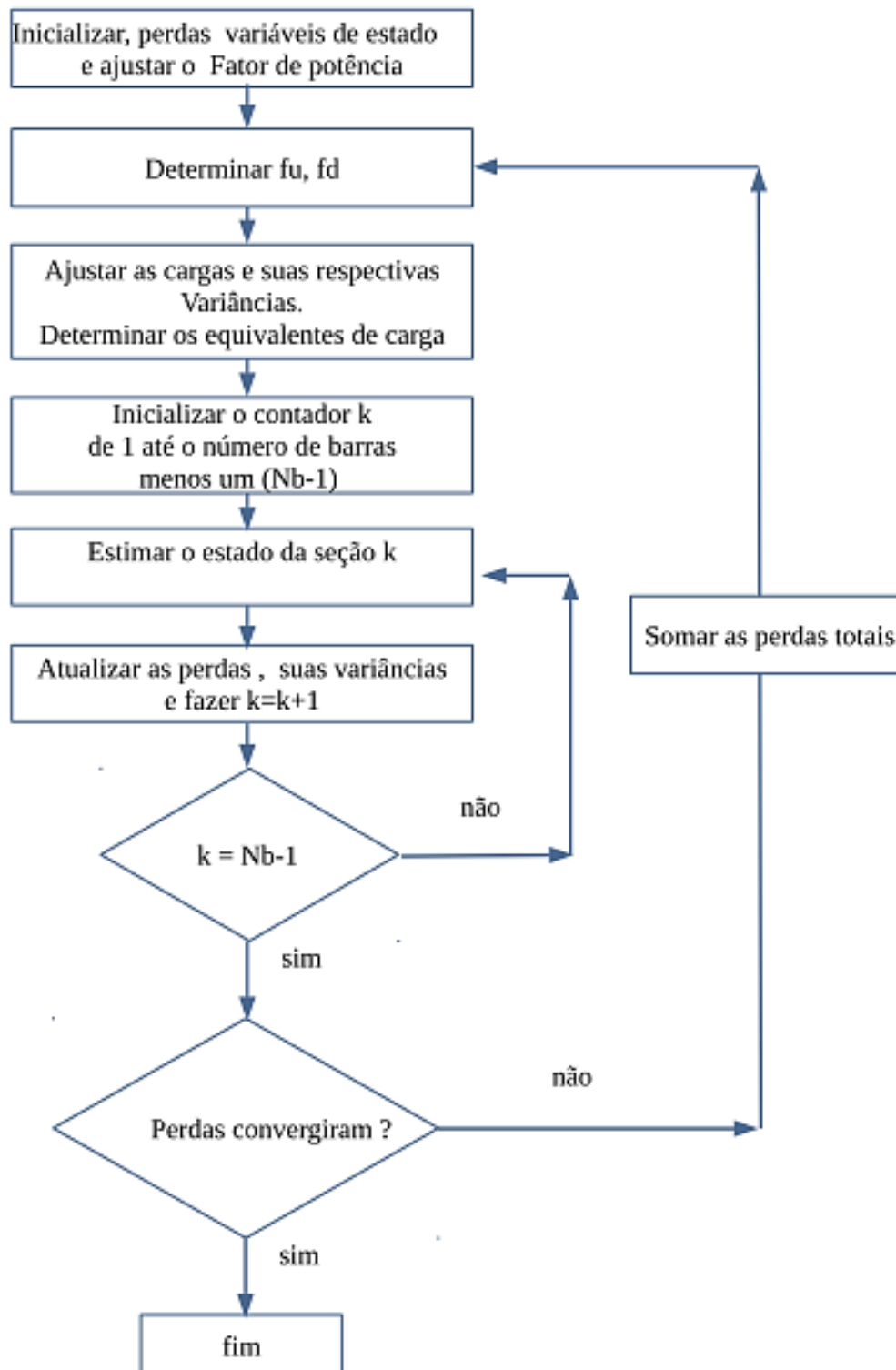
$P_{perdas_i^s}$: perdas de uma fase s calculadas numa iteração i .

$Q_{perdas_i^s}$: potência reativa dissipada nos ramos para uma fase s em uma iteração i .

δ : tolerância.

A metodologia desenvolvida neste trabalho está representada no fluxograma da Figura 10. Para melhor entendimento da metodologia de estimação proposta, um exemplo numérico encontra-se resolvido no Apêndice C.

Figura 10 – Fluxograma do algoritmo proposto



Fonte: Autoria própria

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo apresenta os resultados que foram obtidos a partir do uso da metodologia de estimação de estado proposta. Inicialmente, usou-se o alimentador NTU01J1 da COSERN para comparar o estimador de estado desenvolvido neste trabalho com o de Monteiro (2010). Nessa etapa, realizou-se a comparação dos valores estimados com os obtidos por medição. Também se avaliou a velocidade computacional por intermédio da contagem da quantidade de iterações das duas metodologias.

Posteriormente, simulou-se o alimentador NTU01J1 com a metodologia de fluxo de carga soma de potências, para uma condição particular de operação. Para isso, considerou-se que as cargas apresentam um perfil de consumo semelhante a uma distribuição de probabilidade específica. Dessa forma, foi possível avaliar o desempenho tanto da metodologia de ajuste de carga como da técnica de estimação.

O erro para os dois casos foi calculado de acordo com a equação (58).

$$erro_{absoluto} = \frac{|Valor_{medido} - Valor_{estimado}|}{Valor_{medido}} \quad (58)$$

Em (58):

$erro_{absoluto}$: erro absoluto, em porcentagem.

$Valor_{medido}$: valor obtido por meio de medição ou simulação de fluxo de carga.

$Valor_{estimado}$: valor obtido por estimação.

As constantes consideradas para aplicação da metodologia encontram-se na Tabela 1.

Tabela 1– Fatores utilizados para aplicação da metodologia

Fatores	Valor, em porcentagem
kfd	5
kfu	20
kfp	5
$k_{p,m}$	5
$k_{Q,m}$	5
$f_{div,T}$	100
$f_{div,GA}$	110

Fonte: Autoria própria

Os testes foram executados no software Scilab, versão 6.0.1.

4.1 Sistema real

Utilizou-se os valores fornecidos pelos medidores alocados nas barras 1, 33 e 84, do alimentador NTU01J1, para comparar o desempenho entre os estimadores. Para a metodologia proposta simulou-se o mesmo caso 30 vezes, pois esta usa uma técnica estatística para determinar o fator de potência das cargas. Os resultados obtidos são apresentados nas Tabelas 2, 3 e 4.

Tabela 2– Erro absoluto para tensões e correntes estimadas

Chave	Fase	Módulo de Corrente (%)			Módulo de tensão (%)		
		Método proposto		Monteiro (2010)	Método proposto		Monteiro (2010)
		Desvio padrão	Média		Desvio padrão	Média	
CH1	a	0,04%	0,13%	1,48%	-	-	-
	b	0,04%	0,99%	4,25%	-	-	-
	c	0,05%	3,80%	4,19%	-	-	-
CH2	a	0,01%	0,63%	4,09%	0,00%	3,22%	3,57%
	b	0,01%	0,82%	2,53%	0,00%	3,23%	3,57%
	c	0,02%	4,27%	2,89%	0,00%	4,83%	5,17%
CH3	a	0,01%	1,75%	7,50%	0,00%	0,27%	0,62%
	b	0,01%	1,51%	9,16%	0,00%	0,28%	0,62%
	c	0,02%	1,00%	15,00%	0,00%	0,31%	0,64%

Fonte: Autoria própria

Tabela 3– Erro absoluto para potências estimadas

Chave	Fase	Potência ativa (%)			Potência reativa (%)		
		Proposta		Monteiro (2010)	Proposta		Monteiro (2010)
		Desvio padrão	Média		Desvio padrão	Média	
CH1	a	0,24%	7,95%	1,81%	1,11%	13,86%	0,33%
	b	0,24%	4,76%	4,56%	1,15%	17,76%	2,51%
	c	0,28%	6,90%	4,55%	1,34%	31,95%	2,21%
CH2	a	0,28%	12,00%	10,04%	1,01%	4,63%	17,44%
	b	0,28%	12,17%	10,09%	0,84%	1,54%	17,49%
	c	0,29%	9,69%	16,87%	1,17%	9,91%	20,45%
CH3	a	0,62%	13,85%	3,42%	2,18%	14,35%	5,66%
	b	0,62%	13,63%	3,95%	2,19%	14,15%	5,84%
	c	0,62%	13,40%	4,31%	2,19%	13,92%	5,95%

Fonte: Autoria própria

Tabela 4 – Cálculo das perdas

Chave	Fase	Perdas ativas (kW)			Perdas reativa (kVAr)		
		Proposta		Monteiro (2010)	Proposta		Monteiro (2010)
		Desvio padrão	Média		Desvio padrão	Média	
CH1	A	0,0049797	5,7736522	5,319	0,005166	9,9761364	9,39
	B	0,0048847	5,5785847	5,29	0,0052148	9,6340344	9,34
	C	0,0044909	4,9719181	4,5	0,0056219	8,6404774	8,01

Fonte: Autoria própria

Para comparar o tempo computacional, contou-se a quantidade de iterações dos métodos, Tabela (5). Foi considerando um critério de convergência de 10^{-5} .

Tabela 5 – Desempenho computacional

Descrição	Proposta	Monteiro (2010)	Método proposto/Monteiro (2010)
	Valor médio		
Número total de iterações	1570	453	3,47
Número de seções de redução	103	66	1,56
Número médio de iterações por seção	2,53	2,29	1,10

Fonte: Autoria própria

Ao comparar as metodologias, verificou-se que o método proposto obteve vantagem na estimação de módulo de corrente e tensão em relação ao trabalho de Monteiro (2010). Porém, sua exatidão foi menor para a estimação do fluxo de potência ativa e reativa. Uma hipótese possível para explicar essa deficiência é a escolha da distribuição de probabilidade.

Em relação ao desempenho computacional, constatou-se que o método deste trabalho apresentou uma quantidade de iterações maior. Isso se deve à diferença entre as duas metodologias, visto que neste trabalho, as perdas são igualadas a zero, no início do procedimento, para posteriormente serem determinadas durante o processo de estimação. Por isso, todo o sistema precisa ser estimado mais de uma vez. Já Monteiro (2010) considera o fluxo de potência ativa na subestação como variável de estado e desconta as perdas ao longo do alimentador. Dessa forma, o estado de todo do sistema precisa ser estimado somente uma vez.

4.2 Sistema Simulado

Criou-se uma situação particular de operação para o alimentador NTU01J1 com a finalidade de utilizá-lo como caso de teste para ser simulado com um programa de fluxo de carga. Para isso, considerou-se que os consumidores possuem um perfil de consumo equivalente a uma distribuição normal. Cada consumo de potência, por fase, foi obtido a partir da equação (59).

$$c_{is} = ft_i \cdot fm_{is} \cdot c_i \quad (59)$$

Em (59):

c_{is} : consumo monofásico na barra i e uma fase s .

ft_i : fator trifásico na barra i .

fm_{is} : fator monofásico numa barra i e uma fase s .

$S_{n,i}$: potência nominal trifásica numa barra de uma carga em uma barra i .

Tanto o fator trifásico como o monofásico, equação (59), foram obtidos por meio de variáveis aleatórias discretas que obedecem a uma distribuição de probabilidade normal. Para o primeiro fator, criou-se uma distribuição com média igual a 1,0 e desvio padrão 0,1. Como o segundo fator tem a finalidade de determinar o consumo por fase, três distribuições de probabilidade normais foram consideradas. Os valores da média adotados para as fases a, b, e c foram respectivamente 0,38, 0,36 e 0,33. Considerou-se um desvio padrão de 0,02 igual para todas as distribuições.

Para execução do procedimento do parágrafo anterior, utilizou-se a função *grand* do software *Scilab*. Esta tem a capacidade de gerar matrizes de valores randômicos que obedecem a alguma distribuição de probabilidade.

Depois de obtido o caso teste, simulou-se o fluxo de carga deste sistema com método de fluxo de carga soma de potências, objetivando determinar as medidas para testar o estimador de estado. Considerou-se que existe somente um medidor na subestação e este possui acurácia de 2,5%. As Tabelas (6), (7) e (8) mostram o erro absoluto dos valores estimados na subestação.

Tabela 6 – Erro do módulo de tensão e corrente

Fase	Módulo de Corrente (%)		Módulo de tensão (%)	
	Desvio padrão	Média	Desvio padrão	Média
a	0,013%	1,890%	-	-
b	0,008%	0,436%	-	-
c	0,02%	0,920%	-	-

Fonte: Autoria própria

Tabela 7– Erro da potência ativa e reativa

Fase	Potência ativa (%)		Potência reativa(%)	
	Desvio padrão	Média	Desvio padrão	Média
a	0,32%	2,37%	1,64%	2,22%
b	0,32%	0,57%	1,86%	4,21%
c	0,31%	0,58%	1,89%	3,92%

Fonte: Autoria própria

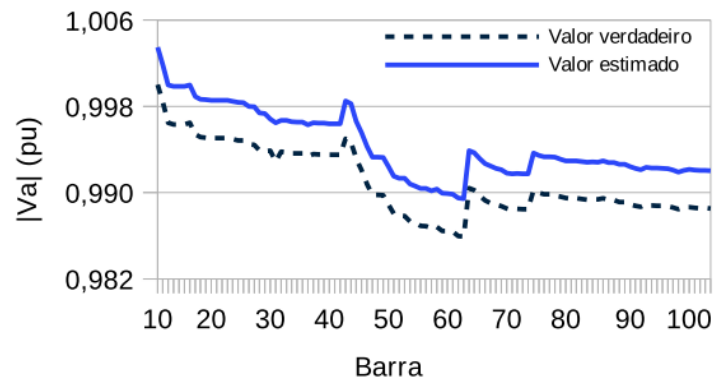
Tabela 8 – Erro das perdas ativas e reativas

Fases	Perdas ativas (kW)		Perdas reativas(kvar)	
	Desvio padrão	Média	Desvio padrão	Média
a	0,13%	3,38%	0,11%	0,46%
b	0,11%	2,38%	0,09%	0,75%
c	0,10%	2,68%	0,08%	0,36%

Fonte: Autoria própria

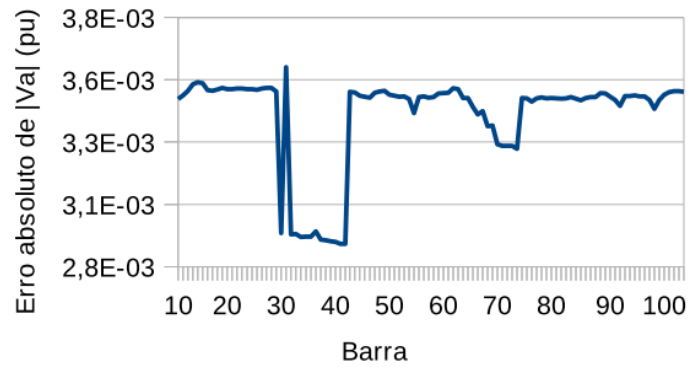
A avaliação dos resultados para os módulos e ângulos de fase estimados ao longo do alimentador foi feita comparando a curvas dessas variáveis com as simuladas por fluxo de carga, Figuras 10 a 21. Nesse caso, o erro foi obtido somente subtraindo os resultados estimados e reais.

Figura 11 – Comparativo entre o módulo de tensão verdadeiro e estimado da fase a



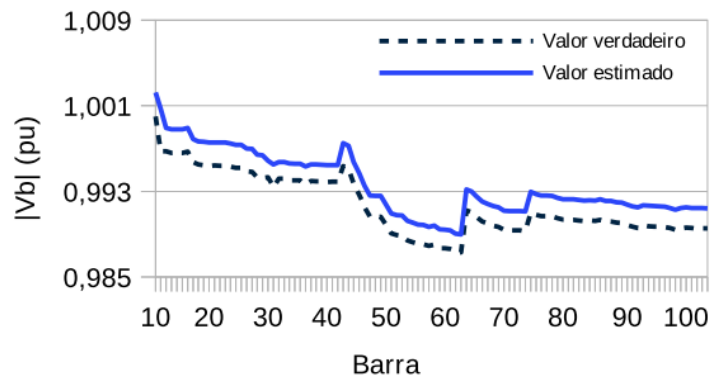
Fonte: Autoria própria

Figura 12 – Erro do módulo de tensão da fase a



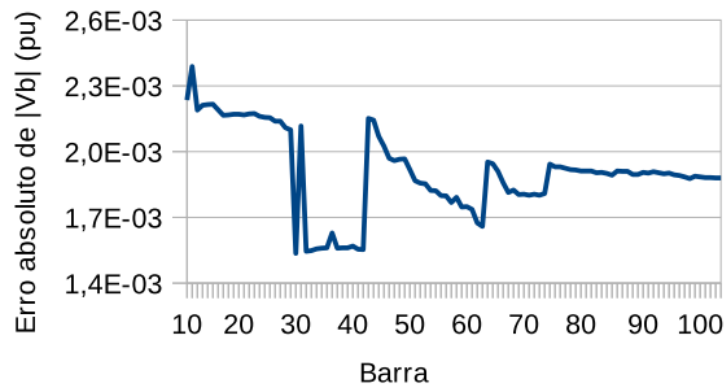
Fonte: Autoria própria

Figura 13 – Comparativo entre o módulo de tensão verdadeiro e estimado da fase b



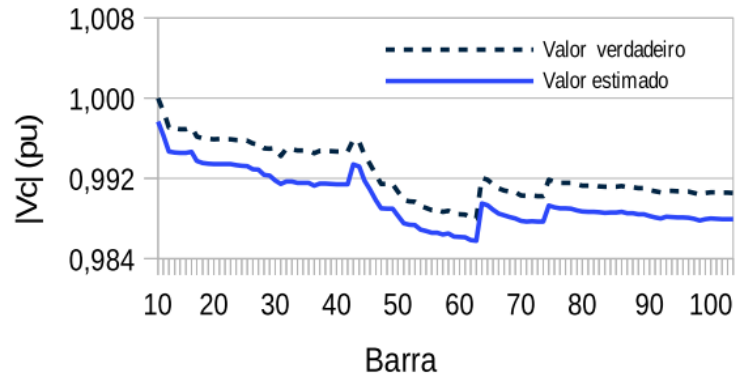
Fonte: Autoria própria

Figura 14 – Erro do módulo de tensão da fase b



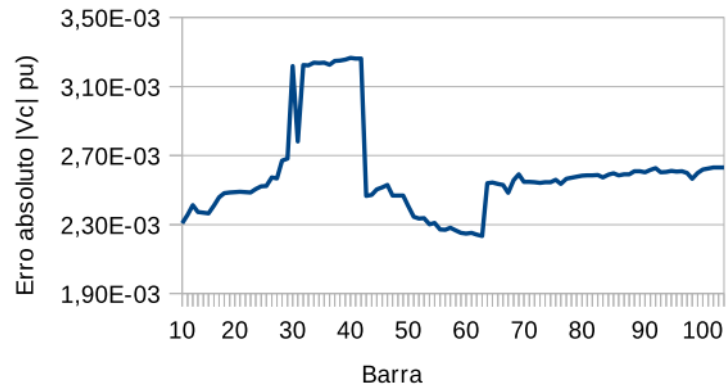
Fonte: Autoria própria

Figura 15 – Comparativo entre o módulo de tensão verdadeiro e estimado da fase c



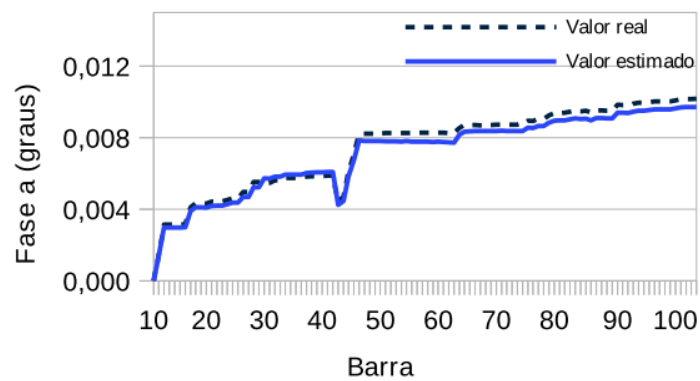
Fonte: Autoria própria

Figura 16 – Erro do módulo de tensão da fase c



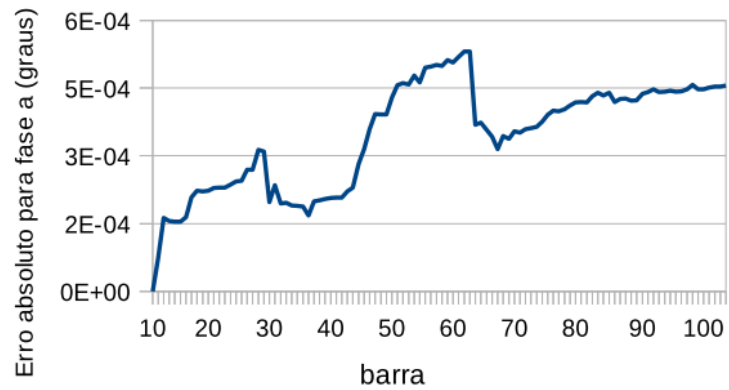
Fonte: Autoria própria

Figura 17– Comparativo entre o ângulo de fase verdadeiro e estimado da fase a



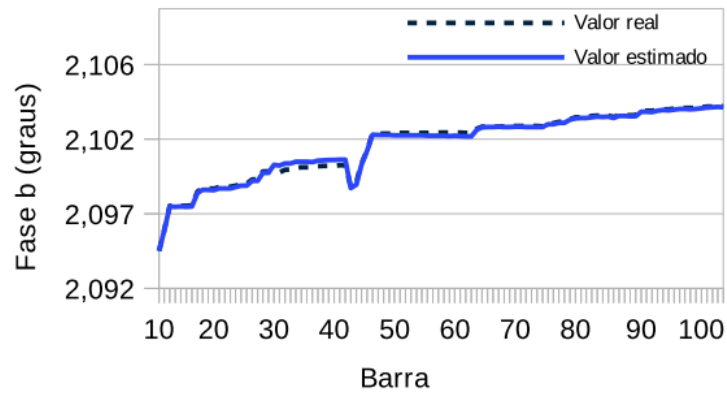
Fonte: Autoria própria

Figura 18– Erro do ângulo de fase da fase a



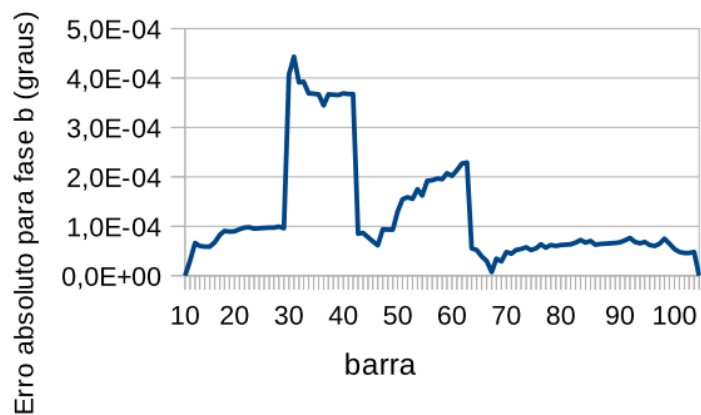
Fonte: Autoria própria

Figura 19 – Comparativo entre o ângulo de fase verdadeiro e estimado da fase b



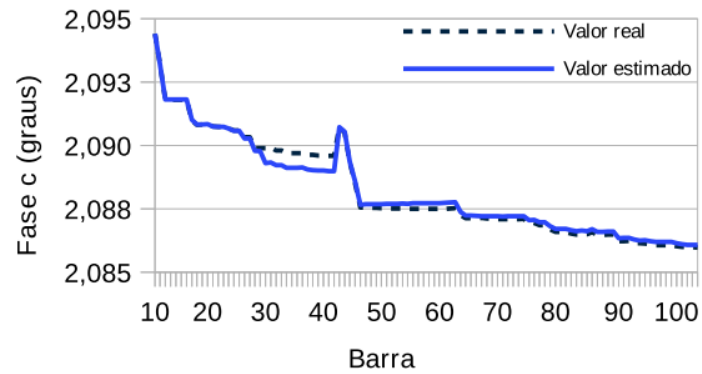
Fonte: Autoria própria

Figura 20 – Erro do ângulo de fase da fase b



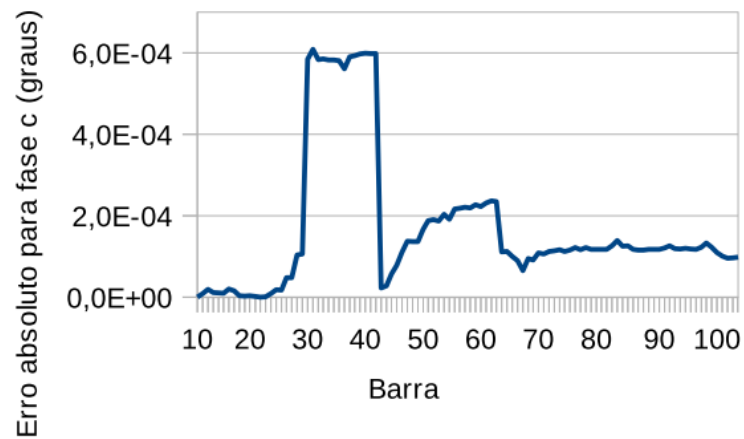
Fonte: Autoria própria

Figura 21 – Comparativo entre o ângulo de fase verdadeiro e estimado da fase c



Fonte: Autoria própria

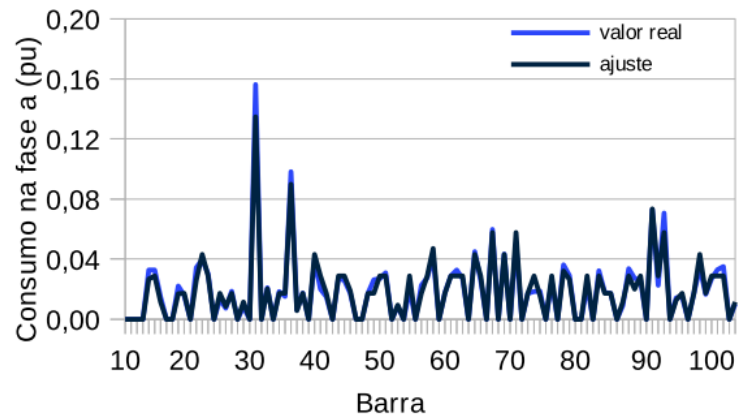
Figura 22 – Erro do ângulo de fase da fase c



Fonte: Autoria própria

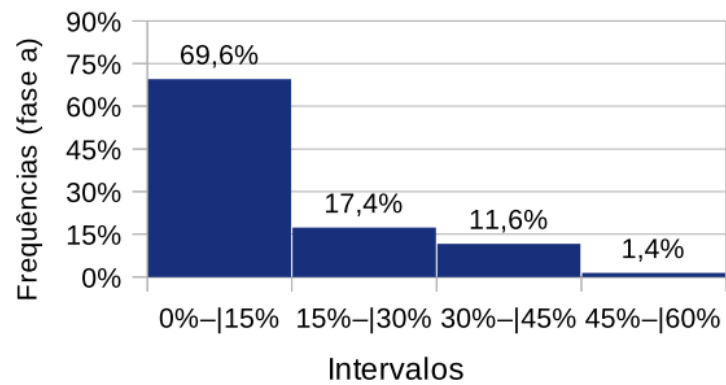
Para avaliar o desempenho da técnica de determinação de pseudomedidas, foram gerados gráficos, Figuras 23 a 28, das curvas de valores reais e de valores obtidos com o ajuste de carga, bem como da distribuição de frequência do erro absoluto, para cada fase.

Figura 23 – Comparativo entre os valores reais e pseudomedidos para fase a



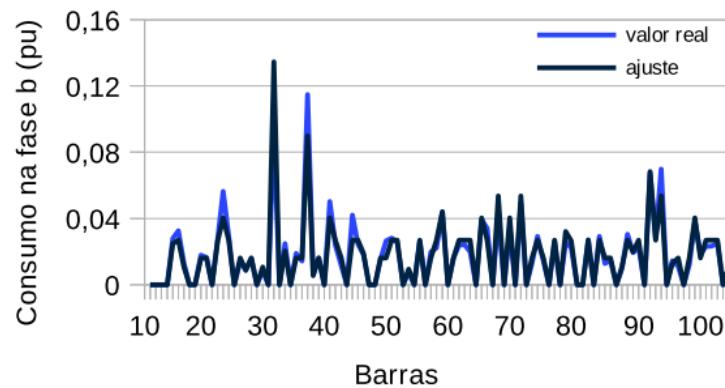
Fonte: Autoria própria

Figura 24 – Distribuição de frequência do erro para a fase a



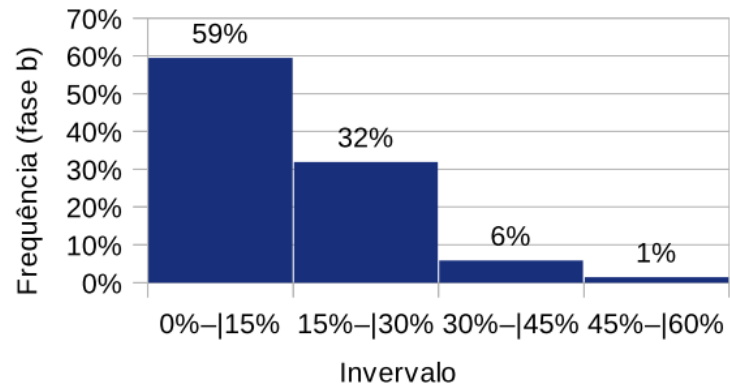
Fonte: Autoria própria

Figura 25 – Comparativo entre os valores reais e pseudomedidos para fase b



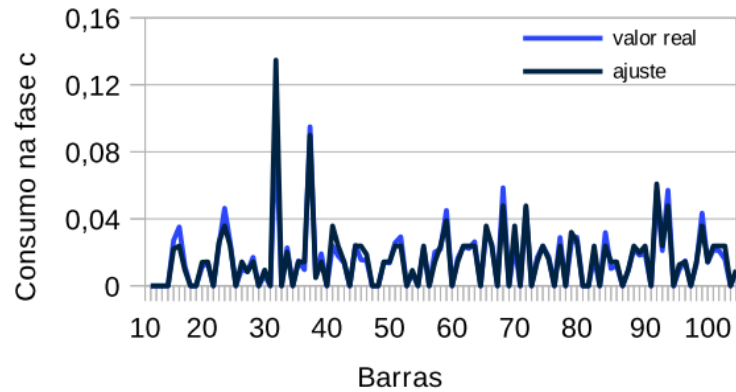
Fonte: Autoria própria

Figura 26 – Distribuição de frequência do erro para a fase b



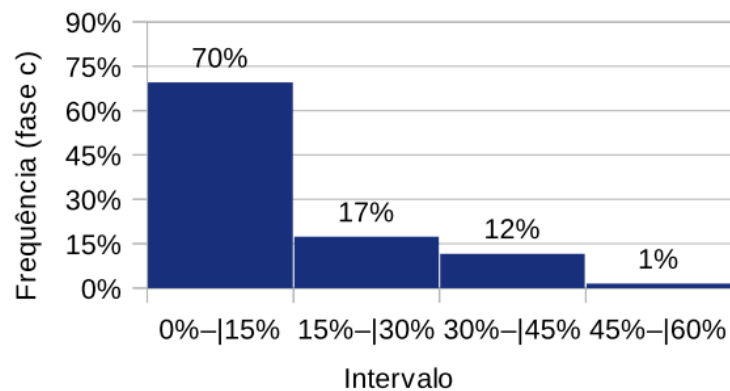
Fonte: Autoria própria

Figura 27– Comparativo entre os valores reais e pseudomedidos para fase c



Fonte: Autoria própria

Figura 28 – Distribuição de frequência do erro para a fase c



Fonte: Autoria própria

Como na seção 4.1, o método apresentou menor exatidão ao estimar a potência reativa. As curvas de módulo e ângulo de fase, ao longo do alimentador, possuem forma semelhantes aos resultados verdadeiros. Em relação ao método de geração de pseudomedidas, observou-se pelos histogramas que os resultados foram satisfatórios, visto que a maior quantidade dos dados errôneos, para todas as fases, ficou no intervalo de 0 a 15% de erro.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho mostrou uma adaptação do estimador de estado trifásico para sistemas de distribuição proposto por Monteiro (2010). A adaptação foi feita tanto no método de ajuste de carga como na metodologia de estimação de estado. Também se apresentou uma técnica que visa ajustar o fator de potência das cargas considerando que estas podem ser descritas por uma distribuição de probabilidade normal.

A partir da aplicação da metodologia proposta de estimação de estado no alimentador NTU01J1, tanto para medidas reais como simuladas por fluxo de carga, percebeu-se a vantagem do método proposto em determinar os módulos de corrente e tensão. Porém, a metodologia obteve menor exatidão ao determinar os fluxos de potência reativa em ambos casos. Além disso, verificou-se que as pseudomedidas determinadas pela técnica adaptada, em sua maioria, apresentaram erro entre 0% a 15%. Ao comparar os resultados do estimador com os de fluxo de carga, constatou-se que as curvas de módulo e ângulo de fase da tensão, ao longo do alimentador, apresentam semelhança. Dessa forma, a metodologia mostrou-se adequada pois com ela é possível diminuir significativamente o erro do módulo de corrente estimado.

Por fim, com o objetivo de aumentar a exatidão do método, pode-se, em trabalhos futuros, considerar as impedâncias mútuas, e também investigar qual distribuição de probabilidade que melhor se ajusta ao fator de potência das cargas.

6. REFERÊNCIAS

ABUR, Ali; EXPOSITO, Antonio Gomez. **Power System State Estimation: Theory and Implementation**. New York: Marcel Dekker, Inc., 2004. 336 p.

ALMEIDA, Marcos Antônio Dias de. Algoritmo para estimação de estado em alimentadores de distribuição de energia elétrica com base no método soma de potências. 2003. 153 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2003.

BARAN, M. E.; KELLEY, A. W. STATE ESTIMATION FOR REAL TIME MONITORING OF DISTRIBUTION SYSTEMS. [S.d.]. p. 9.

BENEDITO, Raphael Augusto de Souza. Introdução à Operação, Controle e Estabilidade de Operação e Controle de Sistemas de Potência Sistemas Elétricos de Potência. Paraná: Utfpr, 2010. P&B. Disponível em: <file:///C:/Users/123456/Downloads/Aula%201%20Introducao%20a%20Operacao%20Controle%20e%20Estabilidade%20-Modo%20de%20Compatibilidade%20(1).pdf>. Acesso em: 04 nov. 2018.

CESPEDES, Renato. New Method for the analysis of distribution networks. IEEE Transactions On Power Delivery, Bogota, p.391-396, jan. 1990.

CORREA, Sonia Maria Barros Barbosa. Probabilidade e Estatística. 2. ed. Belo Horizonte: Puc Minas Virtual, 2003. Disponível em: <http://estpoli.pbworks.com/f/livro_probabilidade_estatistica_2a_ed.pdf>. Acesso em: 23 set. 2018.

COSTA, Antônio Simões; SALGADO, Roberto de Souza. Modelagem em Tempo Real de Sistemas Elétricos de Potência. Disponível em: <<http://www.labspot.ufsc.br/~simoies/assp/assp.html>>. Acesso em: 21 set. 2018.

GÓMES-EXPÓSITO, Antonio; CONEJO, Antonio J.; CAÑIZARES, Claudio. Sistemas de Energia Elétrica: Análise e Operação. Rio de Janeiro: Ltc, 2011. 555 p.

HINES, William W. et al. Probabilidade e estatística na engenharia. 4. ed. Rio de Janeiro: Ltc, 2013. 588 p.

ISMAIL NETO, Mohamad Salem. Estimação de estado para rede de distribuição avançada. 2017. 138 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos, Usp, São Paulo, 2017.

LI, K. STATE ESTIMATION FOR POWER DISTRIBUTION SYSTEM AND MEASUREMENT IMPACTS. [S.d.]. p. 6.

LIN, W.-M.; TENG, J.-H. State Estimation for Distribution Systems with Zero-Injection Constraints. [S.d.]. p. 7.

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

MANITSAS, E. et al. Distribution System State Estimation Using an Artificial Neural Network Approach for Pseudo Measurement Modeling. IEEE Transactions on Power Systems, nov. 2012. v. 27, n. 4, p. 1888–1896.

MEDEIROS JÚNIOR, M. F. et al. A three-phase algorithm for state estimation in power distribution feeders based on the powers summation load flow method. Electric Power Systems Research, jun. 2015. v. 123, p. 76–84.

MONTEIRO, Rafaela Vilela França. Um estimador de estado trifásico para sistemas de distribuição de energia elétrica com base no método soma de potências. 2010. 112 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Eletrica, Ufrn, Natal, 2010.

MONTICELLI, A.. State Estimation in Electric Power System. New York: Springer, 1999. 405 p.

MUSCAS, C. et al. Impact of Different Uncertainty Sources on a Three-Phase State Estimator for Distribution Networks. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, set. 2014. v. 63, n. 9, p. 2200–2209.

NANCHIAN, S.; MAJUMDAR, A.; PAL, B. C. Three-Phase State Estimation Using Hybrid Particle Swarm Optimization. IEEE Transactions on Smart Grid, maio. 2017. v. 8, n. 3, p. 1035–1045.

PEREIRA, Ingrid Soares. ESTIMAÇÃO DE ESTADO EM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO ENERGIA ELÉTRICA BASEADO EM MEDIDAS FASORIAIS. 2015. 104 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Eletrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2015.

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

SCHWEPPE, F.; WILDES, J. Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, jan. 1970. v. PAS-89, n. 1, p. 120–125.

VUOLO, Adalberto Felipe. Fundamentos da teoria dos erros. 2. ed. São Paulo: Edgard Blucher, 1993. 250 p.

YOU MAN DENG; YING HE; BOMING ZHANG. A branch-estimation-based state estimation method for radial distribution systems. IEEE Transactions on Power Delivery, out. 2002. v. 17, n. 4, p. 1057–1062.

APÊNDICE A – CONCEITOS ESTATÍSTICOS

A.1 Distribuição normal

A distribuição normal é a mais importante das distribuições de probabilidade, sendo conhecida como a “curva em forma de sino”. Essa distribuição tem sua origem associada aos erros de mensuração (CORREA, 2003).

Sua função densidade de probabilidade é dada por:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (60)$$

Onde:

μ : média da distribuição.

σ : desvio padrão.

Para definir a função densidade de probabilidade normal, é preciso somente a média e o desvio padrão. O valor esperado e a variância da distribuição normal são dados por:

- Valor esperado

Para determinar o valor esperado precisa-se partir da expressão

$$f(x) = \int_{-inf}^{+inf} \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} dx \quad (61)$$

Fazendo

$$z = \frac{x-\mu}{\sigma} \quad (62)$$

Então tem-se

$$E(x) = \int_{-\infty}^{+\infty} \left(\frac{x}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-z^2/2} \right) dz \quad (63)$$

$$E(x) = \mu \int_{-\infty}^{+\infty} \left(\frac{x}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-z^2/2} \right) dz - \sigma \int_{-\infty}^{+\infty} \left(\frac{x}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-z^2/2} \right) dz \quad (64)$$

O valor do primeiro integrando é igual a 1 e o segundo é igual a zero. Logo a média de uma função densidade de probabilidade tem como resultado:

$$E[x] = \mu(1) + \sigma(0) = \mu \quad (65)$$

$$E[x] = \mu \quad (66)$$

- Variância

Para obtenção da variância é necessário partir de

$$V(x) = E(\mu - \sigma) = \int_{-\infty}^{+\infty} \left(\frac{\mu - \sigma}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\mu - \sigma)^2}{2\sigma^2}} \right) dx \quad (67)$$

Fazendo

$$z = \frac{x - \mu}{\sigma} \quad (68)$$

$$V(x) = E(\mu - \sigma) = \int_{-\infty}^{+\infty} \left[\frac{\sigma^2(z^2)}{\sqrt{2\pi}} e^{-z^2} \right] dz = \sigma^2[0 + 1] \quad (69)$$

$$\text{Var}[x] = \sigma^2 \quad (70)$$

As demonstrações dessas duas propriedades podem ser encontradas em Hines et al. (2013).

A2. Propagação da incerteza

Uma grandeza w , calculada em função de outras grandezas x, y, z, \dots , pode ser representada por:

$$w = w(x, y, z, \dots) \quad (71)$$

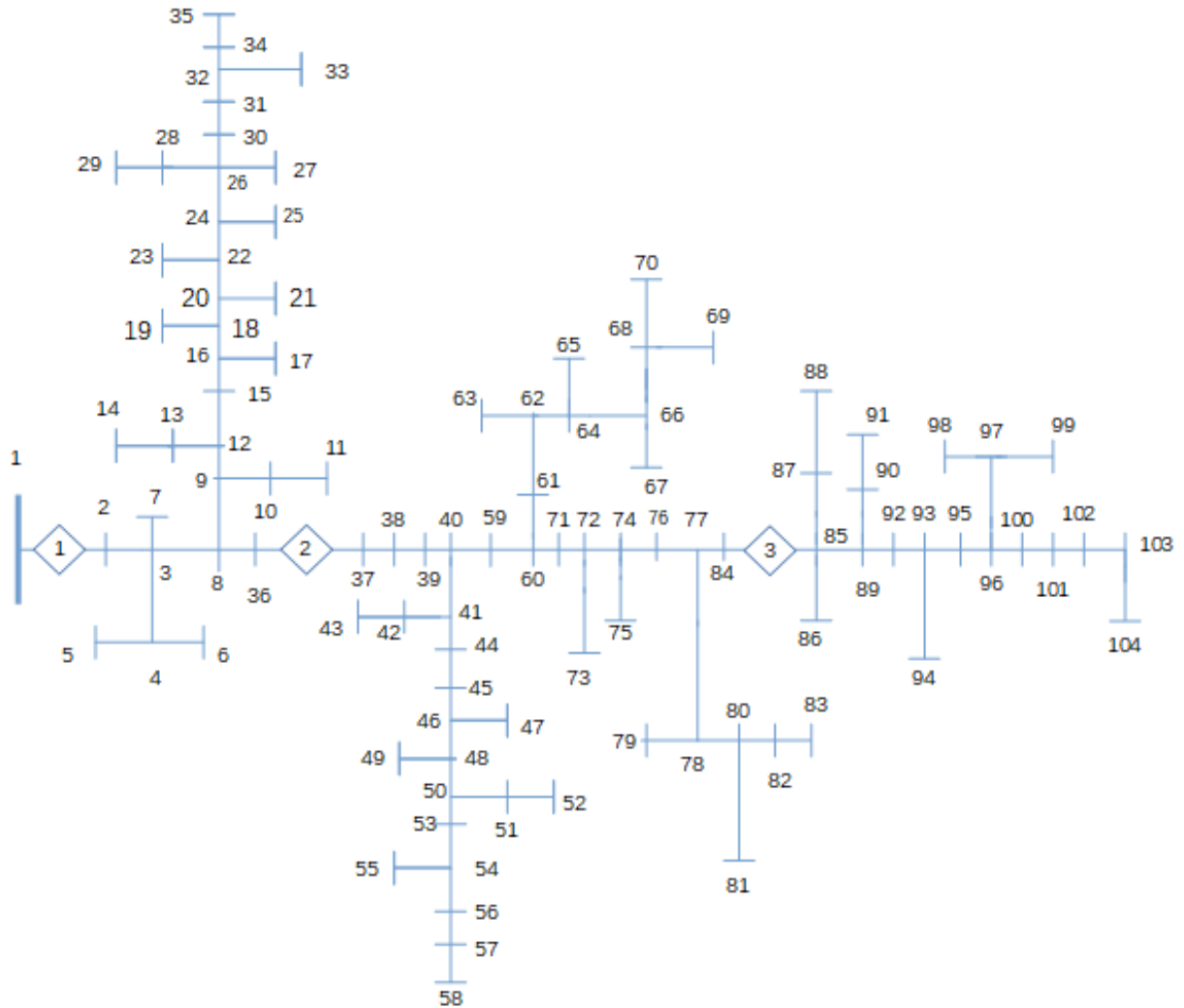
Admitindo as grandezas x, y, z, \dots como experimentais, então as incertezas associadas a estas são dadas por: $\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$.

Se o erro das variáveis é independente, a incerteza padrão para a variável w é dada pela equação (72) (VUOLO, 1993).

$$\sigma_w^2 = \left(\frac{\partial w}{\partial x}\right)^2 \sigma_x^2 + \left(\frac{\partial w}{\partial y}\right)^2 \sigma_y^2 + \left(\frac{\partial w}{\partial z}\right)^2 \sigma_z^2 \dots \quad (72)$$

APÊNDICE B – SISTEMA SIMULADO

Figura 29 - Sistema de teste da metodologia



A carga de uma das simulações está na Tabela 9.

Tabela 9 – Dados dos nós do alimentador NTU01J1

Barra	Tipo	S (VA)
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	68413,5821844624
6	0	75000
7	0	30000
8	0	0
9	0	0
10	0	47263,9205669034
11	0	45000
12	0	0
13	1	74098,8547742664
14	0	112500
15	0	75000
16	0	0
17	0	45000
18	0	24032,3948185127
19	0	45000
20	0	0
21	0	30000
22	0	0
23	1	395731,105486015
24	0	0
25	0	56576,2524912559
26	1	0
27	0	45000
28	0	45000
29	1	259523,919686625
30	0	15000
31	0	45000
32	0	0
33	0	112500
34	0	75000
35	0	45000
36	0	0
37	0	75000
38	0	75000
39	1	52525,984589768
40	0	0

Barra	Tipo	S (VA)
41	0	0
42	0	45000
43	0	45000
44	0	75000
45	0	75000
46	0	0
47	1	25622,0804956891
48	0	0
49	0	75000
50	0	0
51	0	45000
52	0	75000
53	0	127075,315900979
54	0	0
55	0	45000
56	0	75000
57	0	75000
58	0	75000
59	0	0
60	0	112500
61	0	75000
62	0	0
63	0	150000
64	0	0
65	0	112500
66	0	0
67	0	150000
68	0	0
69	0	45000
70	0	75000
71	1	47100,8907690743
72	0	0
73	0	75000
74	0	0
75	1	90048,8036424773
76	1	75000
77	0	0
78	0	0
79	0	75000
80	0	0

Barra	Tipo	S (VA)
81	0	75000
82	0	45000
83	0	45000
84	0	0
85	0	30000
86	0	75000
87	1	55878,5152523736
88	0	75000
89	0	0
90	0	192396,660708766
91	0	72971,8377937542
92	0	150000
93	0	0
94	0	36384,6470625961
95	0	45000
96	0	0
97	0	45000
98	0	112500
99	0	45000
100	0	75000
101	0	75000
102	0	75000
103	0	0
104	0	30000

Tabela 10 – Dados dos trechos do alimentador NTU01J1

Início	Fim	Z+jX (Ω)
1	2	0.030872202+0.063129903i
2	3	0.036384+0.0743616i
3	4	0.136908+0.042028i
4	5	0.053242012+0.016345002i
4	6	0.047157203+0.014477i
3	7	0.023485602+0.048025197i
3	8	0.021591602+0.044152196i
8	9	0.015152001+0.030983998i
9	10	0.091272006+0.02802i
10	11	0.24339202+0.074729i
9	12	0.0066290012+0.0135555i
12	13	0.009471+0.019365i
13	14	0.0018941+0.0038727i
12	15	0.0085230011+0.0174285i
15	16	0.009471+0.019365i
16	17	0.036033003+0.014549i
16	18	0.032198004+0.065840997i
18	19	0.156143+0.063045i
18	20	0.056822+0.11618i
20	21	0.26424203+0.1067i
20	22	0.056822+0.11618i
20	23	0.15212003+0.046705i
22	23	0.15212003+0.046705i
22	24	0.015152001+0.030983998i
24	25	0.048044003+0.019401i
24	26	0.022728002+0.046475996i
26	27	0.060055004+0.024251i
26	28	0.012011001+0.0048501i
28	29	0.18016499+0.072745i
26	30	0.031251001+0.063904503i
30	31	0.009471+0.019365i
31	32	0.009471+0.019365i
32	33	0.048044003+0.019401i
32	34	0.026516005+0.054221i
34	35	0.0018941+0.0038727i
8	36	0.0111746+0.022850698i
36	37	0.0075763+0.015491i
37	38	0.046971205+0.096050394i
38	39	0.031629807+0.064679103i

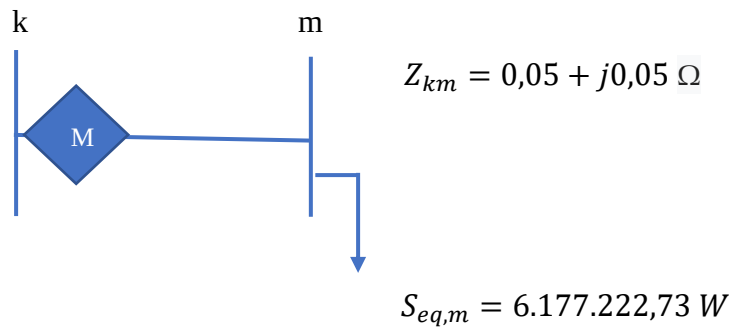
Inicio	Fim	Z+jX(Ω)
41	42	0.034831906+0.014065001i
42	43	0.015614299+0.0063048i
41	44	0.1813661+0.073234995i
44	45	0.20779028+0.083904993i
45	46	0.048044003+0.019401i
46	47	0.18256721+0.073714i
46	48	0.1489364+0.060139i
48	49	0.40837407+0.16492i
48	50	0.12011001+0.048501i
50	51	0.036033003+0.014549i
51	52	0.42038501+0.16974998i
50	53	0.036033003+0.014549i
53	54	0.216198+0.087289i
54	55	0.108099+0.043644i
54	56	0.060055004+0.024251i
56	57	0.38435203+0.1552i
57	58	0.14413201+0.058195i
40	59	0.015909603+0.032533198i
59	60	0.0077654004+0.015879299i
60	61	0.14052871+0.056745004i
61	62	0.14172979+0.057226i
62	63	0.24022002+0.097003i
62	64	0.1837683+0.074204993i
64	65	0.19217601+0.077602i
64	66	0.26424203+0.1067i
66	67	0.060055004+0.024251i
66	68	0.045636003+0.01401i
68	69	0.076060016+0.023353i
68	70	0.076060016+0.023353i
60	71	0.0018941+0.0038727i
71	72	0.013636799+0.027885597i
72	73	0.2646888+0.081257997i
72	74	0.0070077998+0.014330098i
74	75	0.057805606+0.017746001i
74	76	0.014962601+0.030596698i
76	77	0.009471+0.019365i
77	78	0.0047355+0.0096825001i
78	80	0.046592399+0.095275794i
80	81	0.062880814+0.12858359i

Inicio	Fim	Z+jX (Ω)
80	82	0.0106064+0.021688798i
82	83	0.07159321+0.14639939i
77	84	0.0020834+0.0042602i
84	85	0.012500402+0.025561799i
85	86	0.0039774007+0.0081332996i
85	87	0.18862881+0.057908001i
87	88	0.0182544+0.0056045i
85	89	0.036933001+0.075523493i
89	90	0.096088007+0.038801i
89	92	0.009471+0.019365i
90	91	0.25223098+0.10185i
92	93	0.009471+0.019365i
93	94	0.12011001+0.048501i
93	95	0.009471+0.019365i
95	96	0.009471+0.019365i
96	97	0.096088007+0.038801i
97	98	0.25223098+0.10185i
97	99	0.060055004+0.024251i
96	100	0.026516005+0.054221i
100	101	0.028411+0.058094994i
101	102	0.026516005+0.054221i
102	103	0.015152001+0.030983998i
103	104	0.096088007+0.038801i

APÊNDICE C – EXEMPLO NUMÉRICO

Neste apêndice, o alimentador da Figura 30 terá seu estado estimado a partir da metodologia proposta de estimação de estado trifásica.

Figura 30 – Alimentador do exemplo numérico.



- **Dados do sistema**

Os valores medidos de tensão na barra da subestação, barra 1, são dados por:

$$V_m = [14.100; 14.100; 14.000] V$$

$$I_m = [145; 142; 141] A$$

$$fp_m = [0,9426; 0,9413; 0,9566]$$

Será considerada a sequência de fase positiva para a tensão na subestação. A potência nominal da carga, barra 2, será:

$$S_{eq,2} = 6.177.222,73 W$$

A impedância no ramo é dada por:

$$Z_m = 0,05 + j0,05 \Omega$$

- **Ajuste de carga**

Inicialmente é feito o ajuste do fator de potência da carga. Para esse caso particular de uma barra, o fator de potência das cargas será igual aos medidos. Após, é determinado o fator de utilização e desequilíbrio:

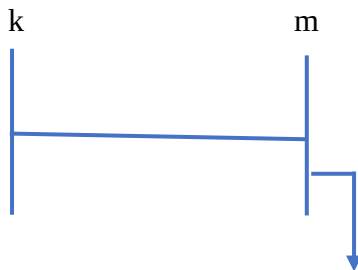
$$f_u = \frac{14100 \times 145 + 14100 \times 142 \times 14000 \times 141 - 0}{6.177.222,73 \times \sqrt{3}} = 0,562721$$

$$fd^a = \frac{145}{145 + 142 + 141} = 0,3387$$

$$fd^b = \frac{142}{145 + 142 + 141} = 0,3317$$

$$fd^c = \frac{141}{145 + 142 + 141} = 0,3294$$

Depois de obtido os fatores de ajuste, o consumo de potência das cargas é obtido com as equações (22) e (23).



$$S_{eq,a} = 1.109.798,3 + j452.067,8 \text{ W}$$

$$S_{eq,b} = 1.085.387,9 + j441.628,7 \text{ W}$$

$$S_{eq,c} = 1.095.340,6 + j445.816,41 \text{ W}$$

- **Estimação de estado**

Em cada estimação, o fator de utilização é atualizado e as cargas são reajustadas. Inicialmente, não se tem a informação sobre as perdas, porém esta é considerada zero na primeira iteração. As perdas serão atualizadas cada vez que terminar a estimação. A seguir, mostram-se os resultados das matrizes na última iteração, em cada estimação. Será utilizado um fator de convergência de 10^{-1} . A estimação de estado é executada até que a condição da equação (57) seja falsa.

1) Estimando o estado da seção pela primeira vez

Nessa parte, as perdas serão consideradas zero. O procedimento precisou de três de iterações para convergir. A matriz jacobiana H calculada está representada a seguir.

21,24	0,08	0,00	0,99	0,00	0,00
-0,099	7119,29	0,00	0,00	-0,50	0,00
-0,07	0,07	-6989,91	0,00	0,00	-0,49
8116,59	0,05	-0,08	0,00	0,00	0,00
0,04	-4076,62	-0,08	0,00	-0,86	0,00
0,04	0,04	-4011,10	0,00	0,00	0,86
$1,14 \times 10^9$	4766142,4	-12882185	-68778.718	-2030.988	445.87165
-16650009	-1.14×10^9	3517571,2	506,96513	-68789,20	-1664,67
3373873,5	-13369538	-1.12×10^9	-1595,46	450,53	-68281,34
5.60×10^9	16474673	-3590766,2	-140801,48	587,56	-1599.60
-4111954,4	5.60×10^9	13406227	-2052,78	-140815,92	436.78
12940683	-3654545.8	5.521×10^9	415,96	-1648,18	-139799,26

Vetor de medidas z :

$$z = \begin{bmatrix} 8122,25 \\ -4075,19 \\ -4018,15 \\ -16,34 \\ -7026,43 \\ 6992,31 \\ 1109798,3 \\ 1085387,9 \\ 1095340,6 \\ 452067,8 \\ 441628,7 \\ 445816,41 \end{bmatrix}$$

Matriz de covariância R calculada:

$$R = \text{diagonal} \begin{bmatrix} 10354,68 \\ 2588,67 \\ 2552,08 \\ 10354,68 \\ 7766,01 \\ 7656,25 \\ 1.62 \times 10^{10} \\ 1.52 \times 10^{10} \\ 1.59 \times 10^{10} \\ 3.61 \times 10^9 \\ 3.39 \times 10^9 \\ 3.53 \times 10^9 \end{bmatrix}$$

A solução da equação (9) fornece a solução:

$$\theta_j [-0,3718479; -240,36421; 239.62609] \text{ graus}$$

$$V_j = [8110,9216; 8111,6545; 8053,3629] V$$

As perdas obtidas na primeira iteração:

$$\text{perdas} = 3274,2407 W$$

Verificação do critério de convergência para as perdas:

$$\Delta_{perdas} = |3274,2407 - 0| = 3274,2407W$$

$$3274,2407 > 10^{-1}$$

Como a condição foi verdadeira, o estado precisa ser estimado mais uma vez.

2) Estimando o estado da seção pela segunda vez

Com o valor das perdas obtidas na seção anterior, atualiza-se o fator de utilização.

$$f_u = \frac{14100 \times 145 + 14100 \cdot x142 \times 14.000 \times 141 - 3274,2407}{6.177.222,73 \times \sqrt{3}} = 0,5624149$$

As perdas são acrescentadas ao somatório de carga. Nessa etapa, o procedimento precisou de três de iterações para convergir. Matriz Jacobiana H calculada:

20.72	0.08	0,00	0,99	0,00	0,00
-0,0900	7019.54	0,00	0,00	-0,50	0,00
-0,07	0,07	-6989,59	0,00	0,00	-0,49
8116,54	0,05	-0,08	0,00	0,00	0,00
0,05	-4076,62	-0,08	0,00	-0,86	0,00
0,04	0,04	-4011,54	0,00	0,00	0,87
$-1,14 \times 10^9$	4766142,2	-12881973	-68780,262	-2030,97	445,88
-16.649.857	$-1,14 \times 10^9$	3517571,5	506,96	-68791,28	-1664,67
3373873,5	-13.369.382	$-1,12 \times 10^9$	-1595,46	450,53	-68281,34
$5,60 \times 10^9$	16474673	-3590766,2	-140801,48	587,56	-1599,59
-4111954,3	$5,60 \times 10^9$	13406221	-2052,78	-140814,7	436,78
12.940.736	-3654531,8	$5,521 \times 10^9$	415,83	-1648,17	-139799,26

Vetor de medidas \mathbf{z} :

$$\mathbf{z} = \begin{pmatrix} 8122,25 \\ -4075,19 \\ -4018,15 \\ -16,34 \\ -7026,43 \\ 6992,31 \\ 1110889,7 \\ 1086479,3 \\ 1096432 \\ 453159,21 \\ 442720,11 \\ 446907,82 \end{pmatrix}$$

Matriz de covariância \mathbf{R} calculada:

$$\mathbf{R} = \text{diagonal} \begin{pmatrix} 10354,68 \\ 2588,67 \\ 2552,08 \\ 10354,68 \\ 7766,01 \\ 7656,25 \\ 1,56 \times 10^{10} \\ 1,46 \times 10^{10} \\ 1,52 \times 10^{10} \\ 3,61 \times 10^9 \\ 3,47 \times 10^9 \\ 3,39 \times 10^9 \end{pmatrix}$$

A solução da equação (9) fornece como solução:

$$\theta_j = [-0,3628012; -240,35504; 239,6355] \text{ graus}$$

$$V_j = [8110,8607; 8111,6437; 8053,2841] V$$

As perdas obtidas nessa iteração são dadas por:

$$\text{perdas} = 3282,0688 W$$

Verificação do critério de convergência para as perdas

$$\Delta \text{perdas} = |3282,0688 - 3274,2407| = 7,82 W$$

$$7,82 > 10^{-1}$$

Como a condição foi verdadeira, o estado precisa ser estimado mais uma vez.

3) Estimando o estado da seção pela terceira vez

Com o valor das perdas obtidas na seção anterior, atualiza-se o fator de utilização.

$$f_u = \frac{14100 \times 145 + 14100 \times 142 \times 14.000 \times 14100 - 3282,0688}{6.177222,73 \times \sqrt{3}} = 0,5624142$$

As perdas são acrescentadas ao somatório de carga. Nessa etapa, o procedimento precisou de duas iterações para convergir. Matriz Jacobiana H calculada:

$$\begin{pmatrix} 20,74 & 0,08 & 0,00 & 0,99 & 0,00 & 0,00 \\ -0,0900 & 7019,54 & 0,00 & 0,00 & -0,50 & 0,00 \\ -0,07 & 0,07 & -6989,60 & 0,00 & 0,00 & -0,49 \\ 8116,54 & 0,05 & -0,08 & 0,00 & 0,00 & 0,00 \\ 0,05 & -4076,18 & -0,08 & 0,00 & -0,86 & 0,00 \\ 0,04 & 0,04 & -4011,53 & 0,00 & 0,00 & 0,87 \\ -1,14 \times 10^9 & 4766142,2 & -12881972 & -68780,23 & -2030,97 & 445,86 \\ -16.649.857 & -1.14 \times 10^9 & 3517571,1 & 506,96 & -68791,25 & -1664,67 \\ 3373873,7 & -13369391 & -1.12 \times 10^9 & -1595,48 & 450,52 & -68282,59 \\ 5.60 \times 10^9 & 16474673 & -3590766,2 & -140801,48 & 587,56 & -1599.59 \\ -4111938,7 & 5.60 \times 10^9 & 13406080 & -2052,78 & -140814,7 & 436.78 \\ 12.940.736 & -3654531,2 & 5.521 \times 10^9 & 415,83 & -1648,17 & -139799,7 \end{pmatrix}$$

Vetor de medidas z calculado:

$$z = \begin{pmatrix} 8122,25 \\ -4075,19 \\ -4018,15 \\ -16,34 \\ -7026,43 \\ 6992,31 \\ 1110892,3 \\ 1086481,9 \\ 1096434,6 \\ 453161,82 \\ 442722,72 \\ 446910,43 \end{pmatrix}$$

Matriz de covariância R calculada:

$$R = \text{diagonal} \begin{pmatrix} 10354,68 \\ 2588,67 \\ 2552,08 \\ 10354,68 \\ 7766,01 \\ 7656,25 \\ 1,56 \times 10^{10} \\ 1,46 \times 10^{10} \\ 1,53 \times 10^{10} \\ 3,47 \times 10^9 \\ 3,26 \times 10^9 \\ 3,40 \times 10^9 \end{pmatrix}$$

A solução da equação (9) fornece como solução:

$$\theta_j = [-0,3630459; -240,35529; 239,63524] \text{ graus}$$

$$V_j = [8110,8631; 8111,646; 8053,2873] V$$

As perdas nessa iteração são:

$$\text{perdas} = 3282,0854 W$$

Verificação do critério de convergência para as perdas:

$$\Delta_{perdas} = | 3282,0854 - 3282,0688 | = 0,0166W$$

$$1,66 \cdot 10^{-2} > 10^{-1}$$

Como a condição foi falsa, o estado não precisa mais ser estimado, pois a solução alcançou a convergência.