



**Universidade Estadual de Campinas**  
**Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação**

**Tales Valias de Paiva**

**Estudo do uso da estimação de estados para a apuração da  
conformidade de tensão em regime permanente em sistemas de  
distribuição de energia elétrica**

CAMPINAS

2021

Tales Valias de Paiva

**Estudo do uso da estimação de estados para a apuração da conformidade de tensão em regime permanente em sistemas de distribuição de energia elétrica**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na área de Energia Elétrica.

Dissertation presented to the Faculty of Electrical and Computer Engineering of the University of Campinas in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering, in the area of Electrical Energy.

Supervisor/Orientador: Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho.

Este trabalho corresponde à versão final da dissertação defendida pelo aluno Tales Valias de Paiva, e orientada pelo Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho

CAMPINAS

2021

Ficha catalográfica  
Universidade Estadual de Campinas  
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura  
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

P166e Paiva, Tales Valias de, 1995-  
Estudo do uso da estimação de estados para a apuração da conformidade de tensão em regime permanente em sistemas de distribuição de energia elétrica / Tales Valias de Paiva. – Campinas, SP : [s.n.], 2021.

Orientador: Walmir de Freitas Filho.  
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas de energia elétrica - Estimação de estado. 2. Sistemas de energia elétrica - Distribuição de carga. I. Freitas Filho, Walmir de, 1971-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

**Título em outro idioma:** Study of the use of state estimation for the determination of steady-state voltage compliance in electricity distribution systems

**Palavras-chave em inglês:**

Electric power systems - State estimation

Electric power systems - Load distribution

**Área de concentração:** Energia Elétrica

**Titulação:** Mestre em Engenharia Elétrica

**Banca examinadora:**

Walmir de Freitas Filho [Orientador]

Carlos Frederico Meschini Almeida

Madson Cortes de Almeida

**Data de defesa:** 28-10-2021

**Programa de Pós-Graduação:** Engenharia Elétrica

**Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)**

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0002-3302-9235>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/4687616487212273>

# COMISSÃO JULGADORA – DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Candidato:** Tales Valias de Paiva RA: 229964

**Data da defesa:** 28 de outubro de 2021

**Título da Tese:** “Estudo do uso da estimação de estados para a apuração da conformidade de tensão em regime permanente em sistemas de distribuição de energia elétrica”

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho (Presidente)

Prof. Dr. Carlos Frederico Meschini Almeida

Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida

A Ata de Defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no SIGA (Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese) e na Secretaria de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

*Dedico este trabalho à minha família, em especial minha filha, Lorena, a qual me deu forças e iluminou meu caminho para todas as conquistas, no mestrado e em minha vida. Meu eterno obrigado a todos.*

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais, Tulio Augusto e Eveline, que sempre me apoiaram e incentivaram para que eu pudesse conquistar meus sonhos além de todo o carinho e amor que sempre recebi.

À minha noiva Lara e minha filha Lorena, pelo amor, paciência, companheirismo e partilha dos sonhos e objetivos.

Ao meu orientador prof. Dr. Walmir Freitas, pela oportunidade de realizar o mestrado em seu grupo, além de seus conselhos e orientações, tanto profissionais como pessoais.

À professora Dra. Fernanda Trindade pelo aprendizado e orientação na pesquisa.

A todos meus colegas do laboratório LE-41, pela paciência, por todo o auxílio no aprendizado e pelo compartilhamento de experiências que me enriqueceram profissionalmente.

Aos meus amigos e colegas Rafael Galdino e Pedro Almeida pelo auxílio no estudo e pelo companheirismo durante todo o mestrado.

A todos os meus professores que contribuíram em meu aprendizado e me possibilitaram chegar até aqui.

À CPFL Energia, pela colaboração ao longo do desenvolvimento desta dissertação de mestrado via o projeto de P&D ANEEL “Controle de Tensão e Compensação de Potência Reativa em Redes com Elevada Penetração de Microgeração” (PD-00063-3047/2018).

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001. Processo 88887.342082/2019-00.

*“Revelemo-nos, mais por atos do que por palavras...”*

*(Theodomiro C. Santiago)*

## RESUMO

Uma das deficiências históricas das redes de distribuição é a escassez de medições ou informações imprecisas nos bancos de dados, dificultando a identificação ou a solução de determinados problemas no sistema. Na modernização das redes de distribuição, a substituição de medidores eletromecânicos por medidores inteligentes vem se destacando entre os investimentos recentemente realizados pelas distribuidoras de energia elétrica diante das diversas possibilidades que esta tecnologia pode trazer como benefício. Além dos dados de medição disponibilizados, almejam-se soluções que os transformem em informações úteis tanto para as distribuidoras quanto para a agência reguladora. Adicionalmente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem demonstrado preocupação em relação à fiscalização das distribuidoras referente ao cômputo dos indicadores de transgressão de tensão em regime permanente, os quais são baseados exclusivamente em medições amostrais realizadas nas unidades consumidoras e cujos valores são enviadas pela própria distribuidora. Segundo a ANEEL, a atual forma de obtenção dos dados impossibilita uma auditoria e tais valores estão sujeitos a erros e manipulações, levando ao cálculo impreciso de tais indicadores. Neste contexto, este trabalho estuda a utilização da estimação de estados trifásica para a apuração dos indicadores de conformidade de tensão em regime permanente em redes reais de distribuição de energia. Com o intuito de viabilizar os cálculos da estimação de estado para um alimentador real completo, utiliza-se o conceito de estimação de estado baseada em matriz admitância com a formulação de Tableau Esparso. Este conceito traz robustez nos resultados e reduz substancialmente o custo computacional por usufruir de matrizes constantes dentre iterações. Tipicamente, os valores calculados pelo estimador de estado apresentam maior confiabilidade em relação às próprias medidas. Para as análises, compara-se a qualidade dos indicadores de transgressão de tensão diante da utilização direta das medições em contraposto com o uso dos valores calculados na estimação de estado. Os resultados mostram que a estimação de estados pode contribuir para a apuração dos indicadores de conformidade de tensão mesmo mediante adulteração dos valores e na presença de condições adversas como furto de energia.

**Palavras-chave:** estimador de estado; indicador de conformidade; medidores inteligentes, sistemas de distribuição de energia elétrica; tensão em regime permanente.

## ABSTRACT

One of the historical deficiencies of the utilities is the lack of measurements or inaccurate information in the databases, hampering the identification or the solution of important issues. With the modernization of the distribution networks, the replacement of electromechanical meters with smart meters extends among the investments recently made by utilities and motivated by the various possibilities that this technology can bring as a benefit. In addition to the measurement data, useful information is needed for both utilities and the regulatory agency. One of the Brazilian Electricity Regulatory Agency (in Brazilian Portuguese, ANEEL) concerns regarding the supervision of utility service refers to the calculation of voltage transgression indicators, which is based exclusively on measurements acquired at consumer units and whose values are sent by the utility itself. According to ANEEL, the current way of obtaining the data makes auditing impossible, and such values are subject to errors and manipulations, leading to the imprecise calculation of such indicators. In this context, this work studies the use of three-phase state estimation to determine the steady-state voltage compliance indicators in real energy distribution networks. To estimate the state of a real feeder, admittance matrix-based state estimation is used with the formulation of Sparse Tableau. This combination substantially reduces the computational cost by taking advantage of constant matrices between iterations, achieving robust performance. Typically, the values calculated by the state estimator are more reliable than the measurements. For the analysis, the quality of the voltage transgression indicators is compared in the face of the direct use of the measurements in contrast with the use of the calculated values in the state estimation. The results show that the state estimation can contribute to verifying the voltage compliance indicators even through adulteration of the measurements and in the presence of adverse conditions such as energy theft.

**Key Words:** state estimation; voltage compliance indicators; smart meters, distribution systems; steady-state voltage.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Faixas de tensão com relação à tensão de referência. Adaptado de [10].	20
Figura 2.2: Etapas da medição amostral. Adaptado de [6].	23
Figura 3.1: Esquema de gerenciamento dos sistemas de distribuição. Adaptado de [13].	27
Figura 3.2: Esquema básico da Estimação de Estado. Adaptado de [36].	28
Figura 3.3: Etapas do Estimador de Estado.	28
Figura 3.4: Medidas Equivalentes do Estimador de Estado AMB. Adaptado de [7].	35
Figura 3.5: Rotação das medidas equivalentes de módulo de tensão. Adaptado de [26].	36
Figura 3.6: Fasores de referência da rede.	38
Figura 4.1: Conjunto elétrico do transformador XYZ. Adaptado de [49].	52
Figura 4.2: Diagrama georreferenciado do alimentador A.	55
Figura 4.3: Diagrama em blocos do funcionamento do estimador de estado nas simulações.	57
Figura 5.1: Curva de carregamento total do alimentador.	62
Figura 5.2: Perfis de tensão em todos os nós com consumidores conectados do alimentador.	63
Figura 5.3: Módulo da diferença entre valores de tensão calculados pelo estimador de estado ( $V^{EE}$ ) e valores de tensão calculados pelo fluxo de carga ( $V^{FC}$ ).	65
Figura 5.4: Multiplicadores de Lagrange nos conjuntos de medidas simulados.	66
Figura 5.5: Localização geográfica dos consumidores com transgressão de tensão no alimentador.	67
Figura 5.6: Valores dos indicadores de transgressão de tensão das 58 UCs identificadas.	67
Figura 5.7: Custos por transgressão de tensão em cada UC identificada.	68
Figura 5.8: Boxplot representando erros das medidas (M) e dos valores estimados (EE).	70
Figura 5.9: Multiplicadores de Lagrange para a simulação com erros inerentes.	71
Figura 5.10: Variação nos valores de DRP considerando erros inerentes nas tensões em comparação com caso base.	72
Figura 5.11: Variação nos custos por transgressão em relação ao caso base considerando as medidas de entrada e os valores estimados.	73
Figura 5.12: Boxplot representando erros das medidas (M) e dos valores estimados (EE) considerando classe de exatidão dos medidores dobrada.	74
Figura 5.13: Variação nos valores de DRP considerando erros inerentes com classe de exatidão dobrado nas tensões em comparação com o caso base.	75

Figura 5.14: Variação nos custos por transgressão em relação ao caso base considerando as medidas de entrada e os valores estimados com classe de exatidão dobrados.....	76
Figura 5.15: Perfil de tensão das fases A, B e C de um consumidor comparando a curva da medida manipulada (M) e a curva de tensão do fluxo de carga sem erros (FC). .....	78
Figura 5.16: Comparação dos perfis de tensão do fluxo de carga (FC), da medida manipulada (M) e do valor estimado (EE).....	80
Figura 5.17: Multiplicadores de Lagrange para a simulação com erros grosseiros na UC “40”..	81
Figura 5.18: Comparação dos valores de DRP calculados a partir dos valores do fluxo de carga (FC), valores estimados (EE) e medidas manipuladas (M). .....	83
Figura 5.19: Comparação dos custos por transgressão de tensão calculados a partir dos valores do fluxo de carga (FC), valores estimados (EE) e medidas manipuladas (M). .....	84
Figura 5.20: Diagrama georreferenciado do alimentador e dos transformadores MT/BT com consumidores com transgressão de tensão acima do limite.....	85
Figura 5.21: Multiplicadores de Lagrange para a simulação com erros grosseiros simultâneos..	87
Figura 5.22: Comparação dos valores de DRP calculados a partir dos valores do fluxo de carga (FC), valores estimados (EE) e medidas manipuladas (M) na simulação com erros grosseiros simultâneos. ....	89
Figura 5.23: Comparação dos custos por transgressão de tensão calculados a partir dos valores do fluxo de carga (FC), valores estimados (EE) e medidas manipuladas (M) na simulação com erros grosseiros simultâneos. ....	90
Figura 5.24: Comparação dos valores de DRP calculados a partir dos valores do fluxo de carga (FC), valores estimados (EE) e medidas de tensão com erros inerentes (M) na simulação considerando PNTs nas UCs selecionadas. ....	93
Figura 5.25: Comparação dos custos por transgressão de tensão calculados a partir dos valores do fluxo de carga (FC), valores estimados (EE) e medidas com erros inerentes (M) na simulação considerando PNTs nas UCs selecionadas. ....	94
Figura A.1: Modelo da linha trifásica mostrando graficamente as matrizes correspondentes ao modelo $\pi$ .....	103
Figura A.2: Modelo do transformador mostrando os parâmetros utilizados na modelagem.....	104
Figura C.1: Densidade de probabilidade do uso do forno elétrico em dias da semana e fins de semana.....	109

Figura C.2: Utilização dos eletrodomésticos de uma casa-exemplo.....	110
Figura C.3: Exemplo de perfil de potência ativa (a) e reativa (b) para uma residência bifásica.	111

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Faixas de tensão adequada, precária e crítica. ....	21
Tabela 5.1: Custo total de transgressão de tensão em cada semana. ....	69
Tabela 5.2: Consumidores selecionados com maiores custos por transgressão de tensão na soma das quatro semanas. ....	79
Tabela 5.3: Quantidade de erros grosseiros inseridos em cada UC e taxa de detecção do estimador de estado.....	82
Tabela 5.4: UCs selecionadas, transformador correspondente e custo total por transgressão de tensão. ....	86
Tabela 5.5: Quantidade de manipulações inseridas nos conjuntos de leituras e taxa de detecção do estimador de estado diante de erros grosseiros simultâneos. ....	88
Tabela 5.6: Custos por transgressão de tensão diante de erros grosseiros simultâneos.....	90
Tabela 5.7: Custos por transgressão de tensão diante da presença de PNT.....	93
Tabela A.1: Submatrizes utilizados para modelagem do transformador conforme tipo de conexão no primário e secundário.....	105
Tabela C.1: Características de consumo de eletrodomésticos mais comuns. ....	108

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>16</b>
1.1	JUSTIFICATIVA E MOTIVAÇÃO.....	17
1.2	OBJETIVOS .....	18
1.3	ORGANIZAÇÃO DESTA DISSERTAÇÃO.....	19
<b>2</b>	<b>CONTEXTUALIZAÇÃO.....</b>	<b>20</b>
2.1	DEFINIÇÃO DE TRANSGRESSÃO DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE.....	20
2.2	AUDIÊNCIA PÚBLICA 060/2018.....	22
2.3	TRABALHOS CORRELATOS.....	24
<b>3</b>	<b>ESTIMADOR DE ESTADO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO (EESD) .....</b>	<b>26</b>
3.1	MÉTODO DE ESTIMAÇÃO DE ESTADO .....	27
3.2	FORMULAÇÃO DO ESTIMADOR DE ESTADO VIA EQUAÇÃO NORMAL .....	29
3.3	ESTIMADOR DE ESTADO BASEADO EM MATRIZ ADMITÂNCIA .....	32
3.3.1	Montagem do vetor de Medidas Equivalentes .....	35
3.3.2	Referência angular .....	37
3.3.3	Montagem da matriz Ponderação.....	39
3.3.4	Montagem da matriz Jacobiana.....	42
3.4	TABLEAU ESPARSO NO EE AMB.....	44
3.5	TRATAMENTO DE ERROS GROSSEIROS .....	48
<b>4</b>	<b>ESTUDOS DE CASO.....</b>	<b>52</b>
4.1	MODELAGEM DOS ALIMENTADORES.....	52
4.2	DESCRIÇÃO DO ALIMENTADOR UTILIZADO NOS ESTUDOS .....	55
4.3	DESCRIÇÃO DOS ESTUDOS DE CASO.....	56
4.3.1	Caso base.....	58

4.3.2	Erros inerentes.....	58
4.3.3	Erro grosseiro não simultâneo.....	59
4.3.4	Erros grosseiros simultâneos.....	60
4.3.5	Perdas não técnicas .....	60
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>62</b>
5.1	CASO BASE .....	62
5.2	ERROS INERENTES .....	69
5.3	ERRO GROSSEIRO NÃO SIMULTÂNEO.....	76
5.4	ERROS GROSSEIROS SIMULTÂNEOS .....	85
5.5	PERDAS NÃO TÉCNICAS .....	91
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>95</b>
6.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	96
<b>7</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>98</b>
	<b>APÊNDICE A – MATRIZES DE CONDUTÂNCIA E SUSCEPTÂNCIA PRIMITIVAS</b>	<b>102</b>
	<b>APÊNDICE B – CÓDIGOS DE MODELAGEM NO OPENDSS .....</b>	<b>106</b>
	<b>APÊNDICE C – EXPLICAÇÃO DA MODELAGEM DO CONSUMO RESIDÊNCIAL</b>	<b>108</b>

# 1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, as empresas responsáveis pela distribuição de energia elétrica têm investido em modernos equipamentos e soluções que permitem melhorias na qualidade e confiabilidade da energia fornecida [1]. Tais melhorias beneficiam tanto o consumidor final, diante de um fornecimento confiável e um produto de maior qualidade, quanto a distribuidora, reduzindo tempo e custos com a operação e manutenção da rede, além de redução de custos com compensações aos consumidores através de uma melhor adequação às normas regulamentadoras.

Entre estes investimentos, diante da histórica escassez de medições nos sistemas de distribuição, destaca-se a substituição de medidores eletromecânicos por medidores inteligentes (do inglês, *smart meters*), uma vez que estes são indispensáveis para a viabilização dos avanços pretendidos. A exemplo, o município de Jaguariúna-SP é a primeira cidade do grupo CPFL Santa Cruz que recebeu medidor inteligente em 100% das unidades consumidoras, totalizando um investimento de R\$25 milhões [2]. A Enel Distribuição São Paulo planeja instalar 1 milhão de medidores inteligentes até 2021 com o objetivo de melhorar a qualidade do fornecimento de energia elétrica e reduzir em 30% o custo operacional por cliente da distribuidora [3].

Adicionalmente, segundo [4], a empresa *Innovation Observatory* publicou um relatório no qual estudou a evolução dos investimentos mundiais em tecnologias de redes inteligentes até o ano de 2030. Neste documento, previa-se que o Brasil ocuparia o sexto lugar no ranking de maiores investimentos, estimando a instalação de 63 milhões de medidores inteligentes até este ano de 2021. Entretanto, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) prevê que esta substituição de medidores ocorrerá até 2030.

A instalação dos medidores inteligentes usualmente vem acompanhada por uma Infraestrutura Avançada de Medição (do inglês, *Advanced Metering Infrastructure*, AMI), responsável pela medição e comunicação de dados em duas vias. Além dos dados de medição disponibilizados, almejam-se soluções que os transformem em informações úteis tanto para as distribuidoras (concessionárias, permissionárias ou autorizadas) quanto para a fiscalização pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Diante deste fato, a estimação de estado é uma forte candidata para a conversão das medições em informações úteis e confiáveis.

A estimação de estado já é amplamente utilizada no sistema de controle dos sistemas de transmissão de energia [5], visto que estes exigem alto nível de confiabilidade pois pequenas falhas tendem a causar grandes perdas financeiras, além de representar riscos à segurança diante das altas

tensões de operação destas redes. Por conseguinte, estas redes possuem grande quantidade de medidas disponíveis, viabilizando e almejando o uso da estimação de estado como ferramenta de confrontação de informações e, conseqüentemente, incrementando a capacidade de controle.

Ao considerar as redes de distribuição, a ANEEL demonstra preocupação, conforme questionamento levantado pelo Tribunal de Contas da União, com relação à fiscalização das distribuidoras referente ao cômputo dos indicadores de transgressão de tensão, que é baseado exclusivamente nas medições realizadas nas unidades consumidoras (UCs) e cujos valores são enviados pela própria distribuidora. Ainda segundo a ANEEL, tais valores estão sujeitos a erros e manipulações [6], levando ao cálculo impreciso de indicadores de qualidade de transgressão de tensão.

Neste contexto, a estimação de estado pode contribuir substancialmente, por ser uma ferramenta que utiliza um conjunto de medidas disponibilizadas pela Infraestrutura Avançada de Medição e permite fornecer informações mais precisas, auxiliando até a identificação de manipulações ou erros das medidas. Como resultado, é possível sistematizar o monitoramento de todos os consumidores e obter maior precisão no cálculo de indicadores de transgressão de tensão. Destaca-se, ainda, que os valores estimados tendem a ser mais confiáveis e precisos quando comparados às próprias medições. Além disso, o estado estimado permite fornecer informações que podem não estar sendo medidas, como valores de correntes nos ramos, defasagens angulares, tensão em uma barra de passagem, etc.

## **1.1 Justificativa e motivação**

Conforme apresentado, as distribuidoras estão constantemente buscando formas de melhorar a qualidade da energia elétrica, posto que leva à diminuição de compensações ao cliente, aumenta o faturamento da empresa, além de outros benefícios, tanto por parte da distribuidora quanto para o cliente, evitando-se danos aos seus equipamentos domésticos, comerciais ou industriais. Diante disso, há diversos estudos com desenvolvimento de técnicas eficientes que consideram a utilização dos medidores inteligentes em benefício à distribuidora, agregando valor a estas medidas e incentivando o incremento, mesmo que gradual, da instalação desses medidores.

Neste mesmo contexto, a instalação dos medidores inteligentes pode trazer benefícios para a agência reguladora (ANEEL), que pode contar com uma base de dados maior para auxiliar nos estudos e evolução das normas criadas por ela, além de acrescentar confiança às fiscalizações.

Portanto, a agência avalia as vantagens e desvantagens da substituição dos medidores eletromecânicos pelos inteligentes, sendo que várias consultas e audiências públicas sobre o assunto estão ou estiveram em andamento recentemente, além das resoluções normativas que objetivam concretizar essa evolução.

Concretizando a instalação em massa desses medidores inteligentes, a estimação de estado torna-se viável e espera-se oferecer importantes proventos para a concessionária, consumidor e agência reguladora, disponibilizando informações mais completas, confiáveis e precisas.

Uma das justificativas deste trabalho se estende à escassez de estudos de estimação de estado utilizando modelos de redes de distribuição reais, se limitando tipicamente às consolidadas redes do IEEE [7]. Essas redes apresentam, tipicamente, quantidade pequena ou limitada de barras, as quais muitas vezes não expõem determinadas dificuldades de programação, modelagem e cálculo da estimação de estado considerando a grande quantidade de detalhes dispostos em redes de distribuição reais brasileiras, podendo acarretar erros nos resultados.

A motivação deste estudo parte da Audiência Pública (AP) 060/2018 da ANEEL [8], com o objetivo de aumentar a confiabilidade na forma de obtenção dos indicadores de conformidade de tensão em regime permanente, visto que, na forma que atualmente são calculados e fiscalizados, não existe possibilidade de auditoria das medições enviadas pela distribuidora para a ANEEL. Este tópico será mais bem explicado na seção 2.2.

Por fim, a estimação de estado pode fornecer informações mais robustas e justas beneficiando também a distribuidora, que passa a ter dados para detecção de possíveis fraudes, problemas ou danos em equipamentos de medição que podem resultar em medidas equivocadas, dentre outros. A ferramenta pode, ainda, precaver a distribuidora de possíveis problemas na rede que estejam resultando em transgressões de tensão, passíveis de multa, colaborando com a saúde financeira da empresa.

## **1.2 Objetivos**

Um dos objetivos deste trabalho consiste na análise da ferramenta matemática de estimação de estado como forma de agregar valor às medidas de medidores inteligentes tanto de forma quantitativa quanto qualitativa, uma vez que a viabilidade do uso desta ferramenta depende quase que exclusivamente da disponibilidade de uma ampla quantidade de dados/medidas, tornando o sistema observável (possível de se estimar o estado), seja em tempo real, considerando uma análise

temporal quase estática, ou por cálculos dos estados da rede posteriores como forma de estudos ou fiscalização.

Diante do exposto, o objetivo principal deste estudo é analisar a utilização do estimador de estado baseado em matriz admitância (AMB, do inglês, *Admittance Matrix-Based*) trifásico, em modelos de redes de distribuição reais, de modo a auxiliar a apuração dos indicadores de transgressão de tensão diante de dados de medição com incoerências técnicas na tensão, seja por erros inerentes a medição, por erros na comunicação entre medidor e central ou por manipulação/alteração das medidas com intuito de camuflar índices, deixando o cálculo dos indicadores de qualidade de conformidade de tensão em regime permanente mais robustos, confiáveis e justos.

Adicionalmente, realizar-se-á um estudo do efeito de perdas não técnicas, como furtos de energia, na eficácia dos resultados do estimador de estado (EE).

### **1.3 Organização desta dissertação**

Esta dissertação segue organizada da seguinte forma. No capítulo 2 realiza-se a revisão bibliográfica, apresentando a definição da ANEEL de transgressão de tensão em regime permanente bem como a forma de calcular os indicadores destas transgressões, explicando as preocupações e propostas de alteração no método de aquisição dos indicadores anunciadas na Audiência Pública 060/2018; e, finalizando o capítulo, são apresentados os trabalhos correlatos com o tema deste estudo. No capítulo 3, descreve-se o método da estimação de estado, explicando sua formulação e as considerações realizadas neste estudo. No capítulo 4, descrevem-se os estudos de caso, explicando a modelagem das redes, caracterizando o alimentador teste e descrevendo as simulações utilizadas no estudo. No capítulo 5, são apresentados os resultados e discussões das simulações propostas no capítulo 4. No capítulo 6, são mostradas as principais conclusões obtidas no estudo. No apêndice A é explicado a montagem das matrizes primitivas dos elementos capacitores, linhas e transformadores, as quais são utilizados na montagem da matriz jacobiana do estimador de estado. No apêndice B são mostrados os modelos dos elementos da rede no OpenDSS. Por fim, no apêndice C há uma breve explicação da construção das curvas de carga dos consumidores tipo B utilizados no estudo.

## 2 CONTEXTUALIZAÇÃO

Este capítulo, em 2.1, revisa a definição de transgressão de tensão em regime permanente nas redes de distribuição de energia elétrica, bem como as equações para o cálculo dos indicadores de conformidade de tensão em regime permanente. Em 2.2, é exibido informações sobre a Audiência Pública 060/2018 da ANEEL na qual foram pontuados alguns alertas no processo de aquisição desses indicadores de transgressão de tensão. Finalmente, em 2.3, são apresentados trabalhos correlatos ao tema do presente estudo.

### 2.1 Definição de Transgressão de Tensão em Regime Permanente

Os índices e procedimentos técnicos do sistema de distribuição são descritos no documento Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) [9], que normatiza e padroniza o funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição. Os critérios referentes à qualidade no fornecimento de energia elétrica são tratados no Módulo 8 [10] e entre os indicadores de qualidade destacam-se os índices de violação de tensão em regime permanente: Duração Relativa da Transgressão para tensão Precária (DRP) e para tensão Crítica (DRC).

O PRODIST define para cada classe de tensão um limite de amplitude adequada em relação a uma tensão de referência,  $T_R$ . Extrapolando esse limite, tanto superior como inferior, são definidas faixas precárias. Para medições superiores ou inferiores a essas faixas precárias, são definidas as faixas críticas, conforme visto na Figura 2.1, em que:  $\Delta_{ADINF}$  e  $\Delta_{ADSUP}$  representam variação inferior e superior da faixa adequada com relação à tensão de referência, respectivamente;  $\Delta_{PRINF}$  e  $\Delta_{PRSUP}$  representam a variação inferior e superior da faixa precária com relação à faixa adequada, respectivamente.

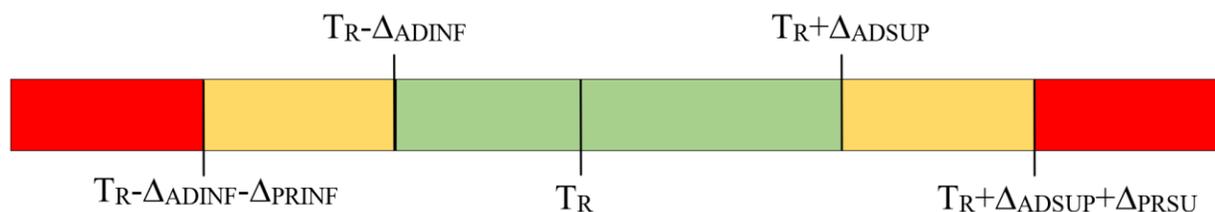


Figura 2.1: Faixas de tensão com relação à tensão de referência. Adaptado de [10].

Com base nos limites apresentados na Figura 2.1, os índices DRP e DRC possuem o propósito de identificar o intervalo de tempo que a tensão permanece na faixa precária e crítica,

respectivamente, durante o período de medição em um determinado consumidor, sendo este compensado em sua fatura caso os índices ultrapassem os limites estabelecidos.

Primeiramente, realiza-se a medição conforme item 2.5.1.1 do Módulo 8 do PRODIST, sendo necessários 1.008 registros de leituras válidas, obtidas em intervalos consecutivos de 10 minutos, resultando em 7 dias de medição, salvo que sejam expurgadas medidas conforme item 9.1.10.2 do mesmo módulo. As condições de expurgo de medidas se resumem a medidas nas quais ocorreram variações de tensão de curta duração ou interrupções de longa duração. A norma ainda prevê que para medições permanentes, cada conjunto de 1.008 leituras válidas compõe um indicador DRP e um DRC, sendo considerada a média de todos os conjuntos de leituras apurados dentro do mês civil.

Após a obtenção do conjunto de medidas, calcula-se o DRP e DRC seguindo as expressões (2.1) e (2.2) contidas no PRODIST.

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100[\%] \quad (2.1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100[\%] \quad (2.2)$$

sendo  $nlp$  e  $nlc$  o maior valor entre as fases do número de leituras situadas nas faixas precária e crítica, respectivamente.

O limite do valor de DRP é de 3% e o limite do indicador DRC é de 0,5% [10]. Os valores das faixas das tensões precárias e crítica para cada classe de tensão é apresentado na Tabela 2.1.

**Tabela 2.1: Faixas de tensão adequada, precária e crítica.**

Faixa de tensão	Classe de tensão [kV]		
	69 a 230	1 a 69	Até 1 (127/220 [V])
<b>Adequada [pu]</b>	0,95-1,05	0,93-1,05	0,92-1,05
<b>Precária [pu]</b>	0,93-0,95 e 1,05-1,07	0,90-0,93	0,87-0,92 e 1,05-1,06
<b>Crítica [pu]</b>	< 0,93 e > 1,07	< 0,90 e > 1,05	< 0,87 e > 1,06

As medições devem corresponder ao tipo de ligação da UC, abrangendo todas as fases e o neutro no ponto de conexão. Nos casos em que não há neutro no ponto de conexão, como na maioria dos casos de consumidores conectados na média tensão, a medição deve ser realizada entre as fases [10].

Ao transgredir os limites desses indicadores de conformidade de tensão, a distribuidora deve compensar o consumidor afetado no valor calculado através da equação (2.3) definida em

[10] na fatura correspondente ao mês da medição.

$$Valor [R\$] = \left[ \left( \frac{DRP - DRP_{limite}}{100} \right) \cdot k_1 + \left( \frac{DRC - DRC_{limite}}{100} \right) \cdot k_2 \right] \cdot EUSD \quad (2.3)$$

sendo:

$$k_1 = 0, \text{ se } DRP \leq DRP_{limite};$$

$$k_1 = 3, \text{ se } DRP > DRP_{limite};$$

$$k_2 = 0, \text{ se } DRC \leq DRC_{limite};$$

$$k_2 = 7, \text{ se } DRC > DRC_{limite} \text{ para consumidor atendido em Baixa Tensão;}$$

$$k_2 = 5, \text{ se } DRC > DRC_{limite} \text{ para consumidor atendido em Média Tensão;}$$

$$k_2 = 3, \text{ se } DRC > DRC_{limite} \text{ para consumidor atendido em Alta Tensão;}$$

$$DRP = \text{valor em \% apurado em (2.1);}$$

$$DRP_{limite} = 3;$$

$$DRP = \text{valor em \% apurado em (2.2);}$$

$$DRP_{limite} = 0,5;$$

$$k_1 = 0, \text{ se } DRP \leq DRP_{limite};$$

$$EUSD = \text{Encargo de Uso do Sistema de Distribuição.}$$

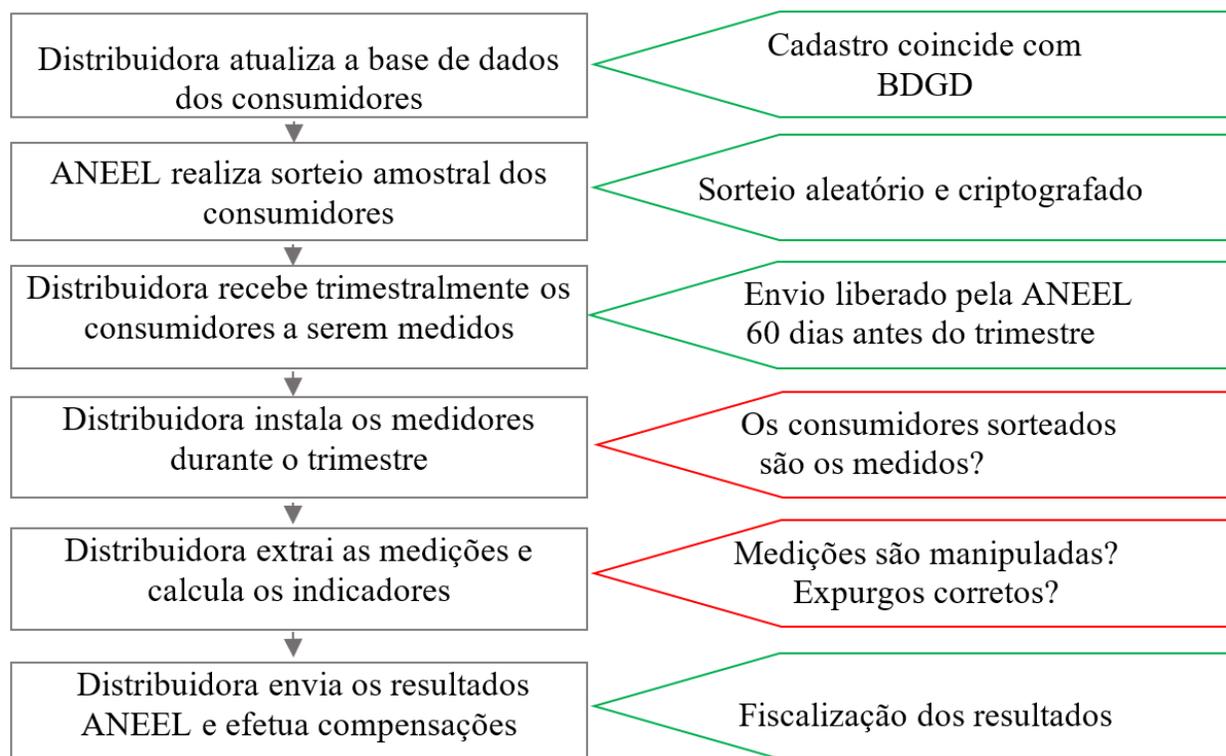
Destaca-se que o EUSD é calculado pelo produto da tarifa de uso pelos respectivos montantes de uso do sistema de distribuição e de energia contratados ou verificados. Caso o valor ultrapasse o valor da fatura mensal, o valor pode ser parcelado, limitado a duas faturas subsequentes, ou pago em moeda corrente.

## 2.2 Audiência Pública 060/2018

Atualmente, os índices DRP e DRC são calculados por meio de amostras em UCs específicas e os dados são enviados à ANEEL pela própria distribuidora. As medições são realizadas em UCs sob solicitação dos proprietários, escolhidas por sorteio a cada três meses ou em UCs que possuem medidor eletrônico permanentemente [10].

Estes dois índices são alvo da Audiência Pública (AP) 060/2018 da ANEEL, motivada por demanda do Tribunal de Contas da União, com o objetivo de aumentar a confiabilidade na forma de obtenção dos mesmos. O problema relatado nessa AP é a falta de confiabilidade da prática posterior ao sorteio até o recebimento dos dados pela ANEEL, uma vez que estes dados dependem unicamente das informações coletadas pelas distribuidoras, sem possibilidade de auditoria ou confronto com outras evidências pela fiscalização, conforme mostrado na Figura 2.2. Não

há garantia que o medidor foi instalado no local definido pela ANEEL, além da possibilidade de manipulação das medições previamente ao momento de envio destes para a agência [6]. O problema ficou ainda mais evidente depois de 205 ações de fiscalização realizadas entre 2009 e 2016 que resultou em sanções da ordem de R\$129 milhões [6].



**Figura 2.2: Etapas da medição amostral. Adaptado de [6].**

Por esse motivo, o próprio diretor da ANEEL, indica em [6] a necessidade de estudos e pesquisas sobre o uso da estimação de estado na rede de distribuição para contribuir na apuração dos níveis de tensão nos consumidores, seja para confrontamento dos indicadores calculados, como para sinalizar áreas para realização de fiscalização pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE), ou instituir campanhas de medição. A estimação de estado auxilia, ainda, na mitigação de erros inerentes à medição ou a erros de comunicação, uma vez que no cálculo são utilizadas medidas redundantes [11].

De forma a não onerar excessivamente a população, nessa AP, a ANEEL propõe uma alternativa que requisita a certificação ISO 9000 em conjunto com a instalação permanente de medidores descritos na resolução normativa REN nº502/2012 [12] nos consumidores sorteados, aumentando gradativamente a base de medição amostral a cada ano, uma vez que são sorteados

em média 40 mil UCs por ano [6]. O incremento da quantidade de medidores na distribuição se faz necessário diante do cenário de mudanças no sistema de distribuição [1], e, com isso, possibilita a utilização do estimador de estado, que pode auxiliar a distribuidora em diversos processos, como discutido em [13].

Na AP, é ressaltada a necessidade de os fabricantes dos medidores implementarem a função de cálculo interno dos indicadores DRP e DRC no próprio equipamento de forma a possibilitar a contabilização dos indicadores de forma direta, além de disponibilizar esta informação por um visor possibilitando acompanhamento dos indicadores pelo consumidor. Apesar dessa forma possibilitar auditoria dos valores dos indicadores, os valores calculados podem ainda apresentar resultados manipulados e as medidas estão suscetíveis a erros. Por fim, a solução proposta não garante a instalação dos medidores nos consumidores corretos, podendo ser instalados em locais equivocados. Diante do exposto, a estimação de estado ainda pode contribuir positivamente, uma vez que esses erros dificilmente são passados de forma despercebida no resultado do estimador.

Após todo o trâmite de abertura e revisão da Audiência Pública, em 18 de novembro de 2019, o processo foi finalizado com o resultado confirmativo à alternativa proposta [33], estando as modificações do processo vigente a partir de janeiro de 2021. Para possibilitar sua vigência, foram necessárias alterações nos módulos 6 e 8 do PRODIST, as quais tiveram as revisões de número 14 e 12 respectivamente e com vigor a partir de 01/01/2021. É válido salientar que com a vigência destas atualizações, a medição em massa das UCs nos sistemas de distribuição torna-se algo palpável e possível para o médio prazo.

### **2.3 Trabalhos correlatos**

A estimação de estado em redes de distribuição é alvo de várias pesquisas, visto que estas redes vêm recebendo altos investimentos visando torná-las mais inteligentes. Em [14], por exemplo, estuda-se uma metodologia para obter afundamentos de tensão, explorando a característica radial de redes de distribuição e a estimação de estado como ferramenta. Em [15], estuda-se a utilização de um sistema de aquisição de dados de usuários para a estimação de estado em sistemas de distribuição mostrando que o método pode ser promissor. Assim como no estudo anterior, em [16]-[18], destaca-se a ampliação do uso dos medidores nas redes de distribuição e mostra o potencial da estimação para prover informações para os sistemas de gerenciamento das redes de distribuição. O estimador de estado pode ser uma ferramenta eficaz mesmo na presença

de geração distribuída conforme [19]. Em [20], assim como em parte deste trabalho, utiliza-se o estimador para detecção de erros nas medidas de tensão, porém o artigo utiliza uma variação fixa de 5% nas medidas, podendo ser considerada alta para a aplicação do cálculo e auditoria dos indicadores de conformidade de tensão em regime permanente como proposto no presente trabalho.

Destaca-se, portanto, a pequena quantidade de estudos considerando o uso da estimação de estado para análises específicas na transgressão de tensão em regime permanente, devendo ressaltar a importância desse tipo de transgressão em compensações financeiras pelas distribuidoras.

### **3 ESTIMADOR DE ESTADO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO (EESD)**

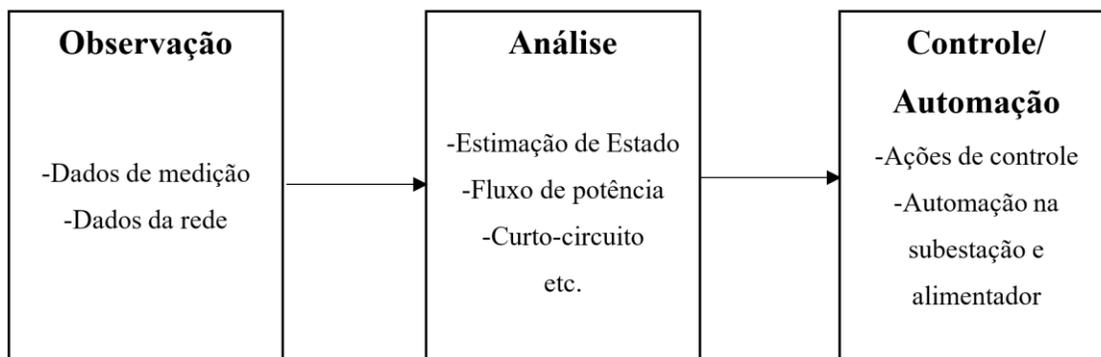
O elevado investimento em uma infraestrutura avançada de medição tem aumentado consideravelmente o nível de monitoramento dos sistemas de distribuição. Este fator traz consigo diversos benefícios imediatos, tanto para concessionária quanto para o consumidor. Apesar deste incremento da quantidade de medidores inteligentes na rede de distribuição, não se espera que o sistema de distribuição seja altamente monitorado e controlado através destas medidas no curto prazo. Busca-se, portanto, agregar valor a estas medições através de metodologias e soluções que resultem em informações essenciais para o bom funcionamento da rede, auxiliando práticas de operação e de planejamento da concessionária e incentivando a continuação e ampliação da instalação destes medidores.

Considerando ainda o aumento da complexidade dos sistemas de distribuição diante da migração de uma estrutura predominantemente passiva (transporte de energia do sistema de transmissão para os consumidores) para uma estrutura ativa (geração distribuída instalada na média e/ou baixa tensão) podendo ocorrer reversão no fluxo de potência, torna-se essencial um monitoramento efetivo para o gerenciamento dos sistemas.

Na prática, além dos medidores instalados na subestação e em consumidores de média e baixa tensão, há, em menor quantidade, outros medidores já existentes nas redes de distribuição que podem contribuir de forma positiva para a estimação do estado do sistema, sendo esses medidores originários de religadores, banco de capacitores controláveis e inversores de sistemas de geração fotovoltaica.

Neste contexto, a implementação do Estimador de Estado em Sistemas de Distribuição (EESD) pode ampliar significativamente as informações disponíveis auxiliando na análise, controle e automação desses sistemas, sendo uma ferramenta que aproveita efetivamente o grande volume e variedade dos dados disponíveis em uma ampla infraestrutura de medição, que normalmente são mal aproveitadas pelas companhias [15].

Possíveis componentes do gerenciamento dos sistemas de distribuição são ilustrados na Figura 3.1.



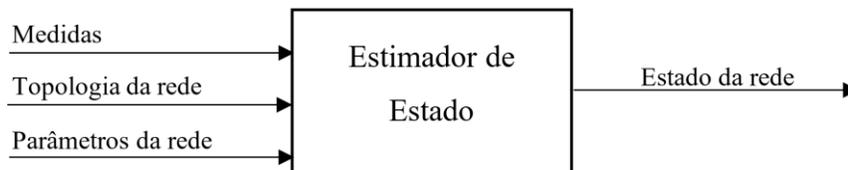
**Figura 3.1:** Esquema de gerenciamento dos sistemas de distribuição. Adaptado de [13].

Em contrapartida, a utilização da estimação de estado nas redes de distribuição traz diversos desafios técnicos para sua implementação quando comparado com seu uso consolidado nas redes de transmissão e, por isso, almejam-se estudos que prevejam os benefícios e dificuldades/problemas na sua aplicação prática.

### 3.1 Método de estimação de estado

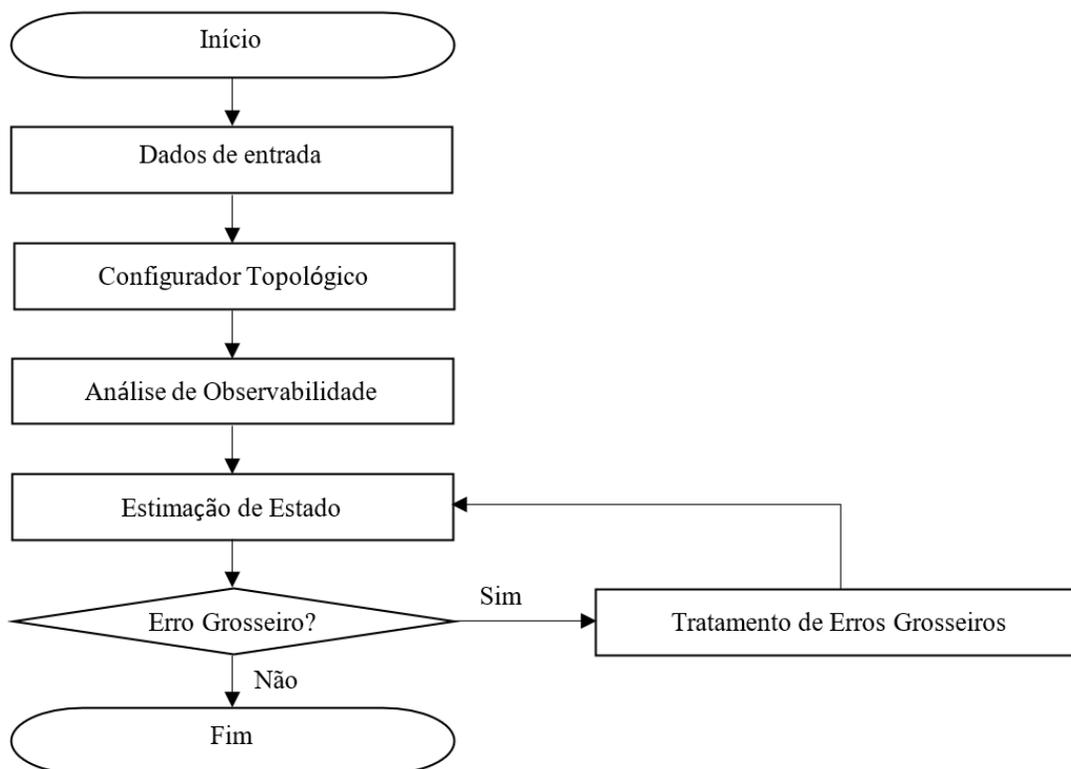
O Estimador de Estado tem por objetivo obter o estado mais provável do sistema a partir de medidas realizadas e do modelo da rede [5], [34], [35], sendo que estado da rede é um conjunto mínimo de variáveis do sistema que possibilita o cálculo de todas as outras grandezas de interesse, sendo tipicamente composto pelas magnitudes e ângulos das tensões nos nós da rede [11]. Destaca-se que o estado mais provável não significa o estado real/correto da rede, pois problemas de convergência, incertezas numéricas, valores das medidas e suas respectivas incertezas, erros na modelagem e topologia da rede podem levar a resultados distantes do estado real. Deve-se ressaltar, contudo, que estes problemas e erros causam incertezas nos resultados de outras ferramentas matemáticas, tal como no cálculo de fluxo de carga, cálculo de curto circuito, dentre outros, não sendo um obstáculo específico do estimador. Em contrapartida, os valores calculados pelo estimador tendem a ser mais precisos, robustos e próximos do valor real comparados às medidas realizadas em campo, justificando a sua utilização nos sistemas elétricos.

De forma simples, o processo de estimação de estado pode ser ilustrado conforme a Figura 3.2, na qual são mostrados os dados de entrada: medidas, topologia e parâmetros da rede; e como resultado é fornecido o estado mais provável da rede.



**Figura 3.2:** Esquema básico da Estimação de Estado. Adaptado de [36].

O processo do Estimador de Estado tipicamente é dividido em algumas etapas: configurador topológico, analisador de observabilidade, estimador de estado e processamento de erros grosseiros. O configurador topológico é executado a cada alteração na topologia da rede, fornecendo a topologia atual obtida a partir de medidas lógicas oriundas de chaves, disjuntores, religadores etc. Em seguida é realizada uma análise de observabilidade, na qual é avaliado se o sistema é observável a partir do conjunto de medidas disponíveis, requisito primário para executar o estimador de estado. Posteriormente, o estado da rede é efetivamente calculado pelo estimador de estado. Por fim, é realizada a identificação e tratamento dos erros grosseiros, se existir. Todo esse processo pode ser ilustrado pelo diagrama na Figura 3.3.



**Figura 3.3:** Etapas do Estimador de Estado.

Neste estudo, é assumido que a topologia e parâmetros da rede são conhecidas e corretas,

e que o conjunto de medidas disponíveis, composta por medidas oriundas da subestação, dos consumidores e medidas virtuais garantem a observabilidade. Portanto, as etapas “Configurador Topológico” e “Análise de Observabilidade” não são abordadas neste trabalho.

Assim, este estudo concentra-se na etapa da estimação de estado da rede e no tratamento de erros grosseiros, sendo este último responsável pela identificação e correção de erros/manipulações nas medidas.

### **3.2 Formulação do estimador de estado via equação normal**

Apesar de podermos visualizar e descrever a rede de energia elétrica, como os postes, cabos, transformadores, dentre outros equipamentos, não somos capazes de visualizar o principal produto que toda essa infraestrutura é responsável por transportar: a eletricidade; pois se trata de algo que não tem cheiro, não tem cor e nem sabor [37]. Desta forma, a única maneira de podermos mensurar este produto é através de dispositivos de conversão de energia, como sensores, transdutores ou medidores, os quais quantificam de forma numérica e visual os parâmetros da energia elétrica [38], [39].

De posse dos valores medidos, é possível verificar, controlar, proteger e planejar a rede elétrica. Contudo, todo e qualquer medidor está sujeito a erros inerentes ao processo de conversão da grandeza elétrica medida para algum parâmetro analógico ou digital. A quantificação da acurácia de um medidor é dada através de sua classe de exatidão. Medições com erros maiores que o estipulado pela sua classe de exatidão são considerados erros grosseiros [5]. Estes erros ocorrem por diversas causas: falha no próprio equipamento; mau contato; falha de armazenamento dos dados; falha na telecomunicação dos dados para uma central (se o medidor possuir); e, dentre diversas outras possibilidades, a própria interferência humana, como furtos de energia elétrica ou manipulação proposital dos dados, sendo esta última a principal motivação deste trabalho.

Diante deste contexto, afirma-se que qualquer medida pode ser representada pelo seu valor exato somado a um erro associado e desconhecido (equação (3.2)) [40]. Portanto, o propósito principal do uso da estimação de estado é encontrar valores das variáveis de estado de forma a se obter o menor valor de erro no contexto geral das medidas da rede. Para a estimação de estado em sistemas de potência é utilizado o modelo de regressão não linear usando a notação encontrada na literatura conforme equação (3.1):

$$z = \begin{bmatrix} z_1 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, \dots, x_n) \\ \vdots \\ h_m(x_1, \dots, x_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ \vdots \\ e_m \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

De forma matricial:

$$z = h(x) + e \quad (3.2)$$

em que  $z$  é o vetor que contém os valores das medidas;  $x$  é o vetor contendo as variáveis de estado, considerado as tensões em módulo e ângulo neste trabalho;  $h(x)$  é o vetor que correlaciona as medições com as variáveis de estado em funções não lineares;  $e$  é o vetor dos erros associados a cada medida;  $m$  a quantidade de medidas e  $n$  a quantidade de variáveis de estado.

Isolando o vetor  $e$  da equação (3.1), obtém-se:

$$e = z - h(x) \quad (3.3)$$

O Estimador de Estado Tradicional busca minimizar a equação (3.3) através da formulação como um problema de Mínimos Quadrados Ponderados (MQP) [5], [24]. Esta solução minimiza a soma dos quadrados dos erros considerando uma ponderação de cada medida de acordo com sua respectiva variância, ou seja, medidas mais exatas (menor variância) terão pesos maiores na estimação, assim como medidas com menor acurácia terão pesos menores, levando a um resultado da estimação que se aproximar das medidas com maior acurácia.

Equacionando o problema de MQP de (3.3), busca-se a minimização do índice  $J(x)$  dado pela equação (3.4):

$$J(x) = \sum_{i=1}^m \frac{(z_i - h_i(x))^2}{\sigma_i^2} = [z - h(x)]' R_z^{-1} [z - h(x)] \quad (3.4)$$

$$R_z^{-1} = \text{diag}\{\sigma_1^2, \dots, \sigma_m^2\}^{-1}$$

$R_z^{-1}$  representa a ponderação de cada medida na solução do problema. Assume-se que as medidas são independentes e o vetor  $e$  possui distribuição gaussiana com média nula e variância dependendo da qualidade do medidor [5], lembrando que a variância é o quadrado do desvio padrão da medida ( $\text{var} = \sigma^2$ ). Ou seja, cada medida é ponderada pelo inverso da sua variância ( $\sigma^{-2}$ ), e os valores fora da diagonal (covariâncias) são nulas. Esta matriz pode ter sua nomenclatura alterada para  $W$  como forma de simplificação, sendo chamada de matriz Ponderação ou matriz Peso. A montagem desta matriz é mais bem explicada na seção 3.3.3.

Sendo  $h(x)$  composta por funções não lineares, usa-se um processo iterativo para a solução de (3.4), usualmente através do método de Gauss-Newton [24], [28]. Para aplicação deste método, considera-se a expansão de Taylor de  $h(x)$  desconsiderando os termos superiores ao segundo grau, conforme equação (3.5).

$$h(x + \Delta x) \approx h(x) + H(x)\Delta x \quad (3.5)$$

Onde  $H(x)$  é a matriz Jacobiana calculada para as variáveis de estado. Reescrevendo  $J(\Delta x)$  substituindo  $h(x)$  pela série de Taylor descrito em (3.5) e escrevendo  $J$  em função de  $\Delta x$ , tem-se:

$$J(\Delta x) = [z - (h(x) + H(x)\Delta x)]'W[z - (h(x) + H(x)\Delta x)] \quad (3.6)$$

Considerando  $\Delta z = z - h(x)$  e realizando substituição na equação (3.7):

$$J(\Delta x) = [\Delta z - H(x)\Delta x]'W[\Delta z - H(x)\Delta x] \quad (3.7)$$

Realizando manipulações algébricas na equação (3.7), segue:

$$J(\Delta x) = [\Delta z' - \Delta x' H'(x)]W[\Delta z - H(x)\Delta x] \quad (3.8)$$

Multiplicando as matrizes da equação (3.8):

$$J(\Delta x) = \Delta z'W\Delta z - \Delta z'WH(x)\Delta x - \Delta x'H'(x)W\Delta z + \Delta x'H'(x)WH(x)\Delta x \quad (3.9)$$

$$J(\Delta x) = \Delta z'W\Delta z - 2\Delta x'H'(x)W\Delta z + \Delta x'H'(x)WH(x)\Delta x \quad (3.10)$$

Com o intuito principal de minimização de  $J(\Delta x)$ , deve-se derivar a equação (3.10) em relação a  $\Delta x$  e igualar a zero:

$$-2H'(x)W\Delta z + 2H'(x)WH(x)\Delta x = 0 \quad (3.11)$$

Dividindo a equação (3.11) por 2 e reorganizando:

$$H'(x)WH(x)\Delta x = H'(x)W\Delta z \quad (3.12)$$

Denomina-se  $H'(x)WH(x)$  como matriz Hessiana  $G(x)$ , chamada de matriz Ganho, transformando a equação (3.12) em:

$$G(x)\Delta x = H'(x)W\Delta z \quad (3.13)$$

Portanto, deve-se resolver a equação de forma iterativa atualizando o estado da rede  $x$  para

cada iteração  $\nu$  da forma como se segue, sendo a equação (3.14) chamada de Equação Normal [5]:

$$\begin{aligned} G(x^\nu)\Delta x^\nu &= H'(x^\nu)W[z^\nu - h(x^\nu)] \\ x^{\nu+1} &= x^\nu + \Delta x^\nu \end{aligned} \quad (3.14)$$

Esta formulação foi apresentada por Schweppe, Wildes e Rom [24] contendo a fundamentação teórica do estimador de estado tradicional para sistemas de transmissão, chamada de Equação Normal. Analisando a equação (3.14), deve-se solucionar a equação de forma a obter o vetor  $\Delta x^\nu$  e então calcular  $x^{\nu+1}$ , sendo este último o vetor das variáveis de estado atualizado para cada iteração. Este processo iterativo é realizado até que se alcance algum critério de convergência. Usualmente, o critério de convergência utilizado é descrito conforme equação (3.15):

$$\max(\Delta x^\nu) < tol \quad (3.15)$$

Ou seja, se na iteração  $\nu$  o maior valor do vetor de variação das variáveis de estado for menor que uma tolerância ( $tol$ ) estabelecida, considera-se o sistema convergido e finaliza-se o processo de estimação. O valor de tolerância típico varia de  $10^{-4}$  a  $10^{-6}$ , uma vez que valores muito grandes podem acarretar em resultados com menor precisão, e valores muito pequenos podem aumentar consideravelmente a quantidade de iterações para a convergência, aumentando drasticamente o tempo de processamento do Estimador de Estado.

### 3.3 Estimador de estado baseado em matriz admitância

Em 1995, os pesquisadores Jen-Hao Teng, C.N. Lu e Wei-Ting Liu desenvolveram uma nova formulação para a Estimação de Estado [25]. A proposta era realizar algumas modificações no equacionamento do problema da EE de forma a se obter uma matriz ganho ( $G(x^\nu)$ ) constante.

A matriz  $G(x^\nu)$  é composta pela multiplicação  $H'(x^\nu)WH(x^\nu)$ , as quais representam as matrizes com maiores dimensões de toda a formulação. A matriz  $H(x^\nu)$ , por exemplo, possui dimensão de  $m \times n$ , sendo  $m$ , a quantidade de medidas no sistema e  $n$ , a quantidade de variáveis de estado. Ao utilizar as tensões complexas de todas as barras/nós como variáveis de estado,  $n$  possui valor de duas vezes a quantidade de nós da rede. A matriz  $W$  é uma matriz diagonal contendo todas as variâncias das medidas da rede, e sendo assim, possui dimensão  $m \times m$ .

Conclui-se, portanto, que a montagem de cada matriz, a multiplicação destas matrizes e a

fatoração das matrizes para solução do sistema a cada iteração representam grande parte do custo computacional e de tempo de processamento da solução do problema da EE, principalmente ao se tratar de redes de grande porte.

Para que a matriz Jacobiana permaneça constante durante as iterações, em [25] propõe-se substituir as variáveis de estado, que tradicionalmente são dadas pelas magnitudes e pelos ângulos, por sua forma retangular, parte real e imaginária, das tensões nas barras/nós. Além disso, deve-se transformar as medidas de potência ativa e reativa em medidas de corrente. Assim, as correntes e tensões em suas partes reais e imaginárias são utilizadas como medidas disponíveis na rede. A equação (3.16) mostra a conversão da medida de potência em corrente equivalente.

$$i^{eq} = i^{real} + j \cdot i^{imag} = \left( \frac{p^{meas} + j \cdot q^{meas}}{v^v \angle \theta^v} \right)^* \quad (3.16)$$

em que  $i^{eq}$  é a corrente equivalente calculada;  $i^{real}$  é a parcela real da corrente equivalente calculada;  $i^{imag}$  é a parcela imaginária da corrente equivalente calculada;  $p^{meas}$  é o valor da medida de potência ativa ;  $q^{meas}$  é o valor da medida da potência reativa;  $v^v$  é a magnitude da tensão na iteração  $v$  e  $\theta^v$  é o ângulo da tensão na iteração  $v$ .

Observando a equação (3.16) conclui-se que os valores de corrente equivalente devem ser atualizados a cada iteração, uma vez que estes valores dependem diretamente dos valores das variáveis de estado, e como consequência, o vetor das medidas equivalentes ( $z^{eq}(x)$ ) deve ser atualizado a cada iteração. Apesar de esta ser uma desvantagem da formulação com relação ao convencional (no qual o vetor de medidas é constante), a atualização deste vetor possui custo computacional baixo comparado com o custo de processamento da montagem, multiplicação e fatoração da matriz Ganho, justificando a vantagem do método.

As premissas até aqui relatadas fazem parte da formulação chamada de Estimador de Estado Baseado na Matriz Admitância (do inglês, *Admittance Matrix-Based State Estimation*), sendo abreviada como EE AMB. O nome advém do fato que, ao realizar as modificações propostas, a matriz Jacobiana se compõe somente por elementos da matriz admitância da rede, ou seja, condutâncias e susceptâncias, posicionados conforme o tipo e posição da medida na rede (explicado na seção 3.3.4). Admitindo que a topologia e composição da rede não se altera entre iterações, a matriz admitância da rede  $Y$  e, conseqüentemente,  $H$ , tornam-se constantes.

Conforme já afirmado, a matriz  $W$  também deve se manter constante durante as iterações

para evitar a remontagem e fatoração da matriz Ganho a cada iteração. Porém, conforme descrito na seção 3.3, a formulação do AMB possui uma matriz de ponderação dependente das variáveis de estado, e por isso deveria ser atualizada a cada iteração a fim de manter exatamente o resultado do estimador tradicional, o que provocaria a perda do principal propósito desta nova formulação. Este problema é identificado por I. W. Slutsker e W. F. Tinney em [25].

Em resposta, os autores do artigo propõem utilizar o valor do fluxo de carga ou de um estado estimado anteriormente para a montagem desta matriz e mantê-la constante durante o processo iterativo. Adicionalmente, propõem a aproximação  $R_{z^{eq}} \approx R_z$ , considerando que as variâncias das potências ativas e reativas são iguais e que a tensão possui valor próximo de 1 [pu]. Esta última consideração é utilizada no presente estudo de forma a manter a matriz  $W$  constante e evitar cálculos desnecessários os quais oneram o processamento.

Considerando as alterações propostas na formulação AMB, a equação (3.14) pode ser reescrita conforme equação (3.17):

$$\begin{aligned} G\Delta x^v &= H'W[z^{eq}(x)^v - h(x^v)] \\ x^{v+1} &= x^v + \Delta x^v \end{aligned} \quad (3.17)$$

Em [27], é proposta uma forma alternativa da equação (3.17), aprimorando a implementação do estimador e reduzindo tempo de processamento. Considera-se o seguinte:

$$H'WH\Delta x^v = H'W[z^{eq}(x)^v - h(x^v)] \quad (3.18)$$

$$H'WH(x^{v+1} - x^v) = H'Wz^{eq}(x)^v - H'Wh(x^v) \quad (3.19)$$

$$H'WHx^{v+1} - H'WHx^v = H'Wz^{eq}(x)^v - H'Wh(x^v) \quad (3.20)$$

Como já explicitado, a matriz Jacobiana na formulação AMB se torna linear, composto somente por elementos de admitância, portanto, o elemento  $h(x^v)$  pode ser substituído por  $Hx^v$ . Logo, o segundo termo de cada lado da equação pode ser eliminado, como mostrado na equação (3.22).

$$H'WHx^{v+1} - H'WHx^v = H'Wz^{eq}(x)^v - H'WHx^v \quad (3.21)$$

$$H'WHx^{v+1} = H'Wz^{eq}(x)^v \quad (3.22)$$

Há dois benefícios imediatos ao utilizar a equação (3.22) para solução da Estimação de Estado: é desnecessário calcular o vetor  $h(x^v)$  a cada iteração e a solução de  $x^{v+1}$  se dá diretamente da solução da equação, tornando desnecessário a atualização do estado através de  $\Delta x^v$

a cada iteração. Como consequência, reduz-se tempo de processamento.

As subseções 3.3.1, 3.3.3 e 3.3.4 descrevem a montagem das matrizes Medidas Equivalentes ( $z^{eq}(x)$ ), Ponderação ( $W$ ) e Jacobiana ( $H$ ) respectivamente, presentes na equação (3.22). Sendo o vetor  $x^{v+1}$  a variável a ser calculada.

### 3.3.1 Montagem do vetor de Medidas Equivalentes

Conforme já explicitado, a formulação AMB necessita da conversão das medidas reais para medidas equivalentes, esquematizado na Figura 3.4, sendo  $p$  medida de potência ativa,  $q$  medidas de potência reativa,  $i$  medidas de corrente equivalente,  $v$  módulo de tensão,  $k$  e  $m$  simbolizam as barras em que são realizados as medições,  $md$  identifica medidas em campo, Re representa valor real, Im representa valor imaginário, o acento circunflexo identifica valores estimados e  $eq$  representa valor equivalente (explicado posteriormente).

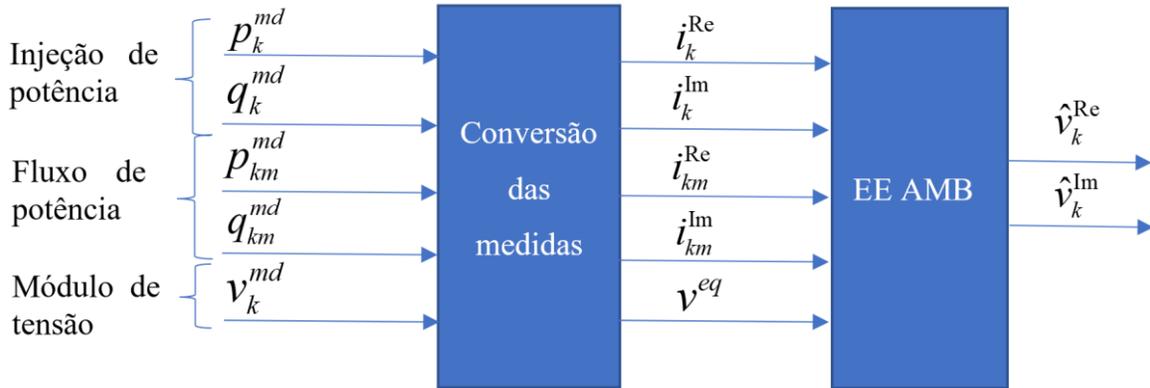


Figura 3.4: Medidas Equivalentes do Estimator de Estado AMB. Adaptado de [7].

As parcelas reais e imaginárias das medidas de injeção de corrente equivalente são obtidas das medidas de injeção de potência conforme equação (3.23). Vale destacar que as cargas (UCs) da rede são modeladas como uma injeção de potência na barra e desta forma não há necessidade de conhecer e modelar o tipo de conexão da carga (delta, estrela etc.) para estimar o estado, bastando possuir o valor da medição de injeção de potência na carga. Isso pode ser caracterizado como uma grande vantagem desse tipo de modelo, pois reduz a quantidade de informações necessárias para o cálculo do estado, reduzindo também a possibilidade de erros causados por modelagem incorreta devido a equívocos em bancos de dados da rede.

$$i_k^{\text{Re}} + j \cdot i_k^{\text{Im}} = \left[ \frac{P_k^{\text{md}} + j \cdot q_k^{\text{md}}}{v_k^v \angle \theta_k^v} \right]^* \quad (3.23)$$

No caso da modelagem trifásica da rede, deve-se calcular as correntes em cada fase da barra.

As medidas de fluxo de corrente equivalente real e imaginário são obtidas das medidas de fluxo de potência conforme equação (3.24).

$$i_{km}^{\text{Re}} + j \cdot i_{km}^{\text{Im}} = \left[ \frac{P_{km}^{md} + j \cdot Q_{km}^{md}}{v_k^v \angle \theta_k^v} \right]^* \quad (3.24)$$

As medidas de módulo de tensão equivalente podem ser descritas conforme equação (3.25).

$$v_k^{eq} = v_k^{\text{Re}} + j \cdot v_k^{\text{Im}} = v_k^{md} \left[ \frac{v_k^v \angle \theta_k^v}{v_k^v} \right] \quad (3.25)$$

Observando as equações (3.23), (3.24) e (3.25) conclui-se que o par de medidas de potências (ativa e reativa) gera um par de medidas de corrente equivalentes (real e imaginário). Contudo, no caso da medida de módulo de tensão, uma única medida gera um par de medidas equivalentes (real e imaginário) para a formulação AMB, e desta forma, criam-se medidas redundantes de forma artificial, podendo deteriorar as características de convergência do estimador [27].

Considerando uma modelagem da rede monofásica, evita-se o problema somente desprezando a parte imaginária da tensão equivalente [26]. Entretanto, para uma rede trifásica, deve-se calcular a tensão equivalente, rotacionando os fasores de modo a ficarem próximas de  $0^\circ$  e separar somente a parte real, conforme mostrado na Figura 3.5 e equação (3.26).

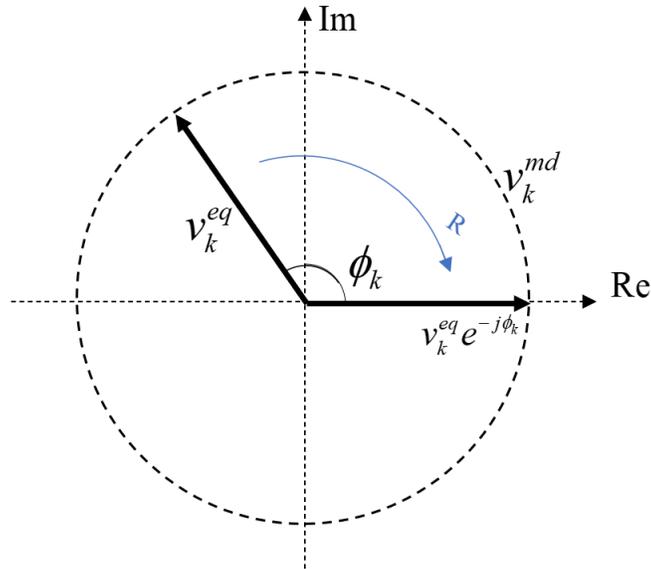


Figura 3.5: Rotação das medidas equivalentes de módulo de tensão. Adaptado de [26].

$$v_k^{eq,rot} = \text{Re}\{v_k^{eq} e^{-j\phi_k}\} = \text{Re}\{v_k^{eq}\} \cos \phi_k + \text{Im}\{v_k^{eq}\} \text{sen} \phi_k \quad (3.26)$$

sendo o valor de  $\phi_k$  o ângulo adotado pelo flat start (todas as variáveis de estado inicializadas com módulo unitário e ângulo nulo) em cada fase da barra  $k$ . Em uma rede sem equipamentos que possam alterar a defasagem angular de cada fase, como transformadores conectados em delta-estrela, os valores de  $\phi_k$  das fases a, b e c são  $0^\circ$ ,  $120^\circ$ ,  $-120^\circ$  respectivamente. O vetor completo de medidas equivalentes na formulação AMB é mostrado em (3.27).

$$z^{eq} = \begin{bmatrix} v^{eq,rot} \\ \cdot \text{Re} \\ i_{fluxo} \\ \cdot \text{Im} \\ i_{fluxo} \\ \cdot \text{Re} \\ i_{inj} \\ \cdot \text{Im} \\ i_{inj} \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

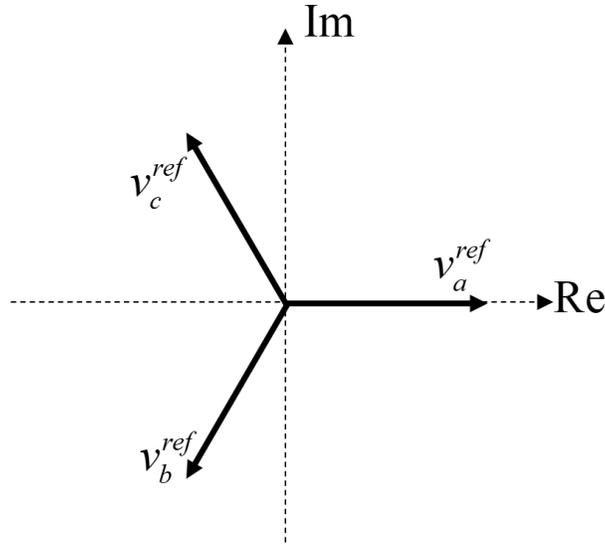
em que  $v^{eq,rot}$  é o vetor de tensões equivalentes rotacionadas,  $i_{fluxo}^{\text{Re}}$  é o vetor da parte real do fluxo de corrente equivalente,  $i_{fluxo}^{\text{Im}}$  é o vetor da parte imaginária do fluxo de corrente equivalente,  $i_{inj}^{\text{Re}}$  é o vetor da parte real da injeção de corrente equivalente e  $i_{inj}^{\text{Im}}$  é o vetor da parte imaginária da injeção de corrente equivalente.

### 3.3.2 Referência angular

No problema de estimação de estado deve sempre adotar uma barra de referência angular da rede. Em sistemas de distribuição, tipicamente, adota-se as três fases da barra de saída da subestação (fases a, b e c). Apesar de poder escolher qualquer valor como ângulo de referência da fase ‘a’, usualmente utiliza-se o valor zero, ficando:

$$\begin{aligned} \theta_{ref}^a &= 0^\circ \\ \theta_{ref}^b &= -120^\circ \\ \theta_{ref}^c &= +120^\circ \end{aligned} \quad (3.28)$$

Na formulação AMB é adotado a forma retangular dos números complexos das grandezas, e desse modo, os ângulos de referência devem ser convertidos conforme apresentado na Figura 3.6 e equações (3.29) a (3.31).



**Figura 3.6: Fasores de referência da rede.**

em que:

$$\frac{v_{a_{ref}}^{imag}}{v_{a_{ref}}^{real}} = \frac{v_{ref}^a \operatorname{sen} 0^\circ}{v_{ref}^a \operatorname{cos} 0^\circ} = 0 \rightarrow v_{a_{ref}}^{imag} = 0 \quad (3.29)$$

$$\frac{v_{b_{ref}}^{imag}}{v_{b_{ref}}^{real}} = \frac{v_{ref}^b \operatorname{sen}(-120^\circ)}{v_{ref}^b \operatorname{cos}(-120^\circ)} = \sqrt{3} \rightarrow v_{b_{ref}}^{imag} - \sqrt{3}v_{b_{ref}}^{real} = 0 \quad (3.30)$$

$$\frac{v_{c_{ref}}^{imag}}{v_{c_{ref}}^{real}} = \frac{v_{ref}^c \operatorname{sen}(120^\circ)}{v_{ref}^c \operatorname{cos}(120^\circ)} = -\sqrt{3} \rightarrow v_{c_{ref}}^{imag} + \sqrt{3}v_{c_{ref}}^{real} = 0 \quad (3.31)$$

Ao incluir as derivadas com relação às variáveis de estado das equações (3.29), (3.30) e (3.31) na matriz Jacobiana, deve-se adotar pesos elevados nas posições equivalentes a essas pseudomedidas na matriz  $W$  ou incluí-las como restrição de igualdade.

Em sistemas de distribuição com alto nível de desequilíbrio na barra de saída da subestação, é recomendável, conforme descrito em [11], uma abordagem em que uma barra interna da fonte equivalente do sistema é considerada como barra de referência da rede, uma vez que o sistema de transmissão tende a manter seu equilíbrio. Ao utilizar o conceito de barra interna do gerador (fonte equivalente do sistema), o sistema de estimação considera o desequilíbrio desde a saída do gerador. Entretanto, esta abordagem não será utilizada neste trabalho, pois em simulações este conceito não trouxe significativos benefícios nos resultados uma vez que os sistemas simulados não possuem nível considerável de desequilíbrio na saída da subestação e considerá-la aumentaria tempo de processamento.

### 3.3.3 Montagem da matriz Ponderação

A matriz Ponderação ( $W$ ) é uma matriz que adiciona um peso para cada medida de forma a levar o resultado da estimação de estado mais próximo das medidas com maior exatidão. Tipicamente, no Estimador de Estado Convencional (EEC), o peso utilizado é a inversa da variância de cada medida, e por isso a matriz também é chamada de  $R_z^{-1}$ . Observa-se que quanto menor a variância da medida, maior será o peso. Dessa forma, a matriz  $W$  é mostrada em (3.32).

$$W = R_z^{-1} = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \sigma_2^2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \sigma_m^2 \end{bmatrix}^{-1} \quad (3.32)$$

sendo  $m$  a quantidade de medidas utilizadas na estimação. Lembrando que a ordem das variâncias na diagonal desta matriz deve seguir a mesma ordem das medidas no vetor  $z^{eq}$ . A variância de uma medida poder estar relacionada a variância de outra medida de forma interna dependendo da construção do medidor, chamada nesse caso de covariância, como ocorre em alguns casos do par de medidas de potência ativa e reativa de um mesmo medidor, no entanto esta consideração não é usualmente utilizada nos problemas de estimação de estado.

A variância de cada medida pode ser fornecida diretamente pelo fabricante do medidor ou calculada. Considerando uma distribuição normal, o cálculo da variância depende da combinação de todas as incertezas de um sistema completo de medição conforme equação (3.33), ([41]-[42]):

$$uS = \sqrt{uM^2 + uTP^2 + uTC^2} \quad (3.33)$$

em que  $uS$  é a incerteza do sistema completo de medição,  $uM$  é a incerteza padrão do medidor,  $uTP$  é a incerteza padrão do transformador de potencial e  $uTC$  é a incerteza padrão do transformador de corrente.

De acordo com o Comitê Conjunto para Guias em Metrologia [42], o valor de  $uS$  em (3.33) representa o valor da incerteza padrão, sendo de um desvio padrão da medida. Neste trabalho, a fim de abranger uma faixa maior das possíveis incertezas da medida, adota-se o conceito de incerteza expandida  $U$  [42], multiplicando a incerteza do sistema completo de medição por um fator  $\kappa$ :

$$U = \kappa \cdot uS \quad (3.34)$$

Tipicamente,  $\kappa$  é definido com valor 3, obtendo um intervalo com nível de confiança de

aproximadamente 99% [42]. Assim, define-se o desvio padrão de uma medida  $i$  conforme equação.

$$\sigma_i = \left( \frac{z_i^{ex} \cdot U_i}{3 \cdot 100} \right) \quad (3.35)$$

sendo  $z_i^{ex}$  o valor exato da grandeza calculado pelo fluxo de carga da rede, e a divisão por três se deve ao fator  $\kappa$  da incerteza expandida que multiplica o desvio padrão. Na prática, o valor exato  $z_i^{ex}$  é desconhecido, e por isso utiliza-se o valor medido  $z_i^{md}$  para o cálculo do desvio padrão. Isto posto, os valores da diagonal da matriz  $W$  é dado por:

$$W_{ii} = \sigma_i^{-2} = \left( \frac{z_i^{md} \cdot U_i}{3 \cdot 100} \right)^{-2} \quad (3.36)$$

A diferença do AMB para o EEC é que a matriz de ponderação é relacionada com as medidas equivalentes, que por sua vez dependem do estado da rede conforme mostrado nas equações (3.23), (3.24) e (3.25). Posto isso, os valores da matriz  $W$  no AMB devem ser adaptados de forma a se manter o resultado do EEC.

As variâncias das medidas de módulo de tensão em uma barra  $k$  é calculado conforme equação (3.37) [27], [43].

$$\sigma_{v_k^{eq}}^2 = \left[ \frac{e_k}{\sqrt{e_k^2 + f_k^2}} \cos \phi_k + \frac{f_k}{\sqrt{e_k^2 + f_k^2}} \sin \phi_k \right]^2 \sigma_{v_k^{md}}^2 \quad (3.37)$$

em que  $e_k$  e  $f_k$  representam as partes real e imaginário da tensão estimada para a barra  $k$ , respectivamente. Para as variâncias das medidas de injeção de corrente equivalente advindas das medidas de injeção de potência numa barra  $k$ , tem-se:

$$\begin{bmatrix} \sigma_{i_k^{Re}}^2 & \sigma_{i_k^{Re,Im}}^2 \\ \sigma_{i_k^{Re,Im}}^2 & \sigma_{i_k^{Im}}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} c^2 \sigma_{p_k^{md}}^2 + d^2 \sigma_{q_k^{md}}^2 & cd[\sigma_{p_k^{md}}^2 - \sigma_{q_k^{md}}^2] \\ cd[\sigma_{p_k^{md}}^2 - \sigma_{q_k^{md}}^2] & d^2 \sigma_{p_k^{md}}^2 + c^2 \sigma_{q_k^{md}}^2 \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

$$c = \frac{e_k}{e_k^2 + f_k^2}$$

$$d = \frac{f_k}{e_k^2 + f_k^2}$$

sendo que os subíndices  $p$  e  $q$  representam, respectivamente, a parcela ativa e reativa das potências. Para as variâncias das medidas de fluxo corrente equivalentes advindas das medidas de

fluxo de potência entre as barras  $k$  e  $m$ , tem-se:

$$\begin{bmatrix} \sigma_{i_{km}^{\text{Re}}}^2 & \sigma_{i_{km}^{\text{Re}}, i_{km}^{\text{Im}}}^2 \\ \sigma_{i_{km}^{\text{Re}}, i_{km}^{\text{Im}}}^2 & \sigma_{i_{km}^{\text{Im}}}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} c^2 \sigma_{p_{km}^{\text{md}}}^2 + d^2 \sigma_{q_{km}^{\text{md}}}^2 & cd[\sigma_{p_{km}^{\text{md}}}^2 - \sigma_{q_{km}^{\text{md}}}^2] \\ cd[\sigma_{p_{km}^{\text{md}}}^2 - \sigma_{q_{km}^{\text{md}}}^2] & d^2 \sigma_{p_{km}^{\text{md}}}^2 + c^2 \sigma_{q_{km}^{\text{md}}}^2 \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

No caso de uma rede modelada trifásica, realizam-se as conversões para cada fase da barra ou ramo. Na conversão das variâncias para medidas de corrente podem aparecer valores não nulos fora da diagonal principal, e consequentemente, podem aparecer valores fora da diagonal na matriz  $W$ , indicando um acoplamento entre as partes ativa e reativa das correntes equivalentes [5].

A abordagem de ponderação apresentada ocasiona alguns problemas na solução da estimação de estado. A primeira é que valores muito pequenos nas grandezas medidas acarretam pesos muito grandes na matriz  $W$ , podendo inclusive ter peso maior que medidas virtuais (explicado posteriormente) ou referência angular, deteriorando o condicionamento da matriz e causando erros consideráveis na saída, ou mesmo a impossibilidade de solução da estimação. Uma solução para este problema é limitar os valores de peso para estes casos.

Outro problema é que, no caso do AMB, as matrizes das equações (3.38) e (3.39) podem se tornar facilmente singulares em casos como uma das medidas do par de potência (ativa ou reativa) nula. Este aspecto pode ser mais bem visualizado ao considerar uma medida de potência ativa nula enquanto uma potência reativa não nula, levando a uma variância  $\sigma_{p_k^{\text{md}}}^2 = 0$  e  $\sigma_{q_k^{\text{md}}}^2 \neq 0$  na equação (3.38), obtendo:

$$\begin{bmatrix} \sigma_{i_k^{\text{Re}}}^2 & \sigma_{i_k^{\text{Re}}, i_k^{\text{Im}}}^2 \\ \sigma_{i_k^{\text{Re}}, i_k^{\text{Im}}}^2 & \sigma_{i_k^{\text{Im}}}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} d^2 \sigma_{q_k^{\text{md}}}^2 & -cd \sigma_{q_k^{\text{md}}}^2 \\ -cd \sigma_{q_k^{\text{md}}}^2 & c^2 \sigma_{q_k^{\text{md}}}^2 \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

Esta matriz sendo singular, o problema de Mínimos Quadrados Ponderados não é definido, e impossibilita a solução da estimação de estado. De forma análoga, uma medida de potência reativa nula e uma potência ativa não nula leva ao mesmo problema.

Há, ainda, no caso do AMB, a necessidade de atualização da matriz  $W$  a cada iteração devido a dependência dos valores das variâncias com as variáveis de estado (tensão em partes real e imaginária), onerando computacionalmente e aumentando consideravelmente o tempo de processamento. Este aspecto prejudica a premissa do AMB de manter a matriz Ganho constante durante as iterações. Uma forma de contornar esse problema é considerar a tensão complexa estimada na barra  $k$  ( $e_k$  e  $f_k$ ) como sendo fixa e com valor da última estimação realizada. Com

isso, a matriz  $W$  torna-se constante.

### 3.3.4 Montagem da matriz Jacobiana

Nesta seção demonstra-se a forma da montagem da matriz Jacobiana  $H$ . Esta matriz apresenta as derivadas das equações que definem as medidas com relação às variáveis de estado (parte real e imaginária das tensões em todos os nós da rede). Ao considerar medidas de módulo de tensão equivalentes, fluxo de corrente equivalentes e injeção de corrente equivalentes no sistema AMB, a Jacobiana é composta pelas submatrizes conforme mostrado em (3.41).

$$H = \begin{bmatrix} H_v \\ H_{i_{fluxo}^{eq}} \\ H_{i_{inj}^{eq}} \end{bmatrix} \quad (3.41)$$

Os fasores das medidas de tensão, conforme explicado na subseção 3.3.1, possuem uma rotação que aproxima o fasor do ângulo nulo. Considerando cada fase  $f$  ( $a$ ,  $b$  ou  $c$ ) de uma barra  $k$  na equação (3.26), obtém-se a equação (3.42).

$$v_k^f = \text{Re}\{v_k^f\} \cos \phi_{rot}^f + \text{Im}\{v_k^f\} \text{sen} \phi_{rot}^f \quad (3.42)$$

A derivada da equação (3.42) com relação à cada nó na matriz Jacobiana resultaria em valores nulos em todas as posições da linha da matriz exceto nas colunas correspondentes às fases da barra  $k$ , calculados conforme (3.43).

$$\begin{aligned} \frac{\partial v_k^{eqf}}{\partial v_k^{realf}} &= \cos \phi_k^f \\ \frac{\partial v_k^{eqf}}{\partial v_k^{imagf}} &= \text{sen} \phi_k^f \end{aligned} \quad (3.43)$$

Considerando  $m_v$  a quantidade de medidas de módulo de tensão na rede e  $n$  a quantidade de variáveis de estado, a submatriz da Jacobiana  $H_v$  é composta por  $m_v$  linhas e  $n$  colunas.

As medidas de injeção de corrente equivalentes são correlacionadas com as variáveis de estado através das condutâncias e susceptância da matriz admitância do nó a qual a medida está conectada, conforme mostrado em (3.44).

$$i_{inj} = i_{inj}^{\text{Re}} + j \cdot i_{inj}^{\text{Im}} = YE = (G + j \cdot B)(e + j \cdot f) \quad (3.44)$$

Em forma matricial:

$$\begin{bmatrix} i_{inj}^{Re} \\ i_{inj}^{Im} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G & -B \\ B & G \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e \\ f \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

Note que as admitâncias de barras não conectadas a barra da medida são nulas, e, portanto, as derivadas com relação às variáveis de estado serão também nulas. Como exemplo, a derivada da injeção da fase  $a$  na barra  $k$  com relação a parte real da tensão na mesma fase e barra é descrito em (3.46). A derivada com relação às outras variáveis de estado pode ser calculada de forma análoga.

$$\frac{\partial i_k^{real^a}}{\partial e_k^a} = g_k^{aa} \quad (3.46)$$

sendo  $g_k^{aa}$  encontrado na matriz de condutâncias própria das fases da barra  $k$  conforme equação (3.47).

$$G_k = \begin{bmatrix} g_k^{aa} & g_k^{ab} & g_k^{ac} \\ g_k^{ba} & g_k^{bb} & g_k^{bc} \\ g_k^{ca} & g_k^{cb} & g_k^{cc} \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

Considerando  $m_{inj}$  a quantidade de medidores de potência na rede e  $n$  a quantidade de variáveis de estado, a submatriz da Jacobiana  $H_{i_{inj}^{eq}}$  é composta por  $2 \cdot m_{inj}$  linhas, pois medidas de injeção de corrente são dados pelos pares de potência ativa e reativa, e  $n$  colunas.

As derivadas das medidas de fluxo de corrente entre as barras  $k$  e  $m$  se correlacionam com as variáveis de estado com os dados de admitância do ramo a qual a medida pertence de forma genérica utilizando uma matriz admitância primitiva, conforme equação (3.48).

$$i_{km}^{eq} = i_{km}^{Re} + j \cdot i_{km}^{Im} = Y_k^{Prim} (e_k + j \cdot f_k) + Y_m^{Prim} (e_m + j \cdot f_m) \quad (3.48)$$

Em forma matricial:

$$\begin{bmatrix} i_{fluxo}^{Re} \\ i_{fluxo}^{Im} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G_k^{Prim} & -B_k^{Prim} \\ B_k^{Prim} & G_k^{Prim} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_k \\ f_k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} G_m^{Prim} & -B_m^{Prim} \\ B_m^{Prim} & G_m^{Prim} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_m \\ f_m \end{bmatrix} \quad (3.49)$$

Note que a derivada com relação às variáveis de estado resulta somente nos parâmetros do ramo da medida. Além disso, somente nas colunas correspondentes às barras  $k$  e  $m$  da matriz Jacobiana resultam em valores não nulos.

Como exemplo, a derivada da medida de fluxo de corrente de uma linha na fase  $a$  entre as barras  $k$  e  $m$  com relação à parte real da tensão na barra  $k$  é calculado conforme equação (3.50).

As derivadas com relação às outras variáveis de estado podem ser calculadas de forma análoga.

$$\frac{\partial i_{km}^{real^a}}{\partial e_k^a} = g_{km}^{aa} \quad (3.50)$$

em que  $g_{km}^{aa}$  é encontrado na matriz de condutâncias série  $G_{km}$  das fases do ramo  $k - m$  conforme equação (3.51).

$$G_{km} = \begin{bmatrix} g_{km}^{aa} & g_{km}^{ab} & g_{km}^{ac} \\ g_{km}^{ba} & g_{km}^{bb} & g_{km}^{bc} \\ g_{km}^{ca} & g_{km}^{cb} & g_{km}^{cc} \end{bmatrix} \quad (3.51)$$

Considerando  $m_{i_{fluxo}}$  a quantidade de medidores de fluxo de potência na rede e  $n$  a quantidade de variáveis de estado, a submatriz da Jacobiana  $H_{i_{fluxo}}^{eq}$  é composta por  $2 \cdot m_{i_{fluxo}}$  linhas, pois medidas de fluxo de corrente correspondem aos pares de fluxo de potência ativa e reativa, e  $n$  colunas.

As matrizes de condutância e susceptância primitivas de linhas, transformadores e banco de capacitores utilizadas na montagem da matriz jacobiana são descritas no apêndice A.

Destaca-se que a matriz  $H$  depende somente de elementos da matriz admitância ( $Y$ ) da rede. Portanto, a matriz Jacobiana é constante até que algum parâmetro da rede seja alterado. Alguns exemplos de alteração na matriz  $Y$ : mudança de tape de transformadores e reguladores de tensão, conexão/desconexão dos bancos de capacitores, trocas ou instalação de novos equipamentos na rede, mudança na topologia da rede, expansão da rede etc.

Considerando que não haja mudança na topologia e equipamentos da rede no período de cálculo do EE, a matriz  $H$  é constante até que haja atuação dos reguladores de tensão ou banco de capacitores. Este fator provoca considerável redução de processamento computacional e consequente redução de tempo de simulação, sendo relevante principalmente em redes grandes. Em caso de atuação de reguladores de tensão controláveis ou banco de capacitores controláveis, deve-se rodar o configurador topológico do estimador para que se atualize a posição do tape ou conexão de capacitores na rede e atualize a matriz admitância da rede, consequentemente, deve-se atualizar a matriz Jacobiana após estas atualizações.

### 3.4 Tableau Esperso no EE AMB

A solução do Estimador de Estado via solução pela Equação Normal quase sempre tem

êxito, principalmente com a modernização dos computadores e na quantidade de memória e bits utilizados nos cálculos computacionais atualmente.

Entretanto, a modelagem de redes reais pode apresentar circunstâncias que levam a instabilidades numéricas quando utilizada a Equação Normal. Estas circunstâncias podem levar inclusive à divergência da solução ou convergência para um resultado incorreto.

As instabilidades numéricas se devem principalmente ao mau condicionamento da matriz Jacobiana. Uma matriz pode ser considerada mal condicionada quando pequenos erros inseridos na entrada do estimador acarretam a erros consideráveis no resultado de saída. Ou seja, quanto mais próximo do singular a matriz Jacobiana estiver, pior será o condicionamento da matriz. O condicionamento da matriz utilizada nos cálculos do estimador pode ser quantificado através do seguinte cálculo:

$$Cond(H) = \lambda_{\max} / \lambda_{\min} \quad (3.52)$$

sendo  $\lambda_{\max}$  e  $\lambda_{\min}$ , respectivamente, o maior e o menor autovalor da matriz  $H$ . Quanto maior é o valor calculado para o condicionamento da matriz, mais próximo da singularidade essa matriz está, e conseqüentemente, pior seu condicionamento.

Ao considerar o condicionamento da matriz Ganho ( $G$ ), pode-se observar que:

$$Cond(G) = Cond(H' H) = Cond(H)^2 \quad (3.53)$$

Isso significa que, por definição, o condicionamento da matriz Ganho é quadraticamente maior que o condicionamento da matriz Jacobiana. Para a solução via MQP, alguns fatores são definidos em [5] como fontes de mal condicionamento das matrizes:

- Grande quantidade de medidas de injeção;
- Linhas muito longas e linhas muito curtas conectadas na mesma barra;
- Ponderação com valores muito distintos entre medidas.

A presença destas fontes, comuns em modelagem de redes de distribuição reais, pode gerar uma redução do posto da matriz Ganho. Se o posto de uma matriz possui valor menor que a quantidade de linhas ou colunas da matriz, esta se torna não inversível e não há solução da Estimção de Estado via Equação Normal. As deduções e provas matemáticas destes problemas são descritas em [5]. O presente estudo foca na apresentação de soluções disponíveis para contornar essas fontes de mal condicionamento.

A fim de evitar o problema de mal condicionamento na solução da EE, existem diversas

formulações propostas na literatura [44]-[48]. As propostas objetivam:

- Evitar o uso da matriz Ganho;
- Manipular medidas virtuais.

A formulação chamada de Tableau Esperso com matriz aumentada de Hachtel, ou simplesmente Tableau de Hachtel, foi selecionada para este estudo, uma vez que o método é eficaz ao evitar o mal condicionamento da matriz, evitar o uso da matriz Ganho, evitar discrepâncias entre ponderações de medidas reais e medidas virtuais, além disso, o cálculo é intuitivo na compreensão da formulação da Equação Normal, e ainda oferece em sua formulação os multiplicadores de Lagrange os quais agilizam e facilitam o processo de identificação de erros grosseiros nas medidas. Dessa forma, o método possui grande robustez e confiabilidade em seus resultados. Os benefícios deste método serão mais bem explicados adiante.

Antes de iniciar a explicação do equacionamento do método é importante entender o conceito de medidas virtuais. Estas medidas são valores de determinadas grandezas da rede as quais possuem alta confiabilidade, mesmo na ausência de um medidor, podendo considerar como valor perfeito ou com desvio padrão nulo. O exemplo mais comum são as chamadas medidas de injeção nula, as quais ocorrem em barras de passagem, ou seja, em barras que não possuem qualquer carga ou geração conectadas a elas, portanto a injeção de potência ativa e reativa nestas barras é exatamente zero.

As medidas virtuais são necessárias na EE para manter a observabilidade do sistema. Idealmente, o peso dessas medidas na matriz  $W$  deveriam possuir valor infinito, porém isso impossibilita a solução do problema via Equação Normal. Assim como as medidas virtuais, a referência angular deve ter peso elevado, porém como já descrito, isso deteriora o condicionamento da matriz Ganho.

Diante desse fator, a formulação de Tableau de Hachtel trata as medidas virtuais como restrições de igualdade  $c(x) = 0$ . Reescreve-se o problema original da equação (3.4), via AMB, como um problema de minimização com restrições conforme equação (3.54).

$$\begin{aligned} \min J(x) &= (1/2)r' R_z^{-1} r \\ \text{sujeito a } r &= z^{eq}(x) - Hx \\ Cx &= 0 \end{aligned} \tag{3.54}$$

em que as matrizes  $H$  e  $C$  são partições da matriz Jacobiana;  $C$  representa somente as derivadas

das medidas virtuais (e.g. injeções nulas) e  $H$  compõe as derivadas dos demais elementos. O vetor  $r$  é o vetor de resíduos. Portanto, a função Lagrangeana associada ao problema é mostrada na equação (3.55).

$$\mathcal{L}(r, x, \lambda, \mu) = \frac{1}{2} r' R_z^{-1} r - \lambda'(r - z^{eq}(x) + Hx) - \mu' Cx \quad (3.55)$$

em que  $\lambda$  e  $\mu$  são os multiplicadores de Lagrange. A solução é obtida pelo gradiente da função igualado a vetores nulos, construídos como segue:

$$\begin{cases} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial r} = R_z^{-1} r - \lambda = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial x} = H' \lambda + C' \mu = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = r - z^{eq}(x) + Hx = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \mu} = Cx = 0 \end{cases} \quad (3.56)$$

Considerando a primeira linha do sistema (3.56), tem-se:

$$r = R_z \lambda \quad (3.57)$$

Substituindo (3.57) em (3.56) tem-se:

$$\begin{cases} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial x} = H' \lambda + C' \mu = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = R_z \lambda - z^{eq}(x) + Hx = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \mu} = Cx = 0 \end{cases} \quad (3.58)$$

Adotando a forma matricial, o problema pode ser resolvido iterativamente através da equação (3.59).

$$\begin{bmatrix} R_z & 0 & H \\ 0 & 0 & C \\ H' & C' & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda^{\nu+1} \\ \mu^{\nu+1} \\ x^{\nu+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z^{eq}(x^\nu) \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.59)$$

Vale ressaltar que o AMB aliado ao Tableau de Hachtel mantém os benefícios relatados para solução via Equação Normal: a matriz de Tableau ( $T$ ), composta pelas matrizes  $H$ ,  $C$  e  $R_z$ , continua constante dentre iterações; somente o vetor de medidas equivalentes  $z^{eq}(x^\nu)$  é atualizada por iteração; e a solução das variáveis de estado é calculada diretamente por  $x^{\nu+1}$ , assim

como mostrado na seção 3.2.

A formulação dada por (3.59) deixa clara a forma que o condicionamento da matriz é aprimorado. Somente a matriz Jacobiana é utilizada, que, conforme já demonstrado, possui condicionamento muito superior a matriz Ganho. A matriz de covariâncias  $R_z$  é usada no lugar de  $W$ , usando os valores de variâncias das medidas como forma de ponderação. As medidas virtuais possuem variância nula, evitando a utilização de pesos discrepantes entre medidas. Deste modo, a solução se torna muito mais robusta e evita diversos problemas de convergência.

Apesar da matriz  $T$  possuir dimensão superior à matriz Ganho, a matriz de Tableau é altamente esparsa. Ao utilizar sistemas de fatoração para solução do problema não acarreta necessariamente em custo computacional superior do que solução via Equação Normal.

Deve-se ressaltar, ainda, que não é recomendado inverter a matriz de Tableau, bem como a matriz Ganho, como forma de solucionar a equação. Inverter a matriz acarreta alto custo computacional e pode levar a problemas na solução se a matriz não for bem condicionada. A forma de solução mais recomendada é através da fatoração das matrizes.

A fatoração LU [54] foi selecionada como forma de solucionar a equação. Nesta fatoração, a matriz de Tableau é transformada em duas matrizes triangulares, sendo uma inferior (*Lower*) e outra superior (*Upper*). Com o uso da substituição direta e reversa, esta fatoração requer menos processamento comparado à inversão da matriz e mantém a robustez da formulação.

Por fim, como forma já de introduzir a subseção 2.4, a formulação de Tableau de Hachtel fornece os multiplicadores de Lagrange na solução final em conjunto com o estado calculado. Estes valores indicam a dificuldade que o estimador teve para se aproximar do valor de cada medida [5]. Com eles é possível realizar a detecção de presença de erros grosseiros no sistema de medição e, se existir redundância de medidas suficiente, é possível detectar com precisão a medida a qual possui erro grosseiro e até realizar a correção desta medida.

### 3.5 Tratamento de erros grosseiros

Após a estimação do estado da rede, deve-se verificar se há alguma medida que esteja incompatível com o modelo da rede. Medidas em desconformidade provavelmente estão associados a um erro grosseiro. Existem diversas fontes de erros grosseiros, desde erro no próprio processo de medição, mal contato, problemas na comunicação do medidor com a AMI, até alteração ou manipulação do valor da medida, de forma proposital ou não.

Tecnicamente, são considerados erros grosseiros qualquer valor de erro maior que a classe de exatidão do equipamento de medição. Como exemplo, se um medidor tem classe de exatidão de 1%, medidas com erro superior a esse valor são considerados medidas com erro grosseiro.

Na literatura, existem diversas metodologias para identificação de erros grosseiros através do estimador de estado. Em [5] são citados, por exemplo, os métodos  $\chi^2$ -test, *Hypothesis Testing Identification (HTI)*, máximo resíduo normalizado, dentre outros. O método de resíduos normalizados é comumente utilizado no caso de estimadores de estado via equação normal. Apesar deste método apresentar limitações, principalmente em casos de múltiplos erros grosseiros em medidas que são fortemente correlacionadas, normalmente apresenta resultados satisfatórios de identificação de erros grosseiros na maioria dos casos. Este método basicamente utiliza o resíduo ( $r$ ), que é a diferença entre a medida de entrada com a medida calculada a partir do estado estimado conforme equação (3.60). Para a identificação, os resíduos devem ser normalizados através de uma formulação apresentada em [5]. Se o maior valor de resíduo normalizado ultrapassar um limite estipulado (tipicamente 3 ou 4, devido a consideração da classe de exatidão de até 3 ou 4 desvios padrão) considera-se que a medida correspondente ao maior valor esteja associada a um erro grosseiro, justificando o nome do método de “máximo resíduo normalizado”.

$$r = z - H\hat{x} \quad (3.60)$$

Ao considerar a formulação de Tableau Esparsa, os multiplicadores de Lagrange podem ser tratados da mesma maneira que os resíduos para a identificação de erros grosseiros, facilitando consideravelmente o processo de tratamento de erros grosseiros pois reduz consideravelmente a quantidade de cálculos necessários em comparação com outros métodos, visto que os multiplicadores de Lagrange já são calculados no processo iterativo da estimação.

Assim, conforme [55] e considerando o uso dos desvios padrão de cada medida na matriz Ponderação ( $W$ ), o valor do multiplicador de Lagrange normalizado de uma determinada medida  $i$  ( $\lambda_i^N$ ) pode ser calculado através da equação (3.61). No intuito de simplificação da escrita desta dissertação, em todos os casos em que se citam os multiplicadores de Lagrange, deve-se entender que são normalizados pois somente assim podem ser utilizados para interpretação de erros grosseiros.

$$\lambda_i^N = \frac{\lambda_i}{\sqrt{W_{i,i}}} \quad (3.61)$$

Quanto maior o resíduo normalizado ou multiplicador de Lagrange normalizado correspondente de uma medida, mais distante este se encontra do valor estimado, indicando uma grande probabilidade da presença de erro grosseiro na medida. Vale destacar o uso da palavra “probabilidade”, pois em alguns cenários, como medidas correlacionadas com erros conformativos, ou seja, que contenham erros de forma a confirmar outros erros, pode levar a uma detecção equivocada nos resultados do estimador, ou mesmo na impossibilidade de se detectar qualquer erro grosseiro.

De forma didática, este problema pode ser descrito através de três termômetros medindo a temperatura de uma sala. Se um deles apresenta um valor de  $60^{\circ}\text{C}$  e os outros dois termômetros valores de  $25^{\circ}\text{C}$  e  $27^{\circ}\text{C}$ , provavelmente o termômetro mostrando o valor incrivelmente alto esteja errado. Porém, se todos os três termômetros mostrarem valores próximos de  $60^{\circ}\text{C}$ , mesmo que seja baixa a probabilidade de a sala estar a essa temperatura, nenhuma outra informação contesta estas medidas e, portanto, resta aceitá-las como resultado.

Outro aspecto a ser considerado no tratamento de erros grosseiros é a presença de medidas críticas, as quais levam à não observabilidade do sistema se retiradas do conjunto de medidas de entrada do estimador, ou mesmo um conjunto crítico, o qual se retirado uma medida as outras medidas deste conjunto se tornam críticas. A presença destes tipos de medidas prejudica a identificação de erros grosseiros devido à falta de informações que contestam aquele valor medido. Seguindo o mesmo exemplo dos termômetros, se em uma sala só existe um único termômetro, não há nenhuma outra informação que possa ser levada em consideração para identificar um possível erro na medida, e, portanto, o valor medido pelo aparelho é considerado como o valor real da temperatura da sala. Seguindo esta ideia, o estimador não conseguiria identificar erros grosseiros nesta medida e ela sempre apresentaria resíduo nulo. Deve-se destacar que, considerando o cenário de medições previsto neste estudo, inicialmente nenhuma medida é considerada crítica ou faz parte de um conjunto crítico.

Diante do apresentado, há algumas possibilidades de interpretação no tratamento de erros grosseiros. Dependendo do cenário e valores das medidas, há as seguintes possibilidades de tratamento:

- Pode-se detectar a existência de erro grosseiro, mas não ser possível identificar exatamente qual medida apresenta o erro;

- Pode-se detectar a existência de erro grosseiro e ainda identificar exatamente a qual medida está associado este erro;
- Pode-se detectar a existência de erro grosseiro e identificar a região em que provavelmente esteja o erro, mas não ser possível identificar a qual medida este erro esteja associado;
- Pode-se somente detectar que há alguma medida com erro grosseiro, mas não conseguir distinguir mais nenhuma outra informação;
- Ou ainda não ser possível detectar qualquer erro grosseiro no conjunto de medidas.

O nível de identificação de erros grosseiros depende justamente do nível de redundância das medidas disponíveis na rede, e por isso vale destacar a importância de se ter um conjunto de medidas apropriado para o estimador de estado.

Apesar de existirem métodos para correção da medida com erro grosseiro, neste estudo considera a retirada da medida com maior multiplicador de Lagrange normalizado do conjunto de medidas de entrada do estimador de estado, se este ultrapassar o valor limite estipulado. Este método é simples e direto, apresentado bons resultados, principalmente em cenários com poucos erros grosseiros ou erros em medidas distantes eletricamente na rede. Entretanto, a grande desvantagem desta abordagem é o risco de suceder em medidas críticas, conjuntos críticos ou mesmo na não observabilidade do sistema em cenários com grande quantidade de erros grosseiros simultâneos e em medidas correlacionadas, podendo levar à não identificação destes erros ou mesmo na impossibilidade de solução. Porém, este cenário pode ser considerado raro na prática e não será considerado neste trabalho.

## 4 ESTUDOS DE CASO

Este capítulo descreve de forma simplificada a modelagem dos alimentadores realizada no OpenDSS, descreve de forma quantitativa e qualitativa as características do alimentador utilizado nos estudos e, por último, descreve as simulações realizadas para obtenção dos resultados almejados.

### 4.1 Modelagem dos alimentadores

Um conjunto elétrico real de uma distribuidora da região sudeste do Brasil é utilizado nos estudos desta dissertação. O conjunto elétrico é composto por todos os componentes e equipamentos elétricos contidos à jusante da barra de média tensão do transformador da subestação de distribuição. A modelagem deste conjunto foi realizada no *software* OpenDSS [32], [50]. O OpenDSS é uma ferramenta de análise de sistemas de distribuição de energia elétrica gratuita e amplamente usada. Este programa foi oficialmente escolhido pela própria ANEEL para o cálculo de perdas técnicas nas redes de distribuição. Em suma, o programa realiza cálculos de Fluxos de Carga (FC) *Quasi-Static Time-Series* (QSTS) [21], [22] e fornece os valores das grandezas elétricas em todos os nós/ramos da rede, tais como: tensão, corrente e potência. Estes valores serão utilizados como dados de entrada no Estimador de Estado em forma de medidas simuladas (p. ex., medidas provenientes dos *smart meters* instalados nos consumidores).

Os conjuntos elétricos são compostos por todos os componentes elétricos contidos entre a barra de alta tensão da subestação de distribuição e os consumidores finais, conforme exemplificado em forma genérica na Figura 4.1.

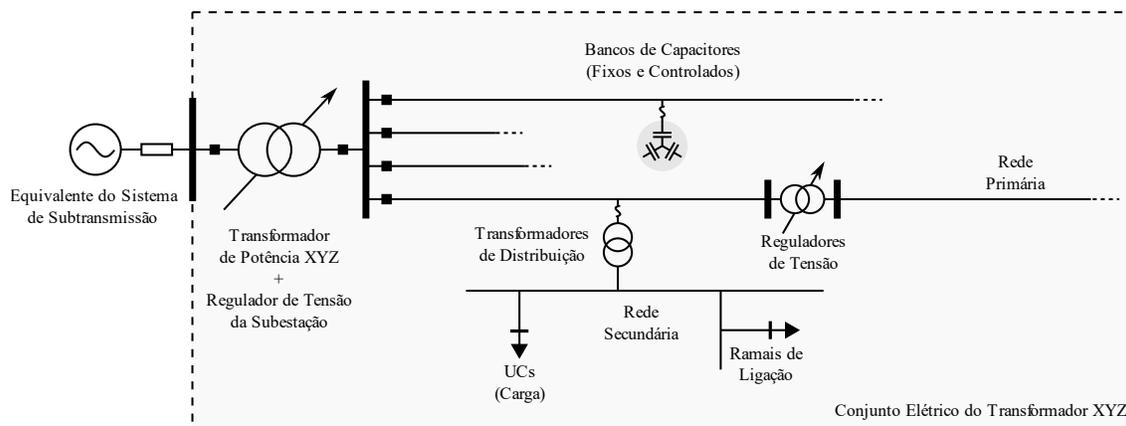


Figura 4.1: Conjunto elétrico do transformador XYZ. Adaptado de [49].

Comumente, os conjuntos elétricos são compostos por mais de um alimentador. Ressalta-se, porém, que apesar da modelagem de todo o conjunto elétrico, somente um alimentador por vez será utilizado para o cálculo da Estimação de Estado. A modelagem do conjunto todo se faz necessária para se obter de forma mais realista a queda de tensão entre a barra de alta tensão e a barra de início do alimentador no secundário do transformador da subestação. Desta forma, elevados consumos ocorridos em outros alimentadores podem impactar na tensão de saída do secundário do transformador, e conseqüentemente, afetar a tensão por todo o alimentador estudado.

A utilização da modelagem do conjunto elétrico completo pelo estimador resultaria em matrizes, descritas no capítulo 3, com muitos elementos, onerando substancialmente o processador e memória do computador responsável pelos cálculos, atingindo facilmente o seu limite e impossibilitando a realização da estimação de estado. Frequentemente, para reduzir custo computacional com os cálculos da estimação, simula-se uma rede de baixa tensão por vez e a rede de média tensão separadamente. Contudo, ao considerar a formulação AMB descrita na seção 3.3, na qual as matrizes são constantes, torna-se interessante e viável a simulação de um alimentador completo desconsiderando a necessidade de um desmembramento do alimentador em diversas redes menores.

A modelagem dos conjuntos elétricos foi realizada como parte do projeto de P&D 00063-3047/2018 – “Controle de Tensão e Compensação De Potência Reativa em Redes com Elevada Penetração de Microgeração” [49], realizado por um grupo de pesquisadores da FEEC/UNICAMP. Ressalta-se que a realização da modelagem da rede não faz parte do escopo principal deste trabalho, limitando-se à utilização dos modelos para a simulação e nos cálculos do Estimador de Estado. Exemplos de modelagem dos componentes elétricos, como transformadores, linhas, banco de capacitores e cargas, no OpenDSS podem ser observados no apêndice B.

Os equipamentos de controle presentes na rede:

- Transformador da subestação com OLTC (*On-Load Tap Changer*, ou comutador de tape sob carga);
- Reguladores automáticos de tensão de linha;
- Bancos de capacitores chaveáveis.

A seguir, discute-se sobre as curvas de cargas empregadas. Os consumidores da rede são divididos em dois grupos pela ANEEL: Grupo A e Grupo B. O Grupo A são consumidores

alimentados por média ou alta tensão e são divididos em subgrupos de acordo com faixas de tensão, sendo o subgrupo A4 mais comum nas redes de distribuição por pertencer a faixa de 2,3kV a 25kV, intervalo que abrange as tensões da média tensão das redes de distribuição. Fazem parte do grupo A, por exemplo, indústrias e grandes comércios. O grupo B é composto pelos consumidores de baixa tensão. Este grupo é classificado por tipo de carga, sendo eles: B1 – residencial, B2 – rural, B3 – demais classes (como comerciais e pequenas indústrias) e B4 – iluminação pública.

As curvas de carga reais disponíveis nos bancos de dados são predominantemente advindas de medidores inteligentes de unidades consumidoras do grupo A, as quais possuem um consumo considerável quando comparado com cargas residenciais. Medições de consumidores residenciais são sabidamente escassos uma vez que ainda são raras as unidades com medidores inteligentes, e por isso, as curvas de carga destes consumidores serão criadas sinteticamente, explicadas posteriormente nessa sessão. Adicionalmente, medições de campanhas de medição do grupo B (não residenciais) também são consideradas para a criação das curvas de carga utilizadas nas simulações.

As curvas de carga reais se resumem em dados de medição das unidades consumidoras e curvas de geração ou perfil de carga na saída da subestação. Esses dados são alimentados a partir das bases de dados da distribuidora.

A resolução (intervalo) das medidas é da ordem de minutos (comumente 15 minutos). Como forma de padronização da resolução de medição de diferentes consumidores e ainda reduzir os intervalos entre medidas, utiliza-se a interpolação linear. Um fator relevante nesta etapa é o tratamento desses dados, visto que as medidas, usualmente, apresentam falhas, dados faltantes, erros de comunicação etc. Entretanto, o tratamento desses dados para simulação do fluxo de carga fora realizado no contexto do projeto de P&D relatado anteriormente, e não faz parte do escopo principal deste estudo.

As curvas de carga sintéticas dos consumidores residenciais são criadas a partir da emulação de milhares de residências através da modelagem dos eletrodomésticos mais comuns presentes nas casas dos brasileiros bem como a quantidade de habitantes de cada residência. A metodologia de geração destas curvas foi desenvolvida em [51] e [52] e leva em consideração diversos fatores e variáveis existentes no consumo de energia elétrica residencial. Uma descrição mais detalhada da metodologia pode ser encontrada no apêndice C.

## 4.2 Descrição do alimentador utilizado nos estudos

Este capítulo descreve o alimentador utilizado para obter e analisar os resultados do estudo. Este alimentador é identificado como alimentador A. O alimentador A faz parte de um conjunto elétrico composto por cinco alimentadores no total conectados a um transformador de potência na subestação de 26,6 MVA e relação de 138 kV/11,95 kV. No enrolamento primário possui um comutador de tape sob carga que permite a variação de tensão em 16 degraus com passo de 1,25%, sendo 4 tapes para reduzir e 12 para elevar a tensão de saída.

A tensão nominal das redes secundárias é de 127/220 V. O alimentador supre um total de 40 transformadores de distribuição com conexão delta-estrela aterrado. Em geral, a potência nominal destes transformadores varia de 15 a 300 kVA, com exceção de transformadores que alimentam consumidores do grupo A chegando a valores de 1.530 kVA.

O alimentador atende 658 consumidores (UCs), sendo 652 conectados na baixa tensão (grupo B) e 6 conectados na média tensão (grupo A). Existem 2 bancos de capacitores fixos (sem controle) com potência nominal de 600kVAr cada e não há reguladores de tensão de linha conectados ao alimentador. O diagrama georreferenciado do alimentador A é apresentado na Figura 4.2.



Figura 4.2: Diagrama georreferenciado do alimentador A.

### 4.3 Descrição dos estudos de caso

Este capítulo descreve os estudos de caso realizados no alimentador descrito na seção 4.2 para análise e investigação do uso do estimador de estado para o cálculo dos indicadores DRP e DRC, considerando ou não erros/manipulações das medidas do alimentador.

Para os estudos, utilizou-se o Estimador de Estado AMB adotando a formulação Tableau Esparso, descrito na seção 3.4. O critério de convergência da estimação adotado no estudo é limitado em  $10^{-4}$  como o maior valor da diferença entre o estado calculado na última iteração ( $v$ ) comparado à iteração anterior ( $v-1$ ), conforme descrito no capítulo 3.2.

As simulações contemplam o período de 4 semanas completas, resultando em 28 dias de simulação. Este período se mostrou suficiente para a análise e comprovação dos resultados.

As simulações para adquirir os dados de entrada do estimador de estado consistem em simulações de fluxo de carga série-temporal, conhecido como *Quase-Static Time-Series* (QSTS). Este conceito é composto por fluxos de carga em intervalos de tempo suficiente em que a perda de informação entre intervalos não acarreta a erros consideráveis nos resultados de determinada análise. Neste trabalho foi considerado intervalos de 10 minutos, ou seja, em 24 horas são realizados 144 fluxos de carga e em uma semana 1008 fluxos de carga. Cada fluxo de carga significa um conjunto de medidas válidas como dados de entrada do estimador.

Para os cálculos de fluxo de carga foi empregado o software OpenDSS através da biblioteca DSS C-API [23] comandada a partir de um *script* em Python. Esta interface de integração emprega um API (do inglês, *Application Program Interface*) programado em linguagem C, o qual traz algumas vantagens frente as interfaces normalmente utilizadas (COM e DLL), tais como: significativa redução do tempo e esforço computacional para fluxos de carga de redes de grande porte, capacidade de acessar de forma direta todos os atributos de todos os elementos e permitir o uso efetivo em demais sistemas operacionais, como Linux e MacOS.

Dados os valores/medidas de entrada do estimador de estado, realiza-se a estimação dos estados da rede, sendo calculadas as tensões em módulo e ângulo de todos os nós da rede, e compara-se os valores estimados com os valores do fluxo de carga. O parâmetro de detecção de erros nas medidas, como relatado na seção 3.5, são os multiplicadores de Lagrange calculados pela formulação Tableau Esparso. A tolerância para detecção através dos multiplicadores de Lagrange adotado é de 4, ou seja, até quatro desvios padrão da medida, a fim de evitar falsas detecções de erros. Sendo assim, se o maior valor dos multiplicadores de Lagrange resultar em algum valor

acima de 4 interpreta-se que há a erro grosseiro na medida correspondente ao maior multiplicador de Lagrange.

O diagrama em blocos do método adotado nas simulações é descrito na Figura 4.3. O OpenDSS realiza o fluxo de carga e os valores das medidas dos consumidores e da subestação (V, P e Q), bem como dados da rede, como topologia, tapes de transformadores e afins são dados de entrada do estimador. Em posse de todas as informações necessárias, o estimador organiza todos os dados durante a montagem das matrizes necessárias para o cálculo e realiza as conversões necessárias para o AMB. Deve-se destacar que, ao considerar redes reais e relativamente grandes, a organização de todos os dados nas posições corretas das matrizes bem como uma organização dos nomes de cada barra, ordem das medidas nas matrizes, local de conexão de cada fase e de cada consumidor, cuidado com possíveis coincidências nominais ao considerar letras maiúsculas e minúsculas nas identificações de cada parâmetro dos bancos de dados, dentre outros problemas, foram as questões que representaram maior dificuldade de implementação do *script* do estimador de estado em Python, e correspondem a grande parte do tempo de processamento.

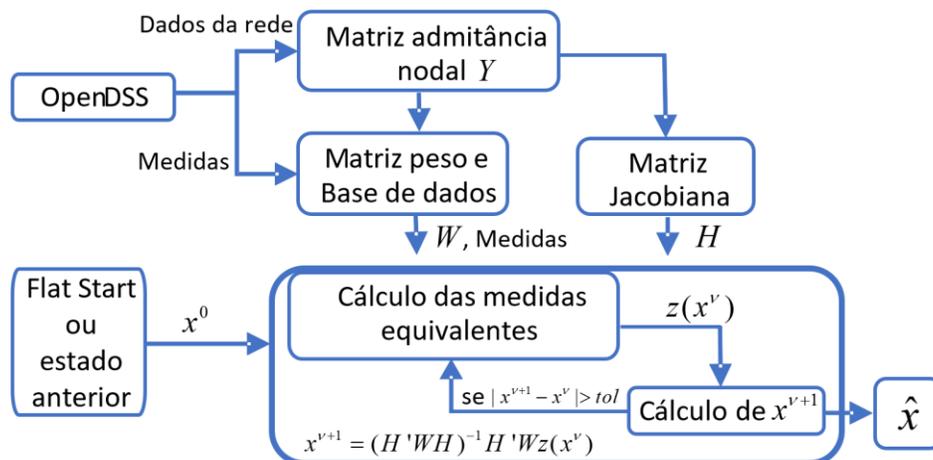


Figura 4.3: Diagrama em blocos do funcionamento do estimador de estado nas simulações.

Uma consideração que reduz substancialmente o tempo de processamento é a consideração do estado anterior como valores de inicialização do processo iterativo, sendo considerado o *flat start* somente na primeira estimação. Lembra-se, contudo, que apesar de ter sido utilizados vários recursos de redução de custo computacional, não foi objeto do estudo a otimização dos códigos de forma a se obter o menor tempo possível de processamento, sendo o foco do trabalho os resultados de saída do estimador e suas respectivas análises, ficando essas melhorias como sugestão para

trabalhos futuros. Contudo, vale quantificar que, diante de todas as considerações deste trabalho, o tempo para a realização de uma estimação de estado é de aproximadamente 7 segundos, sendo este realizado em um computador pessoal com I5 (4ª geração, 2,90 GHz) e 8 Gb de memória RAM.

Serão realizadas as seguintes simulações da estimação de estado para este estudo:

- a) Simulação sem existência de erros inerentes e de erros grosseiros/manipulações (caso base);
- b) Simulação considerando somente erros inerentes da medição;
- c) Simulação com erro grosseiro/manipulação em um consumidor da rede por vez;
- d) Simulação com erro grosseiro/manipulação em consumidores distantes entre si simultaneamente;
- e) Simulação com perdas não técnicas em unidades consumidoras.

Em seguida serão explicados brevemente cada simulação proposta para a análise dos resultados.

#### **4.3.1 Caso base**

Na primeira simulação, não são adicionados erros nas medidas de entrada do estimador. O objetivo é validar os resultados de saída do estimador de estado. Neste estudo, comparam-se os valores dos custos associados aos indicadores de transgressão de tensão resultantes da saída do estimador de estado com os valores resultantes dos medidores das UCs (saída do fluxo de carga).

Como os dados de entrada (medidas) são os valores calculados pelo fluxo de carga, considerando que o modelo da rede é compatível com os valores fornecidos, espera-se que os resultados das tensões estimadas pelo estimador sejam praticamente iguais aos valores das tensões do fluxo de carga, dentro da tolerância estabelecida de convergência do método. Além disso, os valores dos multiplicadores de Lagrange calculados pela formulação Tableau Esparso devem permanecer dentro da tolerância estipulada de valor 4, indicando que não há presença de erros grosseiros.

#### **4.3.2 Erros inerentes**

Na prática, todo processo de medição está sujeito a um erro inerente ao processo de leitura dos parâmetros elétricos. Esses erros são identificados neste trabalho como erros inerentes, e estes podem variar dentro de uma faixa de tolerância estipulada pela classe do medidor, ou seja, de acordo com a qualidade do medidor, conforme explicado na subseção 3.3.3.

Neste estudo, são adicionados erros nas medidas de entrada do estimador de forma artificial considerando uma distribuição normal com média nula e desvio padrão igual a um terço do valor máximo de erro de acordo com a classe do medidor, uma vez que 99,7% dos valores de erros devem estar contemplados dentro da faixa de três desvios padrão. A qualidade de medição dos medidores inteligentes varia conforme fabricante, modelo e objetivo de uso do medidor. Considerando a NBR14519 [29], a RTM587/2012 [30], informações de um medidor inteligente da linha SMW/WEG [31], da General Electric [53] e da Schneider Electric [41], e considerando os valores utilizados em [13], adotou-se, neste estudo, classe de exatidão nas medidas de tensão de 0,2% e nas medidas de potência (ativa e reativa) de 1%. Além de serem utilizados para adicionar os erros nas medidas de entrada, os valores da classe de exatidão são utilizados para a montagem da matriz  $R_z$  da matriz de Tableau, ou seja, estes valores definem a qualidade e a ponderação que o estimador utilizará para cada medida de forma a se aproximar mais de medidas de maior qualidade, conforme descrito na subseção 3.3.3.

Com isso, pode-se comparar os valores resultantes da estimação com os valores do fluxo de carga e validar o estimador ao considerar que a diferença na comparação deve continuar pequena assim como no caso base, sendo esperado um pequeno aumento das diferenças visto que as medidas de entrada do estimador estão associadas aos erros inerentes.

Neste caso, espera-se uma pequena elevação nos valores dos multiplicadores de Lagrange, devendo eles permanecerem dentro da faixa de tolerância estabelecida visto que os erros inseridos nas medidas não ultrapassam o valor de desvio padrão esperado, não os caracterizando como erro grosseiro.

Pode-se comparar os valores de DRP e DRC, assim como os valores dos custos de compensação por transgressão de tensão, considerando os valores resultantes da estimação e os valores das medidas com erros inerentes.

#### **4.3.3 Erro grosseiro não simultâneo**

Nesta simulação, além dos erros inerentes de medição, é adicionada uma manipulação, caracterizado como erro grosseiro para o estimador de estado, em um consumidor da rede com indicador de DRP ou DRC acima do permitido pelo módulo 8 do PRODIST, de forma que a manipulação adiciona ou reduz o valor da medida até que a tensão se adeque à faixa adequada, conforme Figura 5.15.

Pode-se comparar os valores das tensões do fluxo de carga com os valores da estimação e valores da medida com manipulação adicionada. Porém, nesta simulação o grande protagonista é o valor dos multiplicadores de Lagrange, os quais se espera obter uma elevação significativa principalmente no valor da medida com a manipulação associada.

Com a identificação da medida com erro grosseiro através do maior valor dentre os multiplicadores de Lagrange, retira-se a medida identificada e realiza-se novamente a estimação de estado. Como nesta simulação não são consideradas manipulações simultâneas em outras unidades consumidoras, espera-se que os multiplicadores de Lagrange se normalizem dentro da faixa de tolerância após a retirada da medida manipulada, e com isso pode-se comparar o valor dos indicadores de transgressão de tensão e o custo de compensação associado aos indicadores antes e após a estimação de estado.

Espera-se que os valores dos indicadores e dos custos calculados a partir dos valores de tensão estimados sejam mais próximos dos valores calculados ao considerar os valores do fluxo de carga (valores perfeitos) do que se fossem consideradas as medidas manipuladas para o cálculo desses indicadores.

#### **4.3.4 Erros grosseiros simultâneos**

Esta simulação é semelhante à simulação anterior, contudo são adicionadas manipulações em mais de um consumidor da rede ao mesmo tempo, ou seja, de forma simultânea. Não são considerados manipulações em cargas numa mesma rede de baixa tensão ou vizinhas eletricamente devido ao método de tratamento de erros grosseiros adotado neste estudo, conforme subseção 3.5, devendo, caso exista erros simultâneos próximos, usufruir de métodos de tratamento de erros grosseiros mais robustos para melhores resultados [5]. Portanto, nesta simulação considera-se que os consumidores com manipulações adicionadas simultaneamente pertencem a redes de baixa tensão distintas.

É esperado que as manipulações sejam identificadas e que os indicadores e custo se aproxime dos valores reais através dos resultados do estimador. Estes resultados podem ser comparados com os indicadores e custos considerando o caso base.

#### **4.3.5 Perdas não técnicas**

Esta simulação adiciona perdas não técnicas nas medidas de potência das unidades consumidoras, utilizando como base o furto de energia. Assim como considerado na simulação de erros grosseiros simultâneos, não são adicionadas perdas não técnicas em cargas próximas

eletricamente, bem como numa mesma rede de baixa tensão. Desta forma, analisa-se os efeitos destes erros grosseiros nos resultados dos indicadores de transgressão de tensão e de custos relacionados. Para isso, são comparados os valores dos indicadores e custos do caso base com os valores estimados após a detecção e retirada das medidas do conjunto de medição de entrada do estimador.

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo apresenta e discute os resultados do estimador de estado nos estudos de caso apresentados na seção 4.3.

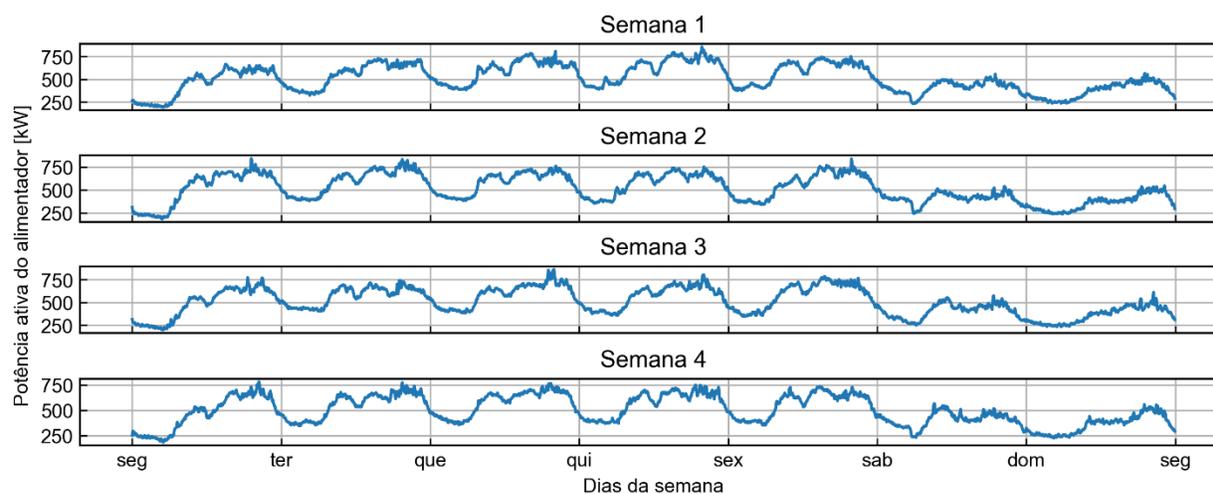
### 5.1 Caso base

Nesta simulação, não são associados quaisquer tipos de erros nos valores das medidas, sendo os valores de entrada do estimador de estado exatamente iguais aos valores fornecidos pelo fluxo de carga realizado no OpenDSS. Recordar-se que os valores de tensão, injeção de potência ativa e injeção de potência reativa nos nós de conexão de consumidores, bem como na subestação, são fornecidos como dados de entrada no estimador de estado através do resultado do fluxo de carga em consequência da falta de medições reais de campo.

As simulações contemplam 4 semanas completas de medição simuladas pelos fluxos de carga QSTS no OpenDSS, iniciando em 15 de janeiro de 2018 e finalizando em 11 de fevereiro de 2018, sendo divididas da seguinte forma:

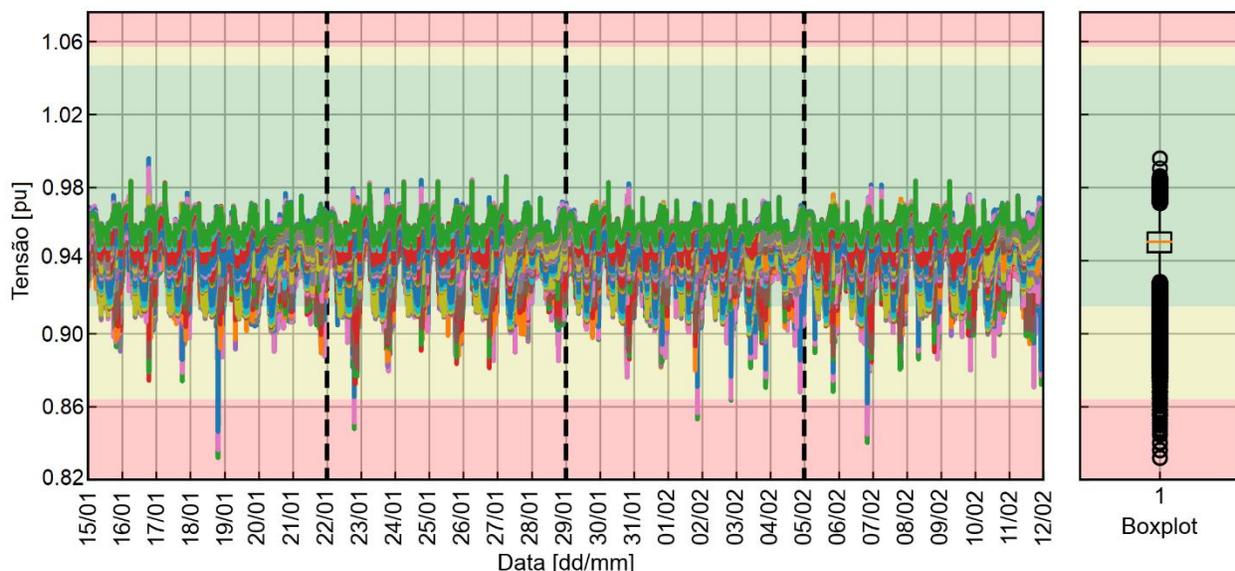
- Semana 1: 15 a 21 de janeiro;
- Semana 2: 22 a 28 de janeiro;
- Semana 3: 29 de janeiro a 04 de fevereiro;
- Semana 4: 05 a 11 de fevereiro.

A curva de carregamento do alimentador medido na saída da subestação é mostrada na Figura 5.3.



**Figura 5.1: Curva de carregamento total do alimentador.**

O alimentador apresenta um carregamento moderado chegando a ultrapassar 750 [kW]. Predomina-se consumo de potência maior nos dias de semana e valores menores nos fins de semana. Além disso, nas madrugadas os valores de potência no alimentador são reduzidos consideravelmente. Os perfis de tensão em todos os nós com consumidores conectados nas quatro semanas simuladas, bem como um boxplot mostrando a mediana, quartis e comportamento estatístico dos valores de tensão, são visualizados na Figura 5.2.



**Figura 5.2:** Perfis de tensão em todos os nós com consumidores conectados do alimentador.

O fundo da figura em verde indica a faixa considerada adequada para as tensões. A faixa amarela indica o intervalo de tensão precária. Por fim, o tom avermelhado indica a faixa de tensão crítica. Observando o boxplot, pode-se concluir que a grande maioria dos consumidores permanecem na faixa adequada da tensão no período estudado. Porém, pode-se visualizar uma considerável quantidade de medidas de tensão na faixa precária, as quais originam os valores de DRP contabilizados posteriormente neste capítulo. Destaca-se que, apesar de ocorrer valores na faixa crítica da tensão, a duração relativa destas transgressões não foi suficiente para gerar valores de DRC acima do permitido no PRODIST.

Conforme explicado no capítulo 3, o resultado de saída do estimador de estado AMB é composto pelas tensões em parte real e imaginária do número complexo em todos os nós do alimentador, sendo convertidos em forma polar posteriormente. Contudo, é de interesse deste estudo somente os valores de tensão em nós os quais possuem alguma unidade consumidora conectada, visto que somente nesses pontos são contabilizados os valores de DRP e DRC.

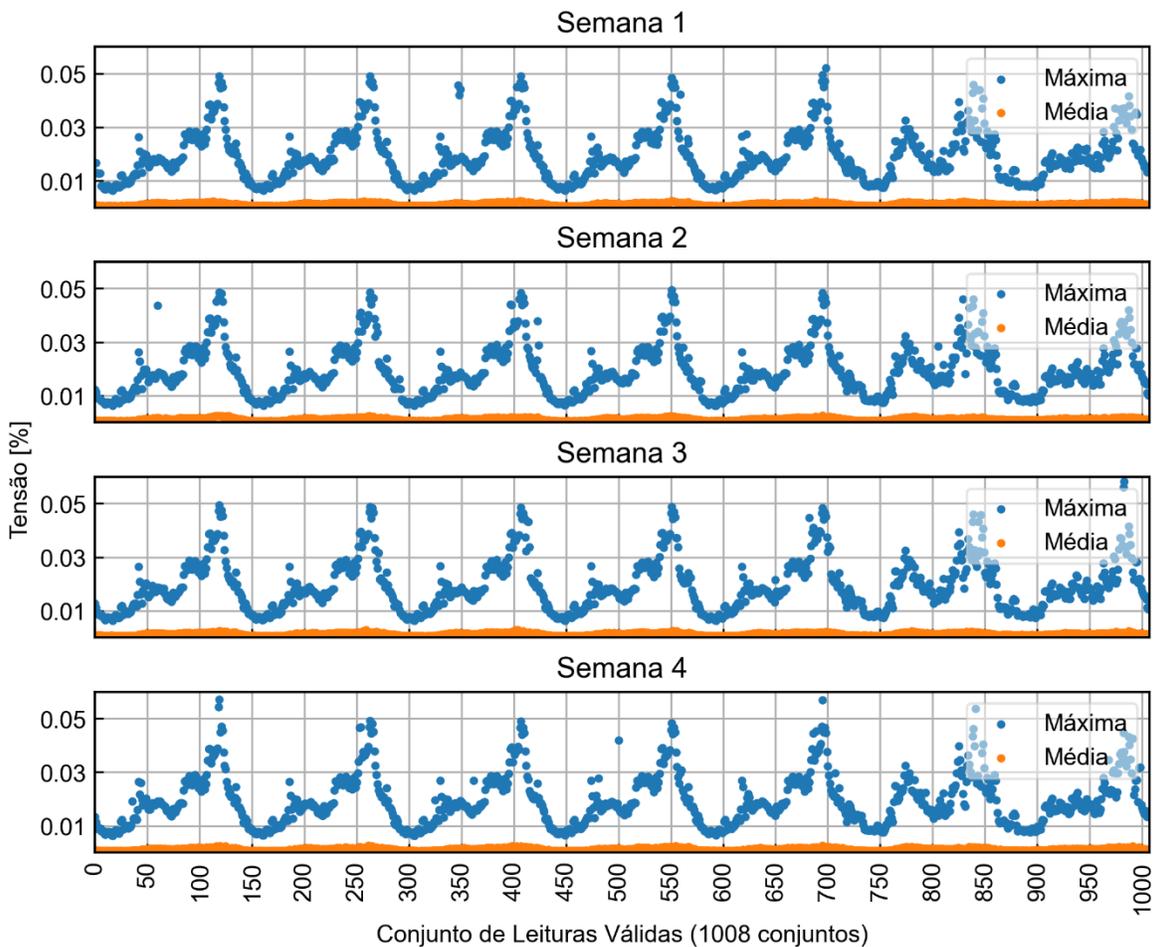
Ressalta-se, também, que serão considerados somente os valores de módulo de tensão dos resultados, sendo o valor do ângulo do fasor de tensão desconsiderados para efeito da análise dos indicadores de transgressão.

Para validação dos resultados desta simulação, pode-se inicialmente comparar os valores resultantes de tensão advindos do cálculo da estimação de estado ( $V^{EE}$ ) com os valores de tensão calculados no fluxo de carga pelo OpenDSS ( $V^{FC}$ ), ressaltando que nesta simulação estes valores também compõem as medidas de entrada do estimador posto que não são associados erros nas medidas. A comparação é dada através do módulo da diferença simples de  $V^{EE} - V^{FC}$ , considerando os valores de tensão em porcentagem, mostrado na Figura 5.3.

O resultado mostra que, considerando as 4 semanas completas, a média aritmética da diferença em módulo de  $V^{EE}$  e  $V^{FC}$  é de aproximadamente 0,0013%. Já os valores máximos desta diferença no mesmo período do ano variam de 0,005% a 0,055%. Para efeito de simplificação na escrita desta dissertação, todas as médias consideradas neste capítulo serão aritméticas.

Estes resultados mostram uma boa correlação entre as medidas de entrada do estimador de estado com o modelo do alimentador utilizado, uma vez que considerando valores “por unidade” (pu) a diferença dos valores de tensão estaria, no mínimo, na quarta casa decimal.

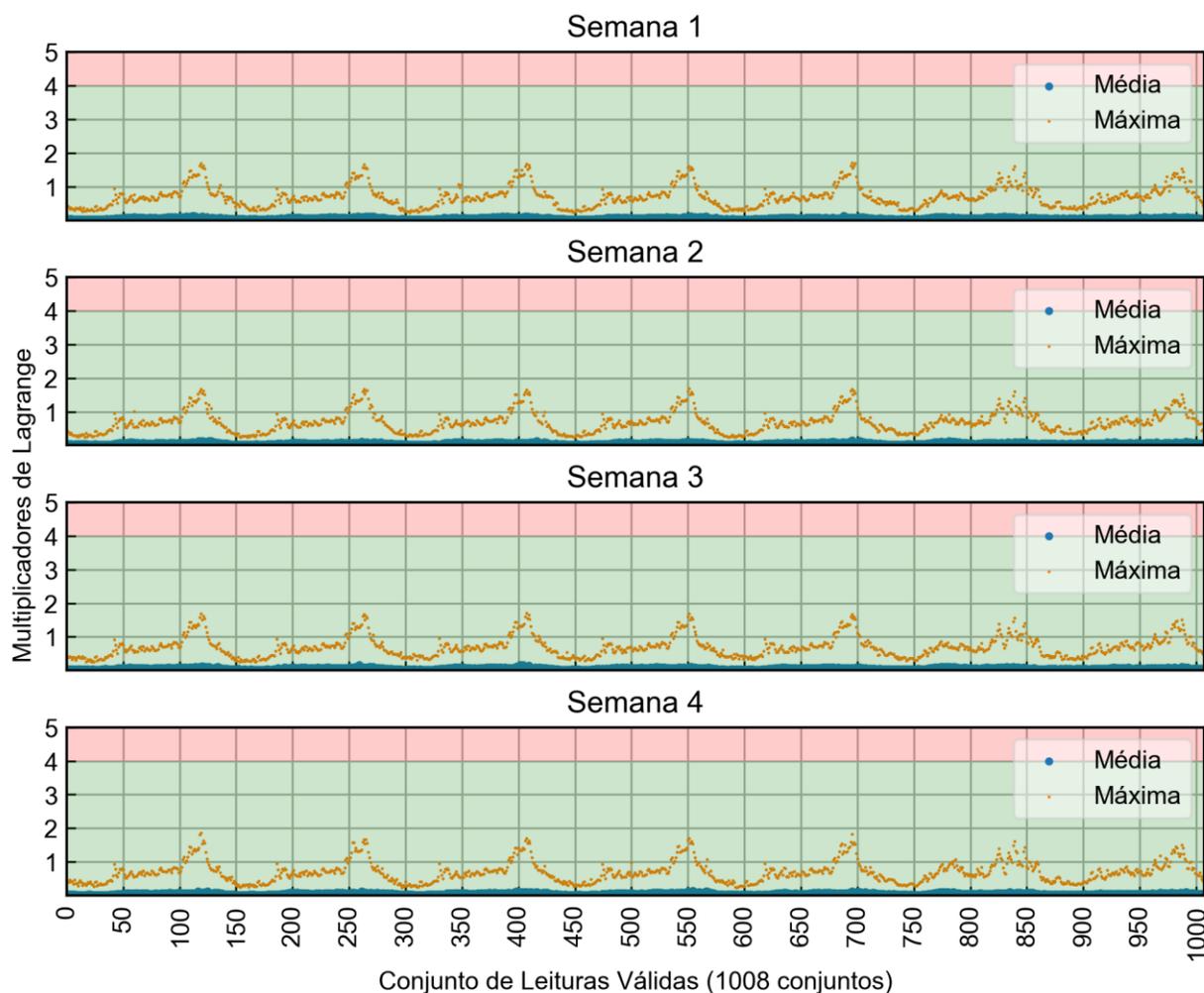
Para fins numéricos, em uma rede de baixa tensão (onde estão conectadas a grande maioria das UCs) de 127 [V] por fase, a diferença seria no máximo de 0,07 [V], sendo menor que a classe de exatidão da maioria dos medidores de qualidade de energia, os quais apresentam a mais alta qualidade de medição.



**Figura 5.3:** Módulo da diferença entre valores de tensão calculados pelo estimador de estado ( $V^{EE}$ ) e valores de tensão calculados pelo fluxo de carga ( $V^{FC}$ ).

Percebe-se um padrão de comportamento na Figura 5.3, onde o valor máximo da diferença se dá entre as 19h e 20h de cada dia, sendo este período com maiores desequilíbrios da rede. Maior desequilíbrio no alimentador acarreta maior diferença angular entre fases na subestação devido ao desbalanceamento da rede, provocando um maior erro devido à consideração da referência angular na saída da subestação. Conforme o conteúdo apresentado na subseção 3.3.2, uma forma de reduzir este erro seria considerar a referência angular da rede em uma barra interna de um gerador modelado na barra de alta tensão da subestação. Entretanto, esta consideração não beneficiaria de forma significativa os resultados deste trabalho visto que erros na quarta casa decimal não alteram os valores dos indicadores de transgressão de tensão significativamente, e desta forma simplifica-se a modelagem da rede, reduzindo na ordem de milhares de elementos nas matrizes utilizadas na estimação de estado, e consequentemente, reduzindo custo computacional.

Conforme definido na seção 3.5, a presença de erros nas medidas é identificada pelo maior valor dentre os multiplicadores de Lagrange resultantes do Tableau Esparsos. Desta forma, é mostrado na Figura 5.4 os valores médios e máximos destes multiplicadores de Lagrange nos 1008 conjuntos de leituras de cada uma das quatro semanas simuladas.



**Figura 5.4: Multiplicadores de Lagrange nos conjuntos de medidas simulados.**

Como esperado, os valores dos multiplicadores de Lagrange permaneceram pequenos, apresentando valores médios de 0,0625 e valores máximos de até 1,8615, distantes do limite de 4 para considerar uma medida com erro grosseiro. Pode-se dizer, portanto, que as medidas de entrada estavam todas concordantes com o modelo da rede, e não houve grandes dificuldades na estimação do estado da rede.

Neste contexto, pode-se discernir os objetos de estudo deste trabalho como sendo todos os consumidores os quais apresentaram em pelo menos uma semana um valor de indicador de

transgressão de tensão, seja de DRP ou DRC, acima do permitido pela definição do módulo 8 do PRODIST. Foram encontradas 58 UCs que obedeciam a esses critérios, sendo em todos os casos transgressões precárias (DRP) de subtensão, não havendo nenhum caso de transgressão crítica (DRC) acima do limite. Estas UCs foram enumeradas e a localização destes consumidores é destacado em vermelho na Figura 5.5. Os valores de DRP de cada UC em cada semana é mostrada na Figura 5.6.

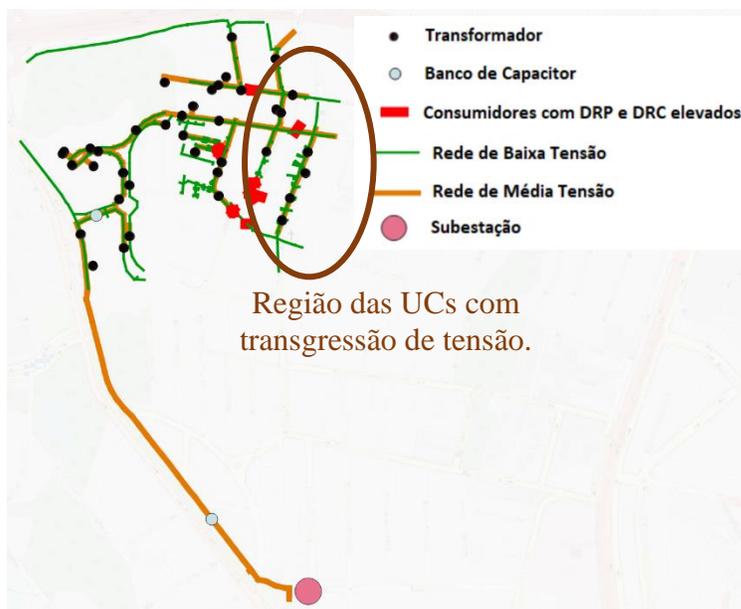


Figura 5.5: Localização geográfica dos consumidores com transgressão de tensão no alimentador.

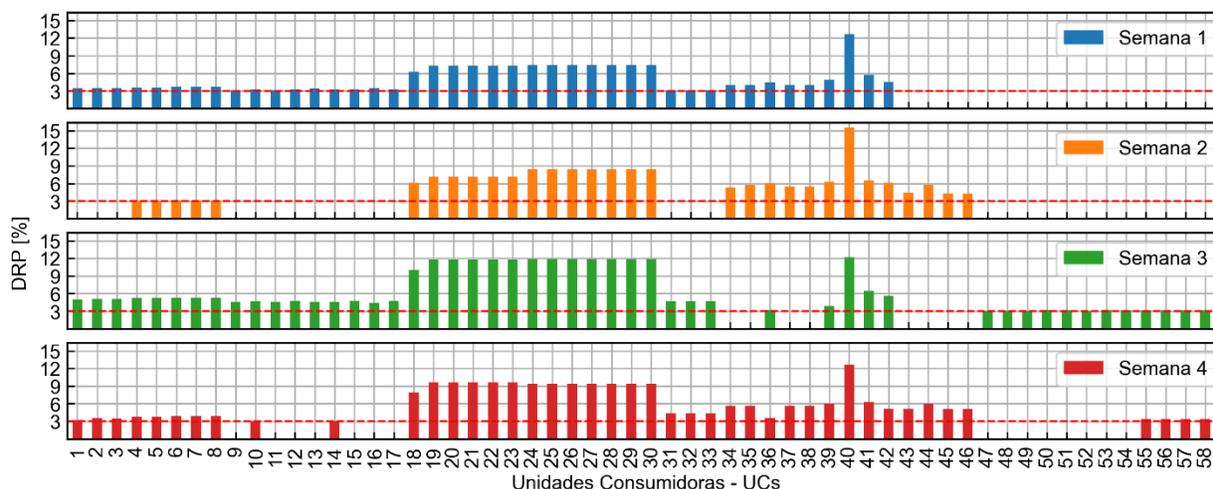
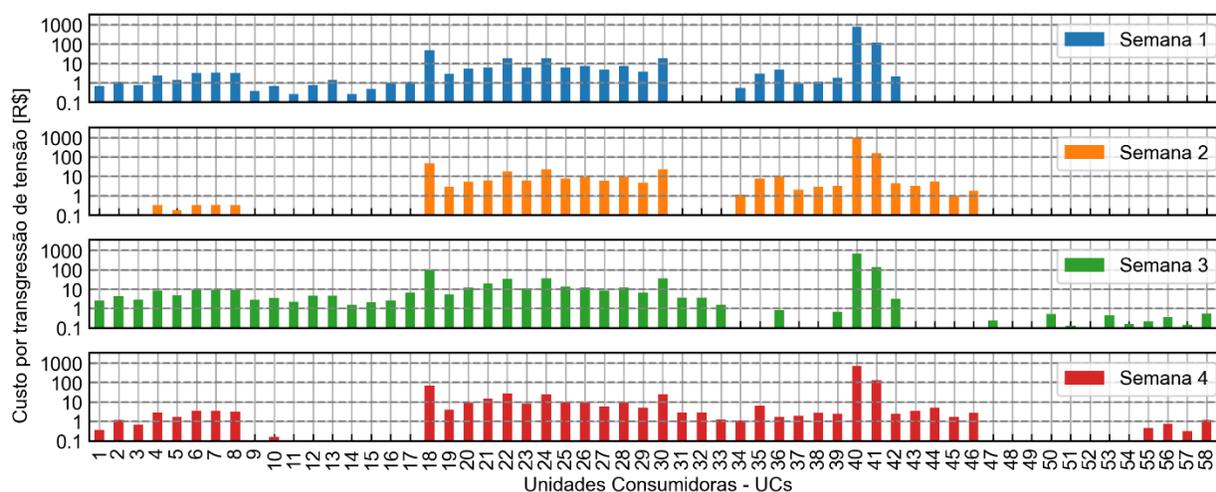


Figura 5.6: Valores dos indicadores de transgressão de tensão das 58 UCs identificadas.

Predominantemente, os consumidores com indicadores de transgressão de tensão estão localizados próximos do final do alimentador, o que explica a subtensão no local após a queda de tensão por todo o alimentador.

Na Figura 5.6 destaca-se que alguns consumidores transgrediram minimamente os 3% de duração permitida na faixa precária de tensão e outras UCs chegaram a valores de até 15% de duração. Contudo, o custo da compensação pelas transgressões para a concessionária leva em consideração o valor de EUSD de cada UC, conforme equação (2.3). Desta forma, consumidores grandes, com alto consumo de energia, possuem peso maior no valor, e, portanto, mesmo um consumidor apresentando indicador DRP próximo do valor limite, o custo final pode ser mais elevado em comparação com outros consumidores com consumo menor. Os valores de custo em reais (R\$) de cada um dos 58 consumidores identificados é apresentado na Figura 5.7. Note que a escala do eixo do custo (eixo Y) é logarítmica, de forma a otimizar a visualização dos valores que são discrepantes entre si.



**Figura 5.7: Custos por transgressão de tensão em cada UC identificada.**

Observa-se que os custos por transgressão de tensão entre as 58 UCs podem apresentar valores de centavos de real até mesmo chegando ao valor de mil reais. Diante disso, destaca-se a importância do valor do EUSD no cálculo da compensação da transgressão de tensão. Considerando o valor total de compensação por transgressão de tensão, tem-se a Tabela 5.1.

**Tabela 5.1: Custo total de transgressão de tensão em cada semana.**

<b>Período</b>	<b>Valor total de compensação (R\$)</b>
Semana 1	1.116,14
Semana 2	1.406,95
Semana 3	1.223,71
Semana 4	1.130,19
<b>TOTAL</b>	<b>4.876,99</b>

Em um cenário hipotético de se extrapolar o valor médio semanal, conclui-se que o valor anual poderia chegar a R\$ 63.400,00, somente para este alimentador. Apesar da improvável existência de indicadores como os apresentados nesta simulação em todas as redes, se considerarmos os milhares de alimentadores que uma única concessionária pode possuir, os valores de compensação por transgressão de tensão podem se tornar um valor significativo no âmbito econômico da empresa. Não obstante, nos estudos realizados no projeto de P&D [49], pôde-se observar que num cenário de alta penetração de microgeração solar os valores de compensação por transgressão de tensão em regime permanente se sobressaem em comparação aos custos por outros indicadores de qualidade. Por essa razão, justifica-se a importância do presente estudo ao utilizar ferramentas matemáticas como forma de se obter valores de DRP e DRC mais robustas, confiáveis e justas.

Além disso, concessionárias com reputação de baixa qualidade de energia elétrica diante dos indicadores de qualidade perdem benefícios cedidos pela ANEEL podendo, em determinados casos extremos, perder a concessão do fornecimento de energia elétrica.

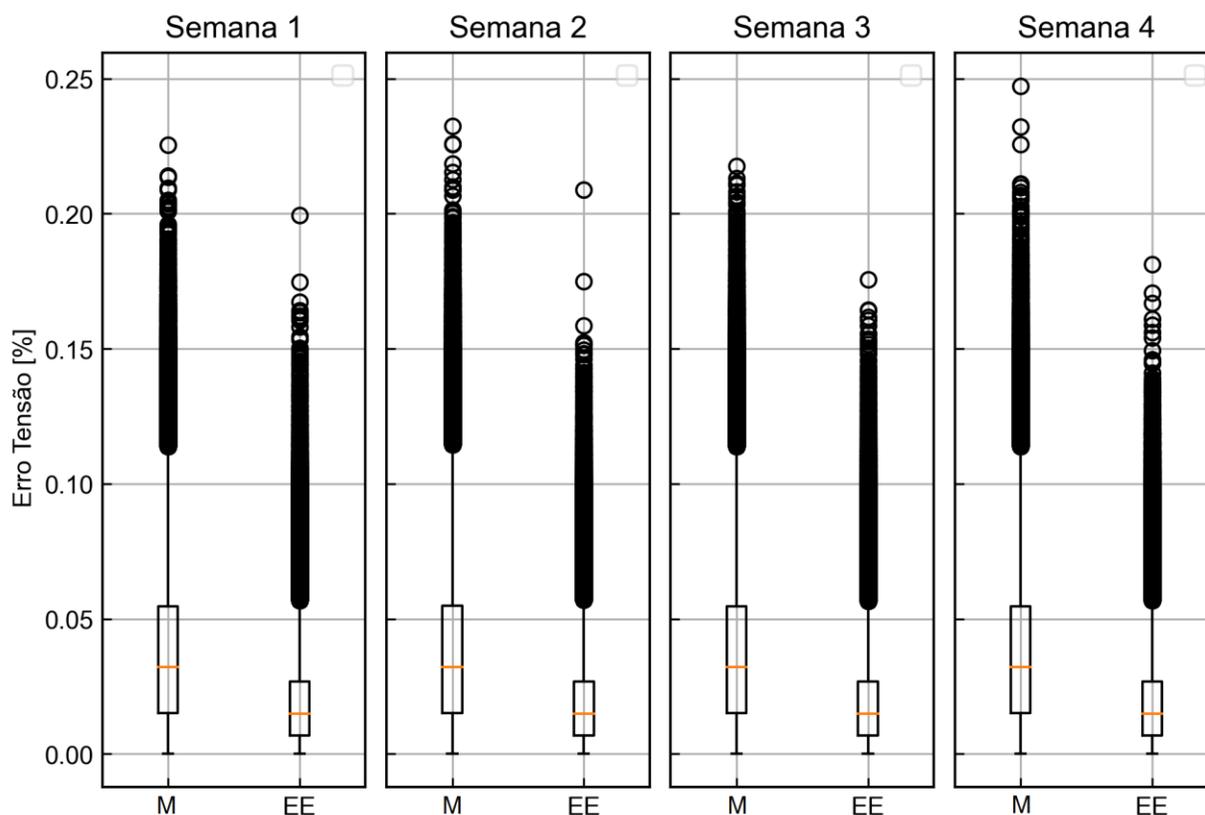
Os valores de DRP e de custo por transgressão de tensão destas UCs calculados através dos valores de tensão estimados são exatamente iguais aos valores calculados pelo fluxo de carga nesta simulação. Para efeito de comparação nas próximas simulações, os resultados desta simulação serão considerados como valores base.

## **5.2 Erros inerentes**

Nesta simulação, são adicionados aos valores das medidas, calculadas no fluxo de carga pelo OpenDSS, os erros inerentes da medição, os quais variam de acordo com a classe de exatidão. Erros nas medidas de tensão são comumente menores comparados aos erros nas medidas de

potência, visto que o valor da potência advém das medidas de corrente e tensão, devendo-se agregar os erros dos dois valores.

No contexto deste e dos próximos capítulos, a denominação de erro será sempre o módulo da diferença com relação aos valores fornecidos pelo fluxo de carga, uma vez que esses valores são considerados perfeitos (sem erros) e enquadram exatamente ao modelo da rede, e em razão disso, servem de parâmetro para uma comparação quantitativa. A Figura 5.8 retrata os boxplots do módulo dos erros associados às medidas de entrada do estimador em cada um dos 1008 conjuntos de medidas válidas de cada semana. Os valores de erro de todas as medidas de tensão de entrada (identificada com M) e da saída do estimador de estado (identificado com EE). É perceptível uma redução dos valores máximos de erro entre os valores calculados pelo estimador comparado aos valores das medidas de entrada, os quais variam de 0,08% a 0,14%, na maioria dos conjuntos de leituras.

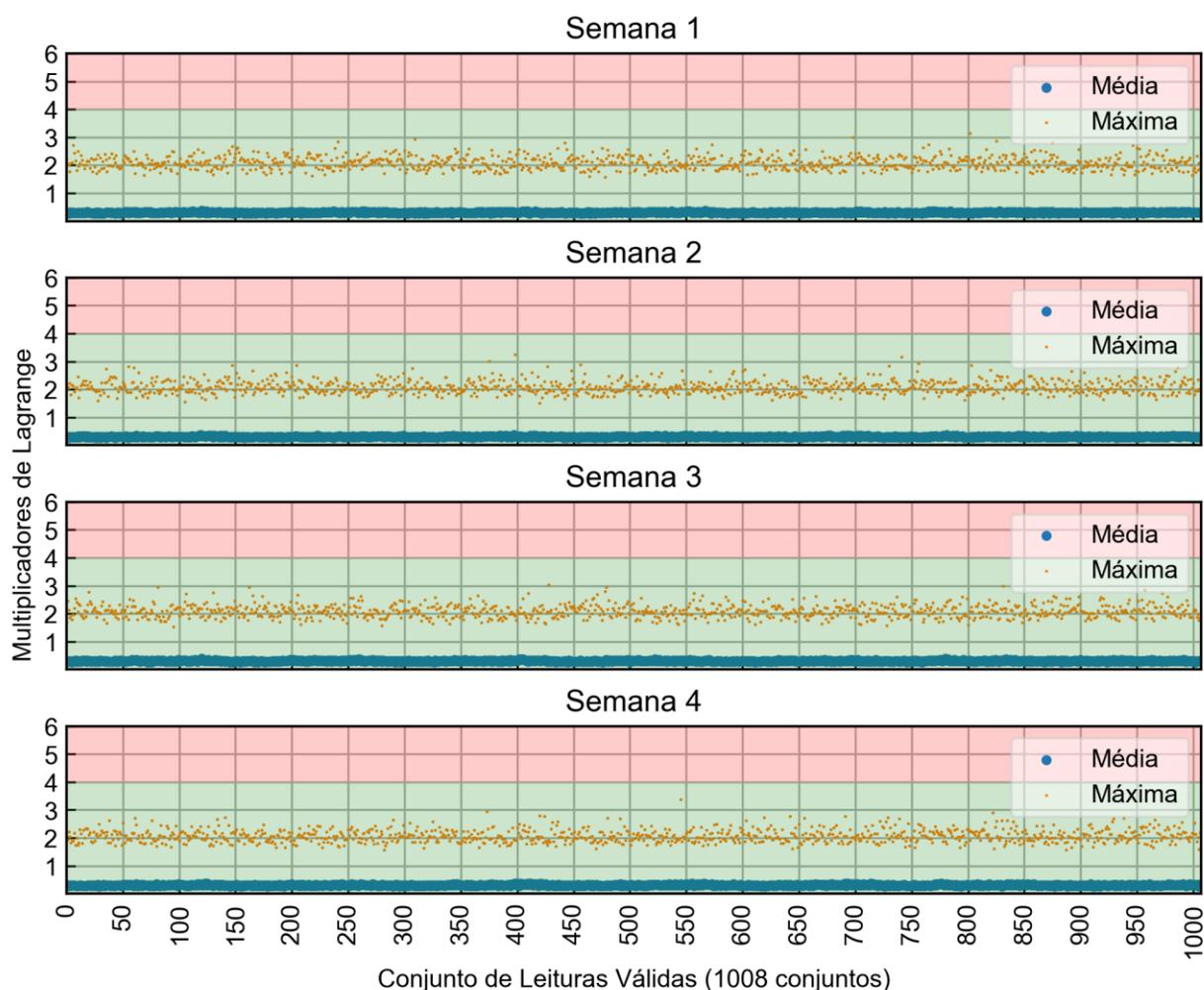


**Figura 5.8:** Boxplot representando erros das medidas (M) e dos valores estimados (EE).

A mediana dos erros das medidas de entrada é de aproximadamente 0,032% da tensão. Já a mediana dos erros do resultado de saída do estimador de estado é de aproximadamente 0,014%

da tensão. Assim como no caso das medianas, os primeiros e terceiros quartis sofreram redução para menos da metade no caso dos valores estimados comparados aos valores das medidas de entrada.

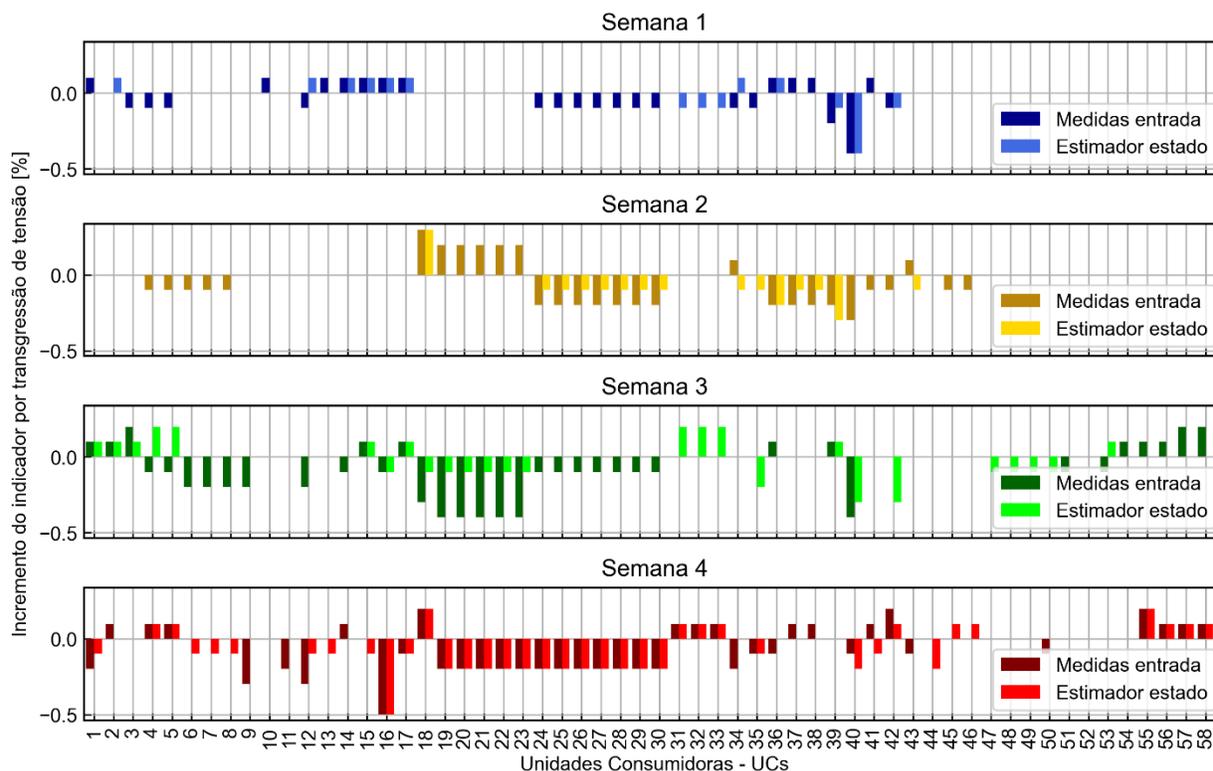
Os valores dos multiplicadores de Lagrange desta simulação permanecem, em todos os conjuntos de leituras válidas, dentro do limite definido, conforme mostrado na Figura 5.9, concluindo que não foi identificada pelo estimador nenhuma medida com manipulação ou erro grosseiro. Este resultado era esperado uma vez que os erros inerentes adicionados às medidas não ultrapassam a classe de exatidão do medidor.



**Figura 5.9: Multiplicadores de Lagrange para a simulação com erros inerentes.**

Devido a inserção dos erros inerentes nas medidas, mesmo que relativamente pequenos, houve diferenças nos valores de DRP comparados aos valores calculados com as tensões do fluxo de carga (sem erros), principalmente nos casos de UCs conectados em nós com tensão próxima da

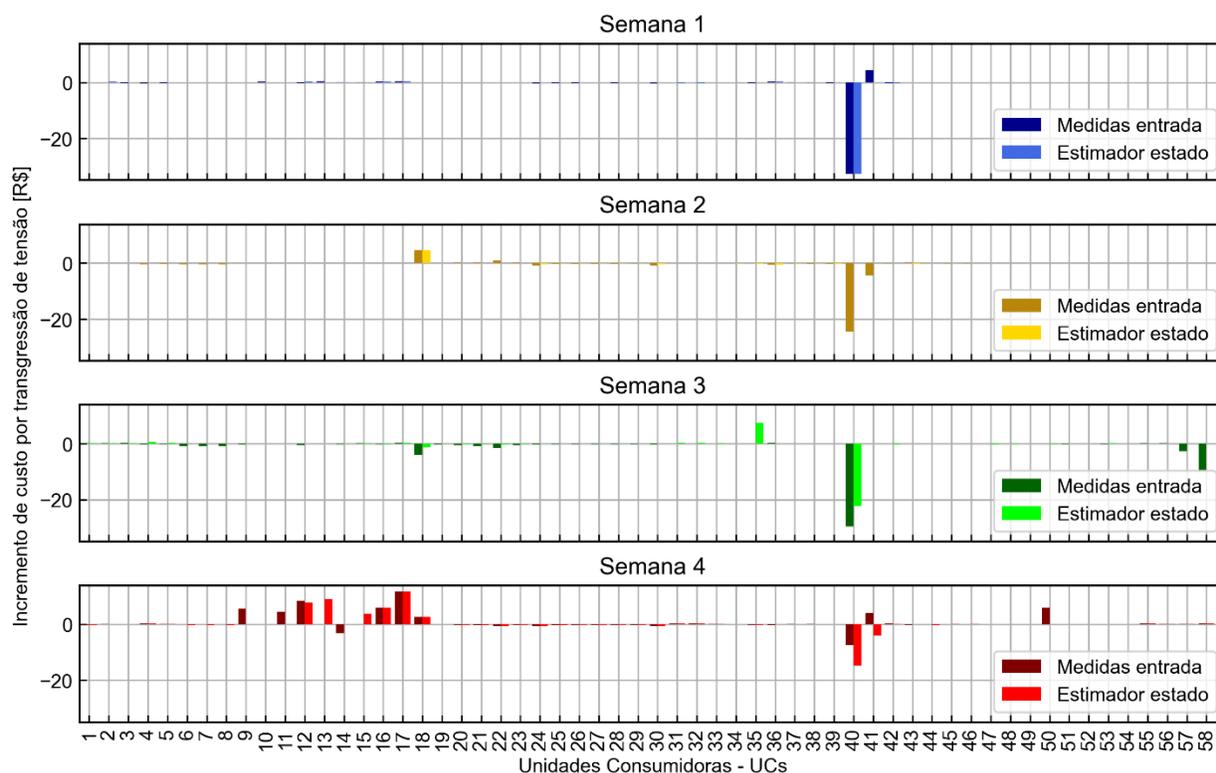
região limítrofe entre faixa adequada e faixa precária. Na Figura 5.10, mostra-se a diferença simples dos valores de DRP utilizando as medidas de tensões de entrada (associados aos erros inerentes de medição) e dos valores de tensões estimadas com os valores de DRP calculadas no caso base da seção 5.1 em cada uma das 58 UCs selecionadas.



**Figura 5.10: Variação nos valores de DRP considerando erros inerentes nas tensões em comparação com caso base.**

Observa-se que a diferença dos valores de DRP não ultrapassam de um incremento negativo de 0,5% com relação ao valor do caso base. Pode-se observar, em geral, uma tendência de diferença mais elevada para o caso considerando as medidas de entrada. Este fator pode ser comprovado ao comparar a média de 0,090% nas diferenças dos valores de DRP utilizando as medidas de entrada, enquanto ao considerar os resultados do estimador tem-se média de 0,056%, demonstrando, neste último caso, uma maior aproximação dos valores de DRP dos valores de base.

Ao considerar a diferença dos custos por transgressão de tensão tem-se a Figura 5.11. Nesta figura destaca-se uma tendência de uma menor diferença ao considerar os valores estimados. A diferença de custos individuais dos consumidores chegou a 32 reais (4%) ao considerar a medida de entrada no consumidor 40 na semana 1.

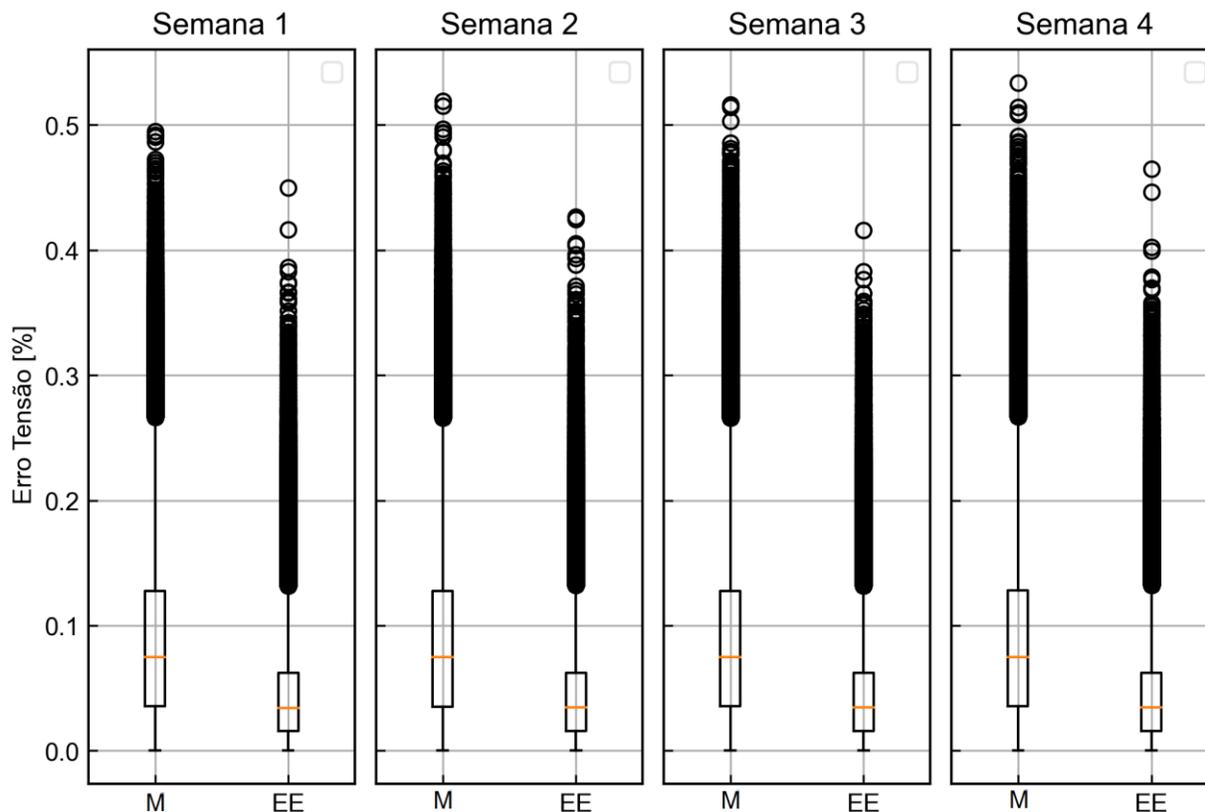


**Figura 5.11: Variação nos custos por transgressão em relação ao caso base considerando as medidas de entrada e os valores estimados.**

A diferença do valor total das compensações por transgressão de tensão nas 4 semanas foi de R\$-76,96 (-1,58%) e R\$-27,06 (-0,55%) ao considerar as medidas de entrada e os valores estimados respectivamente. Novamente, ao considerar as tensões estimadas obtêm-se valores mais próximos do caso base.

Até este momento, pôde-se concluir que o uso do estimador de estado trouxe resultados mais robustos e justos nos valores dos indicadores e custos por transgressão de tensão. Objetivando ampliar a percepção destes resultados, dobrou-se os valores das classes de exatidão considerados nos estudos. Ou seja, para as medidas de tensão, considera-se a classe de exatidão de 0,4% e para as medidas de potência 2%. Desta forma, as medidas se tornam menos precisas e exatas, ampliando os erros nas medidas de entrada do estimador.

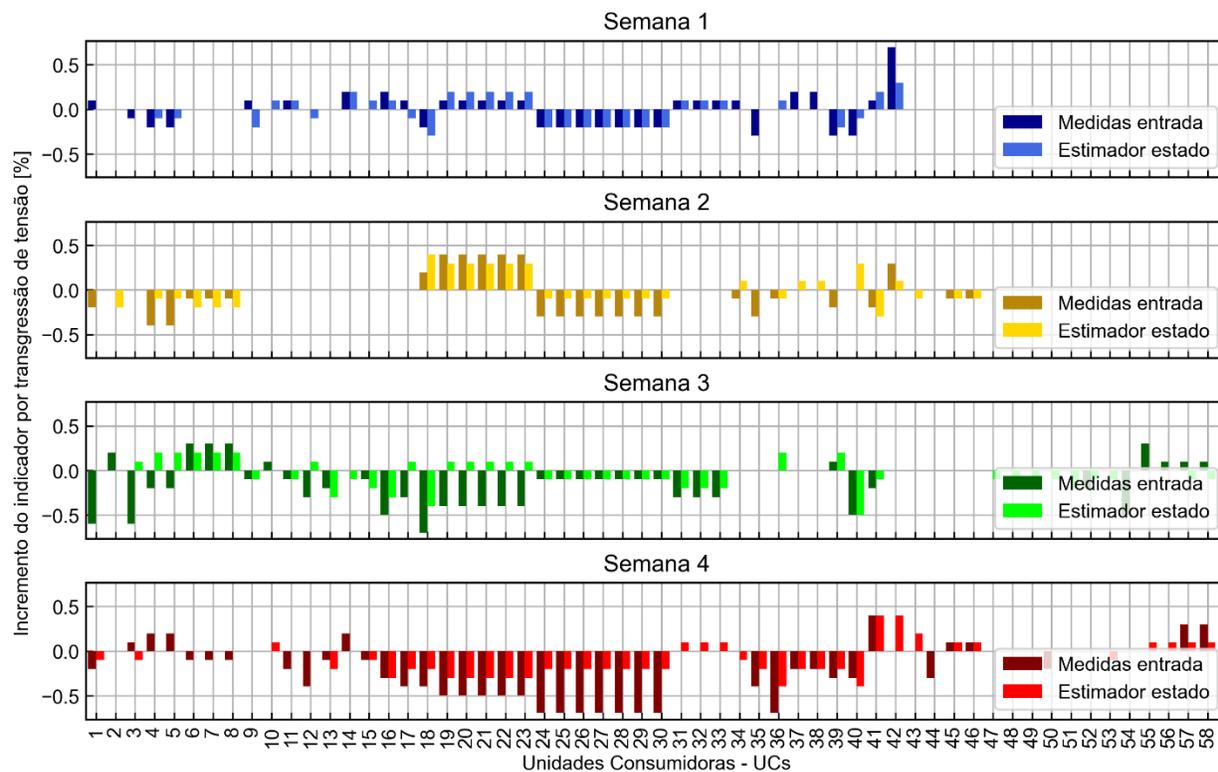
Visualizando o erro das tensões de entrada e os valores estimados em forma de boxplot na Figura 5.12, constata-se que houve aumento estatístico da mediana, quartis e outliers, sendo em geral o dobro dos valores obtidos na simulação anterior da Figura 5.8.



**Figura 5.12:** Boxplot representando erros das medidas (M) e dos valores estimados (EE) considerando classe de exatidão dos medidores dobrada.

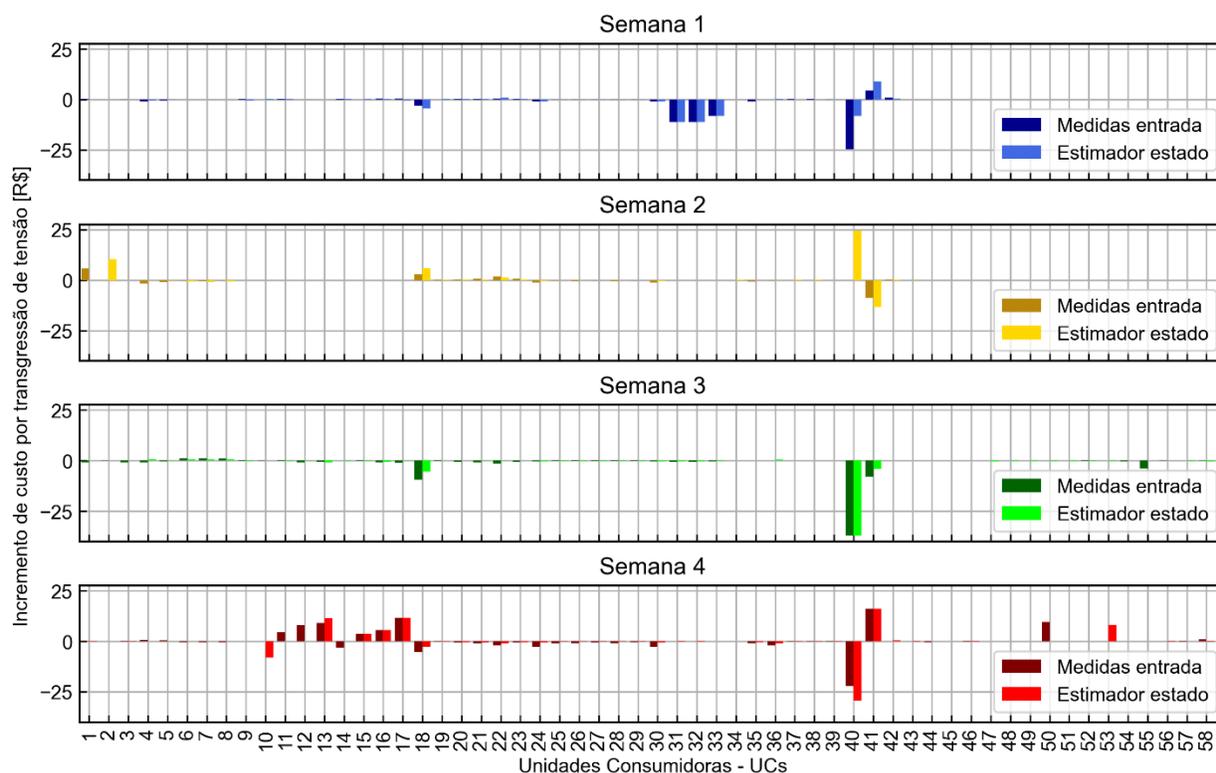
Apesar do aumento dos erros, os valores de tensão estimados mantiveram proporcionalmente menores que os valores de tensão de entrada. Isso posto, certifica-se que os valores estimados tendem a se aproximar da exatidão independente da classe dos medidores. Além disso, tal como na simulação considerando erros inerentes menores, os multiplicadores de Lagrange se mantiveram dentro do limite determinado, indicando a provável inexistência de erros grosseiros ou manipulados, estando todas as medidas de entrada dentro dos valores de classe de exatidão da medida.

Diante dos maiores valores de erros nas medidas, há maiores diferenças também nos valores dos indicadores de transgressão de tensão conforme exposto na Figura 5.13 comparado ao apresentado na simulação anterior da Figura 5.10.



**Figura 5.13: Variação nos valores de DRP considerando erros inerentes com classe de exatidão dobrado nas tensões em comparação com o caso base.**

Assim como no caso anterior, os indicadores de transgressão considerando as medidas de entrada apresentaram uma diferença maior comparado ao caso base do que quando utilizados os valores estimados. Visualiza-se as diferenças dos custos por transgressão de tensão na Figura 5.14.



**Figura 5.14:** Variação nos custos por transgressão em relação ao caso base considerando as medidas de entrada e os valores estimados com classe de exatidão dobrados.

Os valores dos indicadores de transgressão de tensão e custos, apesar de apresentarem uma pequena elevação nos valores, permaneceram próximos do caso considerando erros inerentes menores.

### 5.3 Erro grosseiro não simultâneo

Nesta simulação, além dos erros inerentes do processo de medição, é adicionado um erro grosseiro na medida de magnitude de tensão de uma unidade consumidora. O erro grosseiro neste contexto pode ter diversas causas, desde erro na transmissão dos dados pelo medidor, algum problema na aquisição da medida, ou mesmo, como já relatado, alguma manipulação/alteração dos valores de forma proposital. Apesar do estudo poder contemplar todos os casos de erros grosseiros possíveis, optou-se por focar no caso de manipulação diante da preocupação da ANEEL relatado no capítulo 2.2.

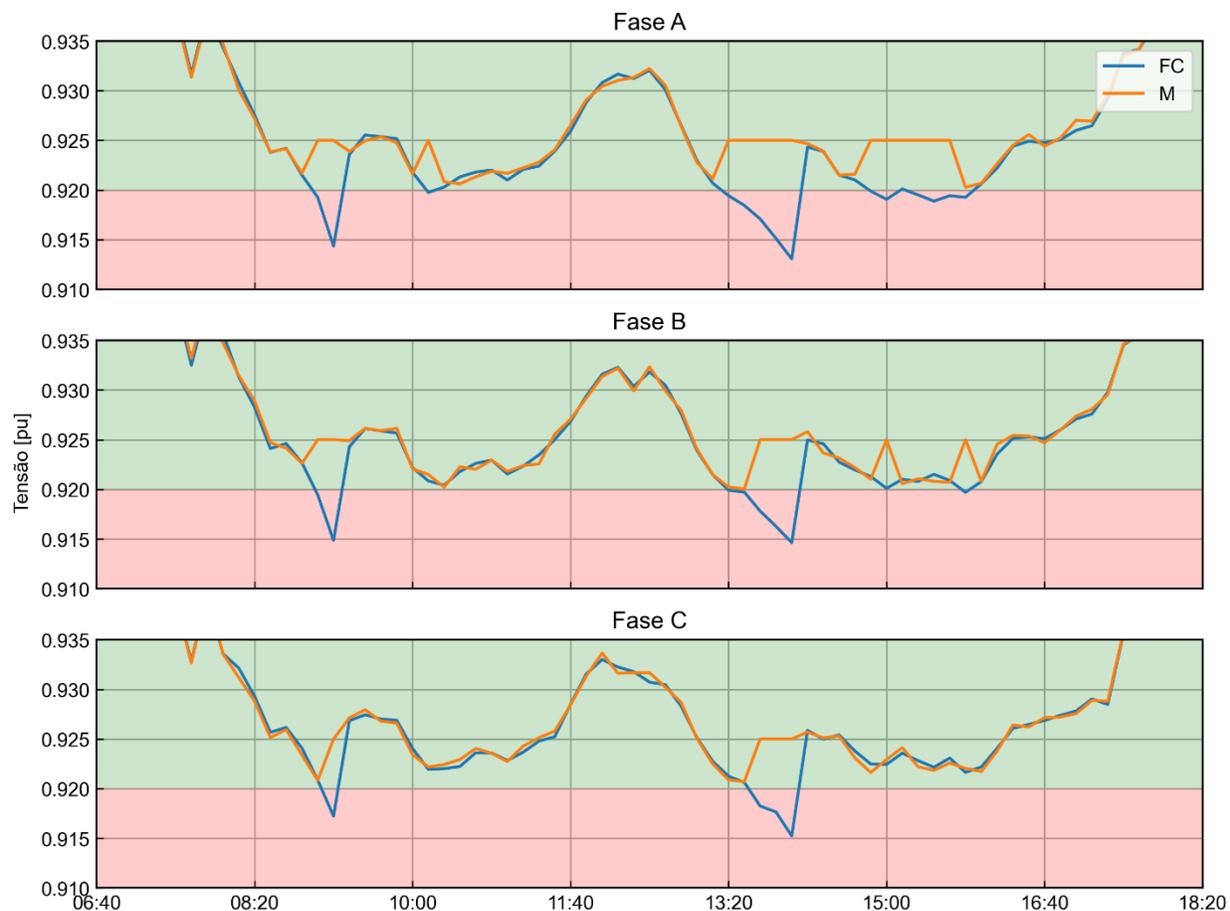
Objetiva-se, portanto, alterar os valores de forma a zerar os valores dos indicadores de transgressão de tensão para um determinado consumidor. Para isso, toda medida de tensão nas

faixas precária ou crítica definidas pelo PRODIST, adiciona-se um valor cujo resultado reinsere a medida à faixa adequada. Para garantir que o valor alterado não seja considerado nos cálculos dos indicadores de transgressão de tensão e melhorar a detecção do erro pelo estimador de estado, foi também somado um valor de 0,005 [pu].

Para melhor compreensão, segue um exemplo numérico. Em um determinado consumidor conectado na rede de baixa tensão monitora-se as medidas de tensão em todas as fases do ramal de conexão. Não é alterado nenhum valor que esteja dentro da faixa adequada de tensão. Contudo, em determinado momento, a medida de tensão em uma das fases atinge o valor de 0,90 [pu], estando este na faixa precária da tensão. Soma-se a este valor 0,02 [pu] resultando em 0,92 [pu] (limite da faixa adequada). Além disso, soma-se o valor de 0,005 [pu] levando a medida ao valor de 0,925 [pu]. Este último resultado é inserido como medida de entrada do estimador de estado no lugar onde deveria ser 0,90 [pu], causando um erro grosseiro na medida visto que o valor alterado supera a classe de exatidão do medidor. Este procedimento é considerado nos casos em que mais de uma fase do consumidor sai da faixa adequada, uma vez que se não fosse feito dessa forma não anularia os indicadores de transgressão daquele consumidor.

O valor fixo de 0,005 [pu] auxilia nos casos em que a manipulação é muito pequena, por exemplo, caso a medida seja de 0,918 [pu]. Neste exemplo é adicionado somente 0,002. Esta reduzida modificação pode levar a falsos negativos na detecção de erros grosseiros pelo estimador.

Um exemplo gráfico da modificação entre as três fases de um consumidor trifásico pode ser visualizado na Figura 5.15, em que “FC” representa o valor base calculado pelo fluxo de carga e “M” representa o valor da medida modificada que será considerada na entrada do estimador de estado.



**Figura 5.15:** Perfil de tensão das fases A, B e C de um consumidor comparando a curva da medida manipulada (M) e a curva de tensão do fluxo de carga sem erros (FC).

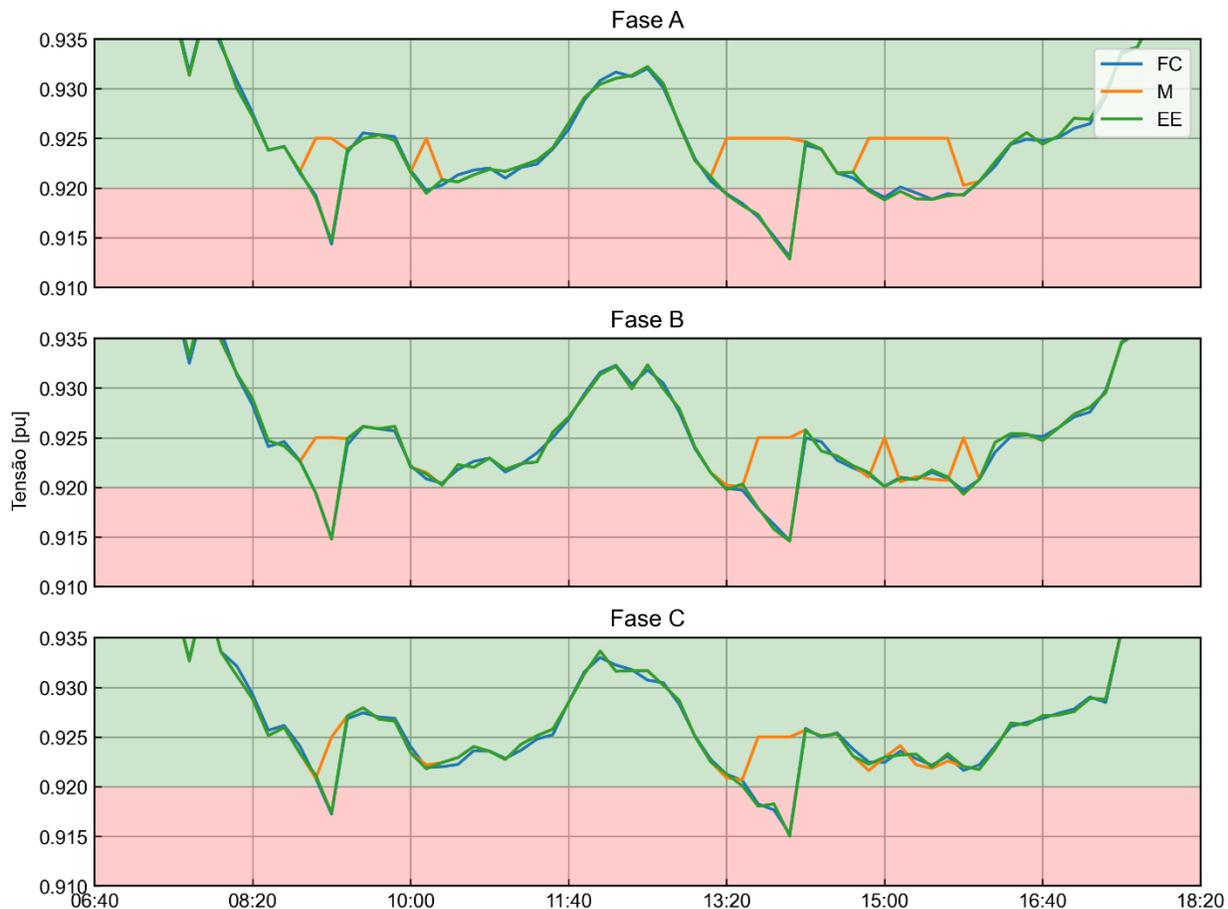
Para não onerar os resultados desnecessariamente, os seis consumidores que representam os maiores custos por transgressão de tensão deste alimentador na soma das quatro semanas simuladas foram selecionados e são identificados na Tabela 5.2. A escolha destes seis consumidores deve-se principalmente ao fato de representarem um custo por transgressão mais significativo no alimentador, sendo todos maiores ou próximos a R\$100,00.

**Tabela 5.2: Consumidores seleccionados com maiores custos por transgressão de tensão na soma das quatro semanas.**

<b>4 semanas de simulação 15/01 a 11/02</b>		
<b>UC</b>	<b>DRP médio [%]</b>	<b>Custo total [R\$]</b>
40	13,29	3.238,64
41	6,25	550,66
18	7,59	260,17
24	9,30	104,04
30	9,30	104,04
22	8,98	98,35

Nesta etapa das simulações é adicionado o erro grosseiro nos consumidores seleccionados de forma não consecutiva, ou seja, somente em uma UC por vez. Ao ter uma medida detectada com erro grosseiro pelo estimador, verifica-se a qual consumidor está associado a medida, sendo as medidas de tensão de todas as fases desta UC retiradas do conjunto de medidas de entrada do estimador, permanecendo somente as medidas de injeção de potência do consumidor detectado. Esta consideração evita detecção de erros em outras medidas equivocadamente, caso mais de uma fase do consumidor esteja associado a erros grosseiros.

A curva das tensões estimadas comparadas a curva do fluxo de carga e a medida associada ao erro grosseiro é conferido na Figura 5.16, contendo os valores referentes a UC “40” num período do dia 15/01/2018.

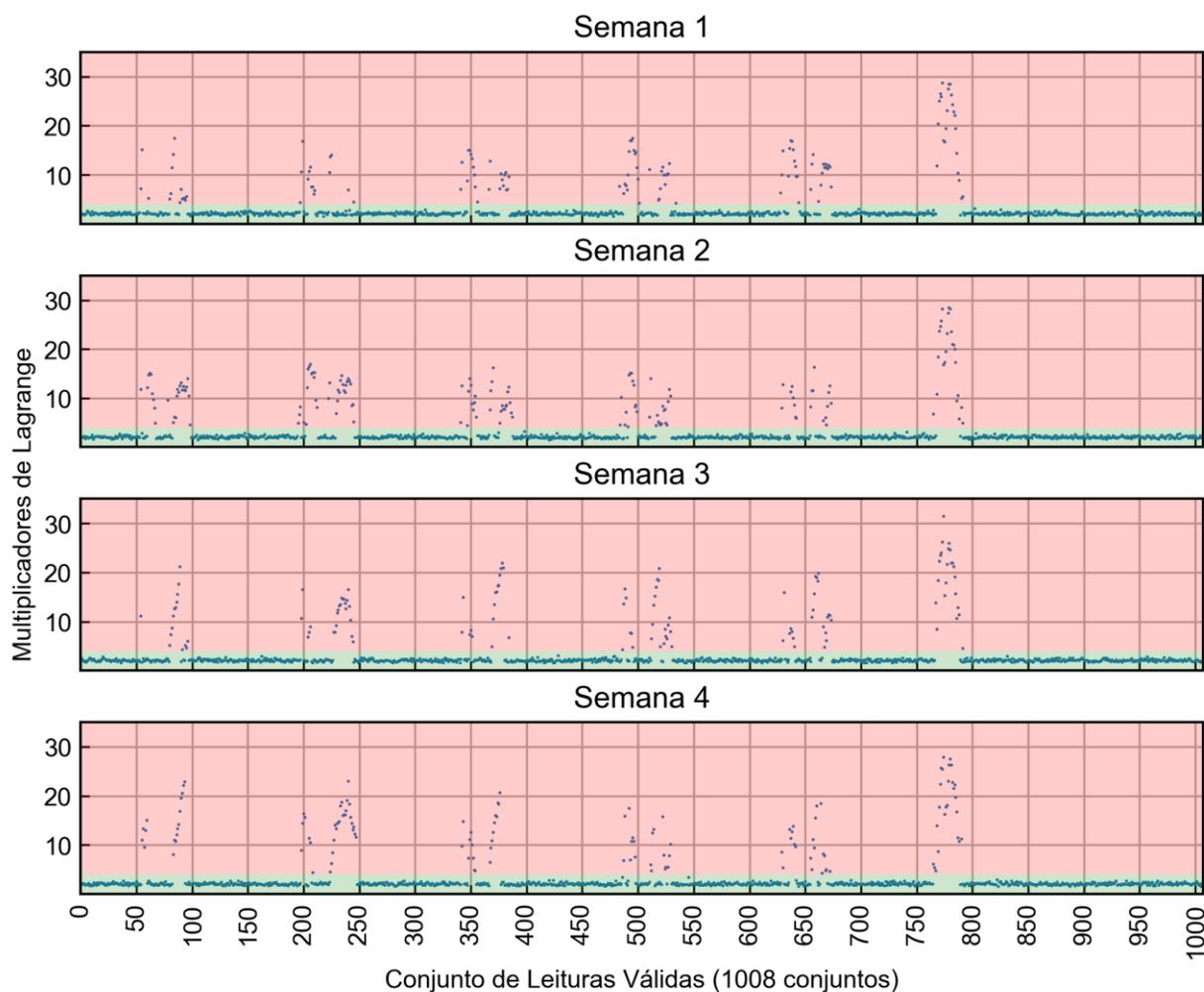


**Figura 5.16:** Comparação dos perfis de tensão do fluxo de carga (FC), da medida manipulada (M) e do valor estimado (EE).

Pode-se visualizar que nas medidas abaixo do valor limite da faixa adequada, os valores das medidas são alterados para 0,925 [pu]. Entretanto, ao estimar o estado, detecta-se uma inconsistência no valor e o mesmo é retirado do conjunto das medidas de entrada. Estimando o estado novamente o resultado se aproxima dos valores do fluxo de carga (valor sem erros). Diante do exposto, pode-se dizer que o estimador, neste caso, foi capaz de detectar a presença do erro no conjunto de medidas, detectar em qual medida o erro estava presente, e ainda corrigir o valor da tensão ao estimar o estado desconsiderando as medidas da UC associadas ao erro grosseiro.

Os erros grosseiros nas medidas de tensão do consumidor são identificados através dos valores dos multiplicadores de Lagrange. Caso o maior valor dentre os multiplicadores atingir valor superior a 4, considera-se a presença de erro grosseiro na medida correspondente ao maior multiplicador de Lagrange. Os valores de máximo multiplicador de Lagrange de cada conjunto de medidas válidas da UC “40” anteriormente à exclusão da medida para uma nova estimação de

estado é mostrada na Figura 5.17. É importante ressaltar que os valores dos multiplicadores de Lagrange retornaram abaixo do limite em todos os casos após a retirada das medidas de tensão da UC associadas aos erros grosseiros.



**Figura 5.17: Multiplicadores de Lagrange para a simulação com erros grosseiros na UC “40”.**

Na Tabela 5.3 são mostrados a quantidade de conjuntos de medidas contendo manipulações/alterações nas medidas de tensão das UCs selecionadas, bem como a quantidade detectada pelo estimador de estado, seja no âmbito de detecção da presença do erro em alguma medida do alimentador em geral, seja na detecção correta da UC associada ao erro grosseiro.

**Tabela 5.3: Quantidade de erros grosseiros inseridos em cada UC e taxa de detecção do estimador de estado.**

4 semanas de simulação 15/01 a 11/02					
UC	Qtd. de manipulações inseridas	Detecção da presença de erro grosseiro na rede pelo EE		Detecção pelo EE da UC com manipulação	
40	547	546	99,82%	546	99,82%
41	245	245	100%	245	100%
18	308	308	100%	308	100%
24	379	379	100%	379	100%
30	383	383	100%	383	100%
22	359	359	100%	359	100%

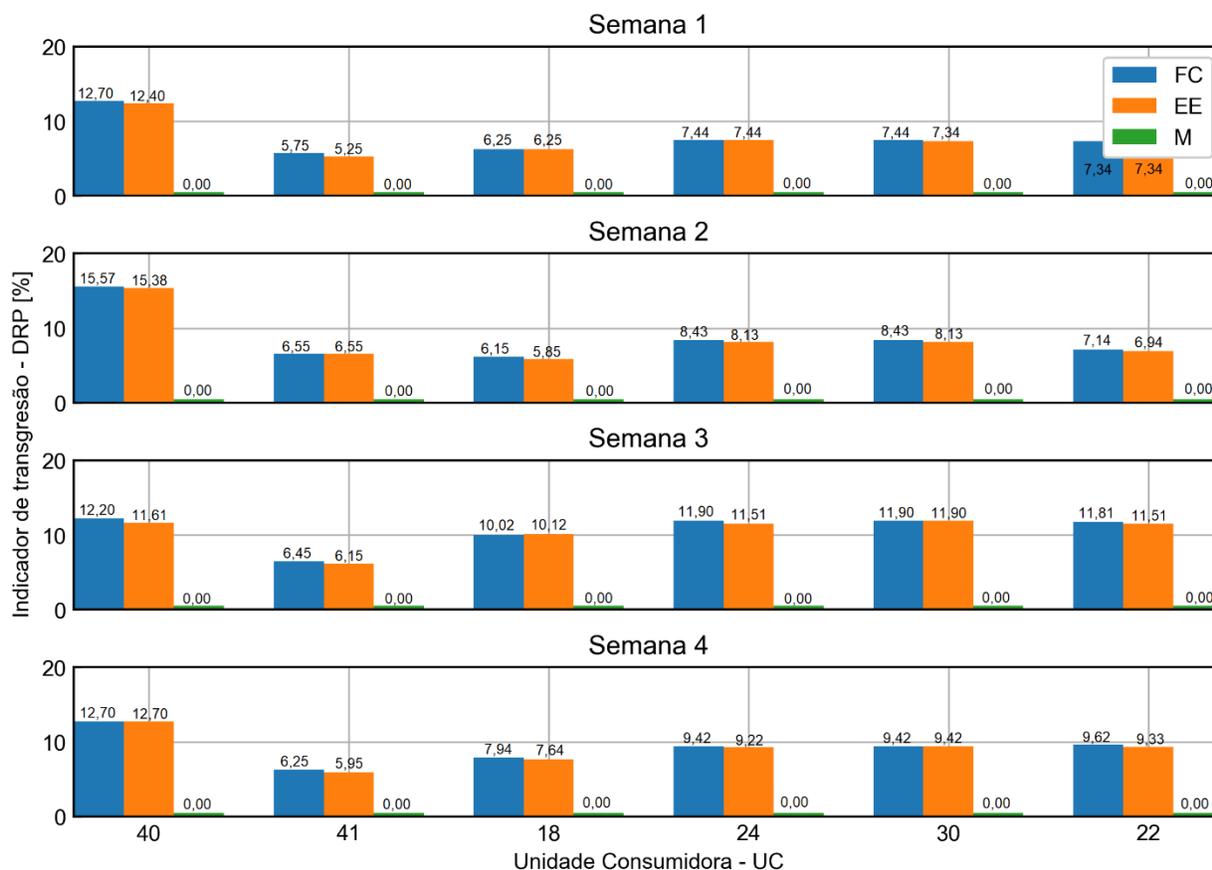
Destaca-se a alta performance do estimador em detectar a presença de erros grosseiros. Foi possível detectar a existência do erro grosseiro, bem como a UC com medida manipulada, praticamente em sua totalidade. O falso negativo na detecção de um caso se deve à alteração extremamente pequena na medida no valor de 0,000021 [pu], em que mesmo com a soma do valor fixo de 0,005 [pu] não foi possível a detecção pelo estimador considerando o cenário das medidas de potência do consumidor em conjunto com medidas vizinhas utilizadas na estimação.

Ressalta-se, ainda, que esta medida em si originalmente não transgredia a tensão, uma vez que seu valor fornecido pelo fluxo de carga é de 0,920665 [pu]. Esta medida foi associada ao erro inerente de -0,000686 [pu] resultando em 0,919979 [pu]. Por estar na faixa precária de tensão, mesmo que minimamente, a medida foi alterada antes da estimação de estado para 0,925 [pu]. Ao realizar a estimação com o valor manipulado, obteve-se um multiplicador de Lagrange desta medida de 3,47, o qual mesmo sendo o maior valor dentre todos os multiplicadores de Lagrange deste conjunto de medidas não foi detectado como erro grosseiro por estar abaixo do limite definido de 4.

Considerando todas as manipulações realizadas nas seis UCs durante as quatro semanas simuladas, o estimador obteve uma eficácia de 99,95% na detecção das manipulações nas medidas de tensão, podendo ser considerada extremamente eficaz.

Diante da eficácia na detecção das manipulações das curvas de tensão, deve-se verificar se existe uma correlação das correções das tensões pelo estimador de estado com os indicadores de transgressão de tensão. Assim, verifica-se na Figura 5.18 os valores de DRP de cada um dos 6 consumidores, considerando os valores do fluxo de carga (FC), estimação de estado (EE) e das

medidas associadas aos erros grosseiros (M). Destaca-se que em todos os casos considerando as medidas com erros grosseiros, como previsto, não houve contabilização de transgressão de tensão visto que todas as medidas com transgressão foram manipuladas de forma a permanecer dentro dos limites da faixa adequada. Entretanto, os valores de DRP calculados com as tensões do estimador após a retirada das medidas com erros ficaram próximas do valor real calculado pelo fluxo de carga.



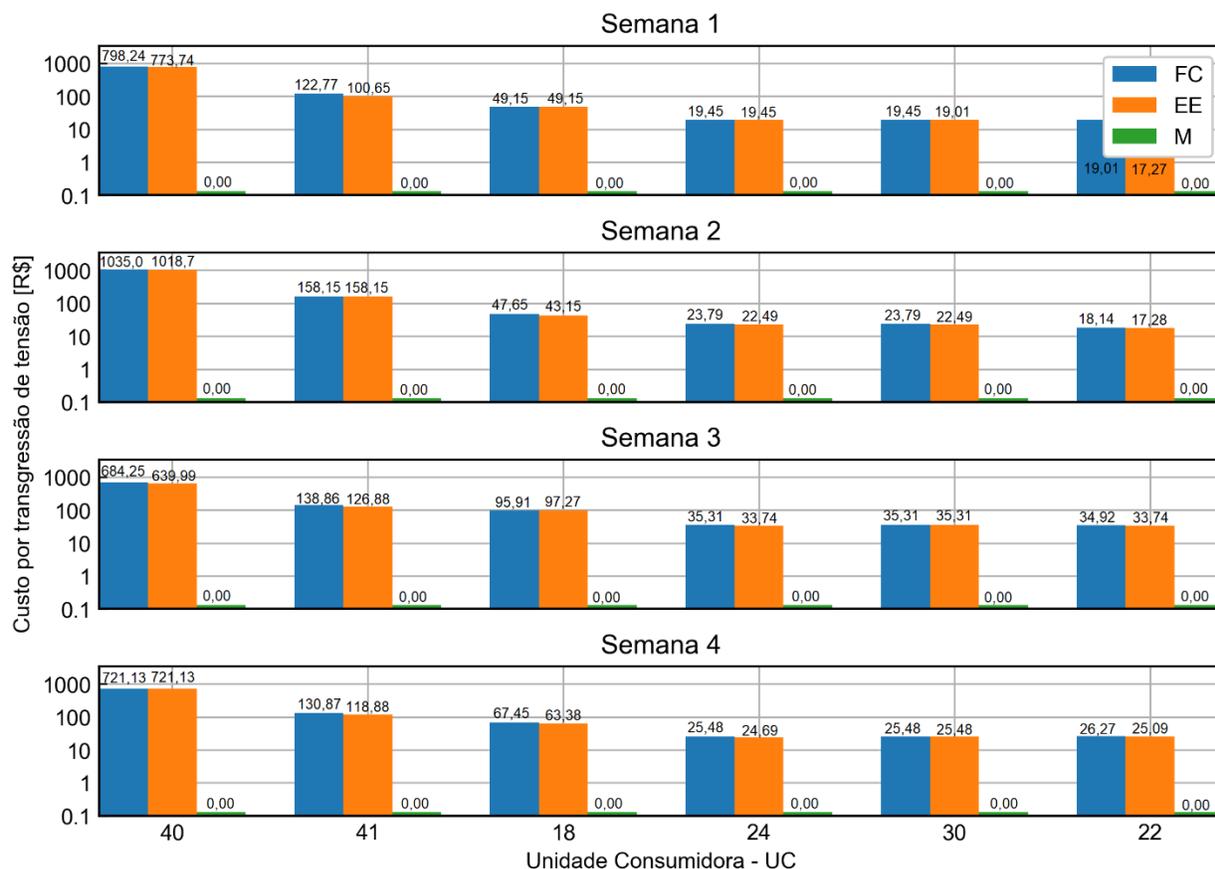
**Figura 5.18: Comparação dos valores de DRP calculados a partir dos valores do fluxo de carga (FC), valores estimados (EE) e medidas manipuladas (M).**

A média de erro entre os valores de DRP calculados considerando valores do FC e EE foi de 0,21%. Este valor de erro pode ser considerado pequeno pois é próximo do valor médio de erro da simulação com somente erros inerentes.

Diante dos resultados, pode-se dizer que o estimador conseguiu corrigir grande parte dos valores de tensão manipulados a ponto de aproximar os valores de DRP para os valores ideais calculados pelo FC. Conclui-se que nesta simulação, se fossem considerados somente os valores das medidas (com erros grosseiros) não seria constatado qualquer transgressão de tensão nos

registros enviados à ANEEL. Entretanto, considerando os valores do estimador, os valores de transgressão de tensão seria aproximadamente os valores reais, sendo, portanto, mais justo e confiável.

Estas correções são refletidas nos custos por transgressão de tensão conforme mostrado na Figura 5.19.



**Figura 5.19: Comparação dos custos por transgressão de tensão calculados a partir dos valores do fluxo de carga (FC), valores estimados (EE) e medidas manipuladas (M).**

Semelhante aos resultados dos valores de indicadores, os custos calculados após a correção do estimador se aproximam dos valores reais, destacando que a consideração das medidas com erros levaria a um custo por transgressão nulo.

Considerando estas 6 UCs, o custo total para a distribuidora nas 4 semanas seria de R\$4.355,91 para os valores reais do fluxo de carga e de R\$4.207,15 para os valores estimados. Destaca-se, portanto, uma diferença de -R\$148,76 do valor estimado com relação ao valor real, representando -3,42% do valor total, podendo considerar um valor pequeno diante do cenário contendo erros grosseiros. Deve-se lembrar que estes valores correspondem aos seis consumidores

com os maiores custos por transgressão do alimentador, e que se fossem considerados todos os consumidores do alimentador este erro tenderia a ser bem menor.

#### 5.4 Erros grosseiros simultâneos

Nesta simulação serão inseridos erros grosseiros (manipulações) na magnitude de tensão do consumidor com maior custo por transgressão de tensão de cada transformador de MT/BT de forma simultânea, ou seja, podem ocorrer manipulações em mais de uma UC no alimentador no mesmo conjunto de leituras válidas. Há transgressão de tensão em consumidores de seis transformadores MT/BT diferentes. A posição geográfica dos transformadores no alimentador é destacada na Figura 5.20.



**Figura 5.20: Diagrama georreferenciado do alimentador e dos transformadores MT/BT com consumidores com transgressão de tensão acima do limite.**

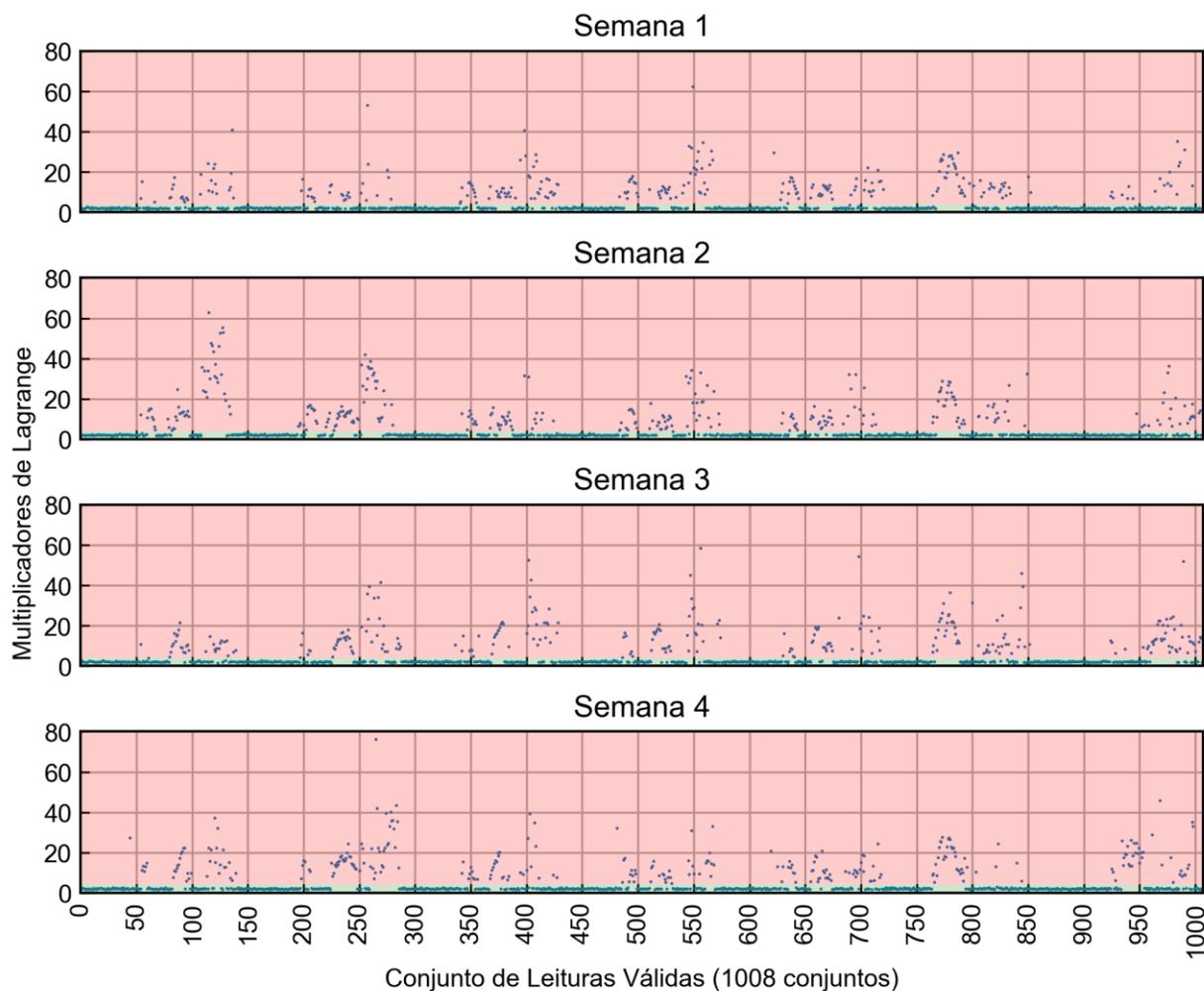
Portanto, são selecionados 6 consumidores para receberem as manipulações seguindo a mesma metodologia descrita na simulação com erro grosseiro não simultâneo, porém de forma simultânea nesta simulação. Os números de identificação das UCs e dos transformadores, bem como o custo total pela transgressão de cada um desses consumidores nas 4 semanas simuladas são mostrados na Tabela 5.4.

**Tabela 5.4: UCs selecionadas, transformador correspondente e custo total por transgressão de tensão.**

Nº UC	Nº Transformador	Custo por transgressão
40	78284053	R\$ 3.238,64
41	34104614	R\$ 550,65
18	34104626	R\$ 260,17
35	34104900	R\$ 17,39
07	34104119	R\$ 16,27
50	34104470	R\$ 0,53

A Figura 5.21 mostra o maior multiplicador de Lagrange de cada conjunto de leituras das quatro semanas simuladas. Em geral, os multiplicadores de Lagrange atingiram valores maiores comparados aos resultados da simulação com erro grosseiro não simultâneo. Isto se deve não só pelo valor do erro inserido, mas também por erros grosseiros simultâneos no alimentador que podem elevar o valor dos multiplicadores devido à maior “dificuldade” de o estimador encontrar o estado mais provável da rede.

Como nesta simulação mais de um consumidor pode conter erro grosseiro simultaneamente no mesmo conjunto de leitura, o processo de exclusão das medidas detectadas, apesar de semelhante, se difere da simulação com erro grosseiro não simultâneo. Nesta simulação, se o maior multiplicador de Lagrange ultrapassa o limite de 4, retira-se as medidas de tensão de todas as fases da UC correspondente a este multiplicador e estima-se o estado novamente, caso o maior multiplicador de Lagrange permaneça fora da faixa permitida, retira-se novamente as medidas correspondentes conforme já explicado, e este procedimento é repetido até que todos os multiplicadores de Lagrange permaneçam dentro do limite.



**Figura 5.21: Multiplicadores de Lagrange para a simulação com erros grosseiros simultâneos.**

Os resultados desta simulação são mostrados na Tabela 5.5, destacando a quantidade de manipulações consecutivas nos conjuntos de leituras de cada semana e a taxa de detecção das manipulações.

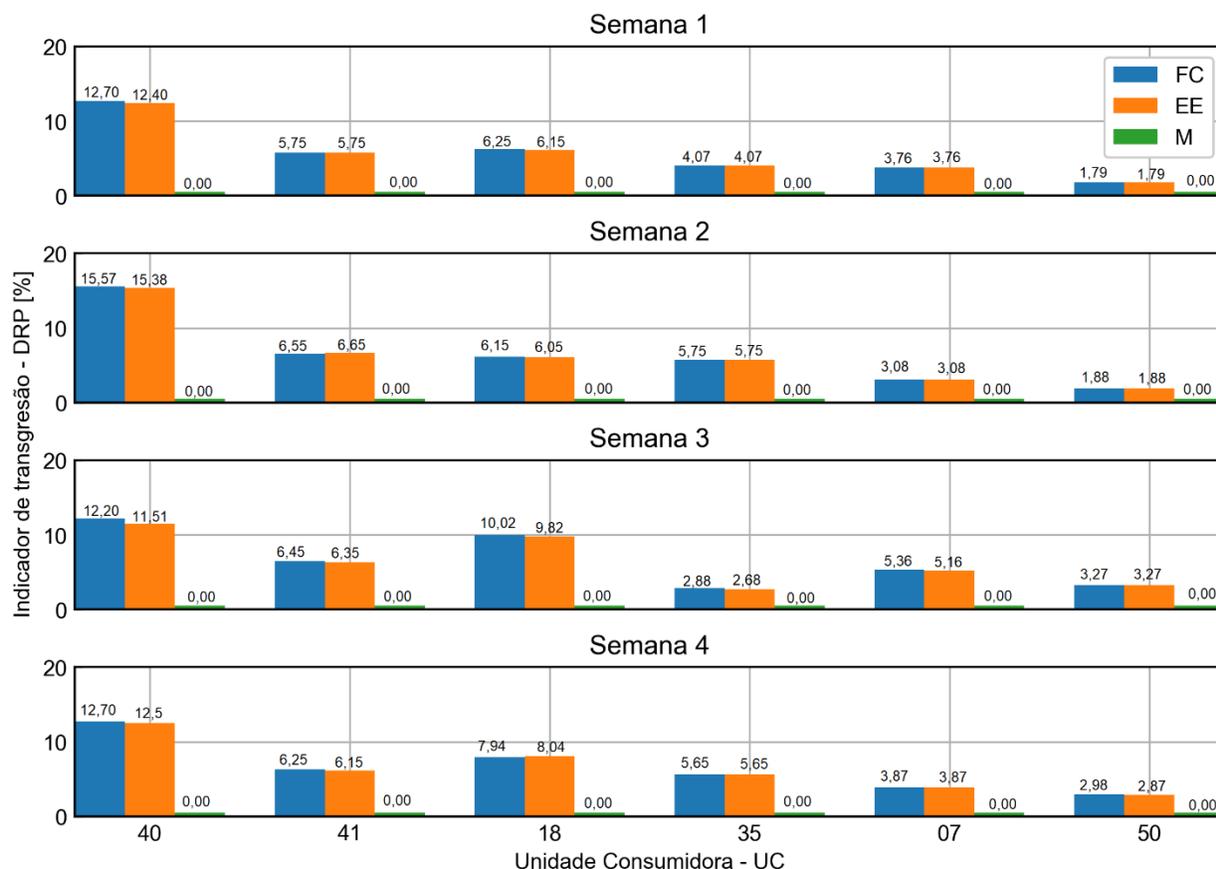
**Tabela 5.5: Quantidade de manipulações inseridas nos conjuntos de leituras e taxa de detecção do estimador de estado diante de erros grosseiros simultâneos.**

Semanas	Conjuntos de leituras com pelo menos uma manipulação (máx 1008)	Quantidade de UCs manipuladas consecutivas para cada conjunto de leituras				Taxa de detecção do Estimador de Estado		
		1 UC	2 UCs	3 UCs	4 UCs	Quant. medidas manipuladas	Quant. medidas detectadas	Taxa de acerto [%]
1	275	192	77	6	0	364	362	99,45
2	307	209	78	16	4	429	429	100
3	289	169	104	15	1	426	426	100
4	291	183	90	14	4	421	420	99,76
TOTAL	1162	753	349	51	9	1640	1637	99,82

Dentre os 4.032 conjuntos de leituras (4 semanas vezes 1.008 conjunto de leituras), em 1.162 tiveram pelo menos uma UC com alguma manipulação. Dos conjuntos contendo erros grosseiros, 64,8% tiveram apenas uma UC com manipulação, 30% em duas UCs consecutivas, 4,4% em três consumidores consecutivos e 0,8% em quatro consumidores consecutivos.

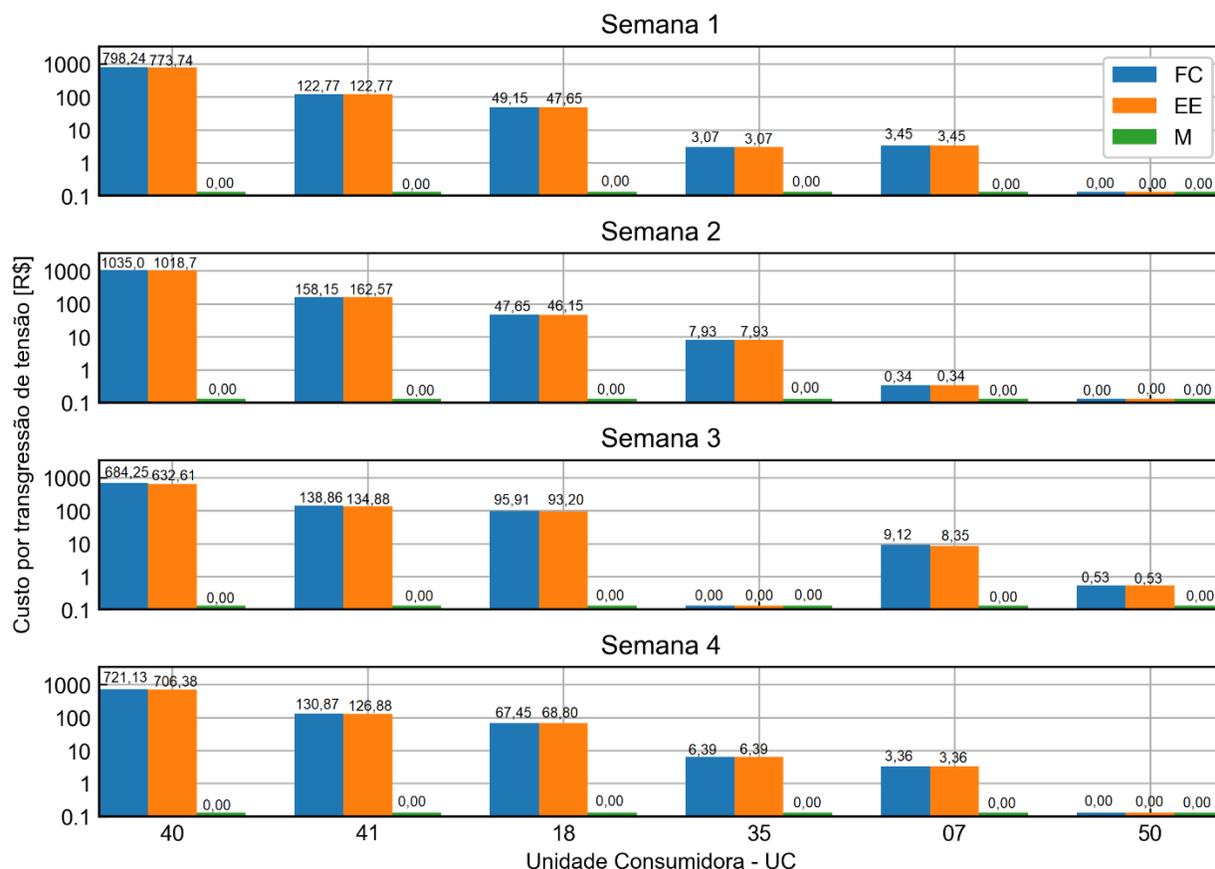
Ressalta-se a elevada taxa de detecção pelo estimador, chegando a 99,82% de detecção de todas as medidas manipuladas, mesmo diante de até 4 UCs com medidas manipuladas simultaneamente. As 3 medidas com detecção falso negativo ocorreram diante da mesma justificativa relatada na simulação com erro grosseiro não simultâneo.

Após as detecções e exclusões das medidas associados a erros grosseiros, pode-se visualizar os valores dos indicadores de transgressão de tensão dos seis consumidores selecionados na Figura 5.22.



**Figura 5.22: Comparação dos valores de DRP calculados a partir dos valores do fluxo de carga (FC), valores estimados (EE) e medidas manipuladas (M) na simulação com erros grosseiros simultâneos.**

Como esperado, os valores de DRP ao considerar as medidas de entrada são nulas, devido justamente às manipulações realizadas. Já comparando os valores de DRP usando os valores estimados com os valores base, percebe-se que os valores permaneceram próximos para os 6 consumidores selecionados nas 4 semanas simuladas. Com isso, pode-se concluir que as identificações dos erros grosseiros, seguidos da exclusão dessas medidas do conjunto de entrada pelo estimador foram eficazes para os resultados dos valores de tensão estimados suficientemente próximos do valor base de forma a permitir a aquisição de valores de indicadores de transgressão de tensão próximos do valor base, deixando esses valores mais robustos, confiáveis e justos. Complementando este resultado, verifica-se os valores de custo devido a estes indicadores na Figura 5.23.



**Figura 5.23:** Comparação dos custos por transgressão de tensão calculados a partir dos valores do fluxo de carga (FC), valores estimados (EE) e medidas manipuladas (M) na simulação com erros grosseiros simultâneos.

Os valores de custos totais por semana considerando as 6 unidades consumidoras selecionadas podem ser visualizados na Tabela 5.6.

**Tabela 5.6:** Custos por transgressão de tensão diante de erros grosseiros simultâneos.

Semana	Somatória dos custos [R\$] [%Base]		
	Base	Estimador de Estado	Medidas de entrada
1	976,82	950,82 (-2,66%)	0,00 (-100%)
2	1249,23	1235,82 (-1,07%)	0,00 (-100%)
3	928,80	869,69 (-6,36%)	0,00 (-100%)
4	929,33	911,94 (-1,87%)	0,00 (-100%)
Total	4084,18	3968,27 (-2,84%)	0,00 (-100%)

Diante da aproximação dos valores de DRP calculados através das tensões estimadas comparados aos valores base, obteve-se custos de compensação suficientemente próximos a garantir que seja realizado as compensações financeiras também de forma justa. Destacando que,

se fossem considerados somente os valores de tensão medidos (as quais foram manipuladas) nenhum custo por transgressão seria realizado para as UCs selecionadas nas 4 semanas.

## 5.5 Perdas não técnicas

Nesta simulação, são adicionadas simultaneamente perdas não técnicas (PNTs) nas medidas de potência das mesmas UCs selecionadas na simulação com erros grosseiros simultâneos. A ideia é simular furto de energia total em todas as fases do consumidor. Ou seja, todas as medidas de injeção de potência destas UCs são zeradas mesmo que haja algum consumo de energia no local. Existem diversas formas já conhecidas em que consumidores realizam o furto de energia de forma que o medidor não quantifica o consumo de energia. Esta questão faz parte de um grande problema no faturamento das distribuidoras e nas formas de detecção destas PNTs, seja por ferramentas matemáticas e estatísticas, seja por verificação em campo por funcionários da distribuidora.

Destaca-se, porém, que o objetivo principal desta seção não é a detecção de perdas não técnicas através do tratamento de erros grosseiros do estimador de estado, esta função é estudada em outros trabalhos como em [56]-[59], mas analisar o efeito destas perdas nos valores de transgressão de tensão após a detecção e retirada das medidas identificadas com erro grosseiro.

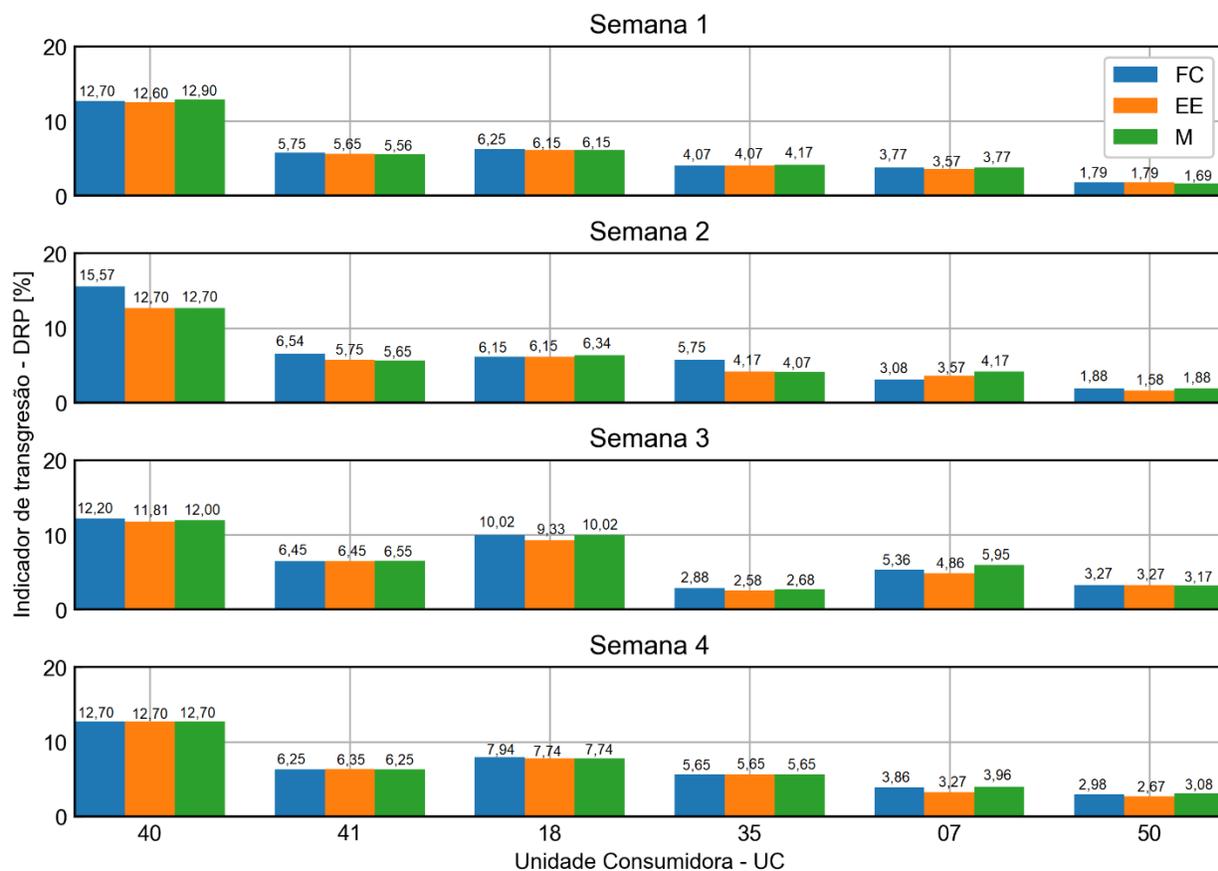
Para isso, segue-se a mesma metodologia adotada na simulação com erros grosseiros simultâneos, porém para as medidas de injeção de potência. Desta forma, estima-se o estado da rede contendo as injeções nulas nos consumidores selecionados simultaneamente e, através dos valores dos multiplicadores de Lagrange, a medida correspondente ao maior multiplicador é identificada e retirada do conjunto de medidas de entrada do estimador se o valor ultrapassar o limite estipulado. Realiza-se novamente a estimação do estado e se identificado algum multiplicador de Lagrange acima do valor limite, a medida correspondente é retirada, e assim segue-se até que nenhum multiplicador de Lagrange ultrapasse o valor limite. Ao final é registrado os valores dos módulos de tensão estimados e os indicadores de transgressão de tensão são calculados.

Os valores de DRP base, indicadores com tensão estimada, e indicadores considerando os valores das medidas de tensão fornecidas pelo medidor com erro inerente associado são comparados na Figura 5.24.

Os valores mostram que os indicadores de transgressão estimados não se alteram consideravelmente com a identificação e retirada das medidas de injeção de potência associadas a PNT advindos dos seus medidores. Contudo, destaca-se que, em alguns casos, os valores estimados se aproximam mais dos valores calculados pelas tensões de entrada. Isso ocorre, pois, ao retirar as medidas de injeção de potência ativa e reativa perde-se grande parte da redundância do sistema de medição do consumidor, e desta forma o estimador apresenta uma maior dependência das medidas de tensão do nó de conexão, principalmente em consumidores mais isolados (sem tantos vizinhos diretos que traga alguma informação redundante). Desta forma, apesar da presença da PNT em si pouco alterar os valores de tensão estimados após sua detecção e retirada da entrada do estimador, se ocorrer um erro grosseiro na medida de tensão no mesmo nó da perda não técnica, o estimador pode não detectar o erro, detectar erro em outro nó ou mesmo estimar um valor equivocado para a medida de tensão. Neste caso, deve-se considerar outros métodos de detecção de erros grosseiros as quais não são objetos de estudo deste trabalho, lembrando que se a medida é crítica ou faz parte de um conjunto crítico, a detecção do erro se torna improvável independentemente do método adotado.

Os custos por transgressão de tensão correspondente a esses valores de indicadores podem ser visualizados na Figura 5.25. De mesma forma, os valores das compensações financeiras permanecem próximas ou iguais aos valores base.

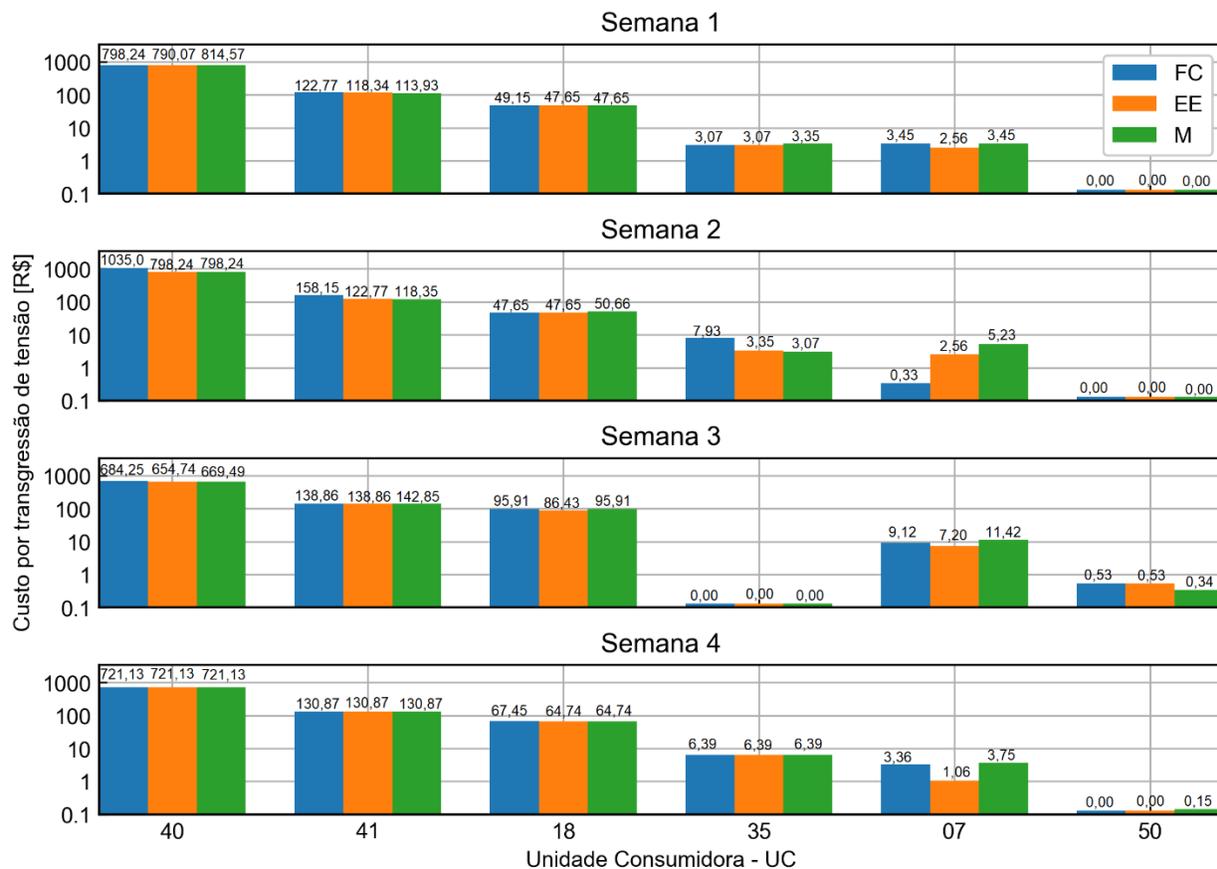
Considerando os custos associados às 6 UCs, a somatória do custo nas 4 semanas simuladas pode ser visualizada na Tabela 5.7.



**Figura 5.24:** Comparação dos valores de DRP calculados a partir dos valores do fluxo de carga (FC), valores estimados (EE) e medidas de tensão com erros inerentes (M) na simulação considerando PNTs nas UCs selecionadas.

**Tabela 5.7:** Custos por transgressão de tensão diante da presença de PNT.

Semana	Somatória dos custos [R\$] [%Base]		
	Base	Estimador de Estado	Medidas de entrada
1	976,82	961,84 (-1,53%)	983,08 (0,64%)
2	1249,23	974,71 (-21,97%)	975,67 (21,90%)
3	928,80	887,89 (-4,40%)	920,15 (-0,93%)
4	929,33	928,31 (-0,11%)	927,01 (-0,25%)
Total	4.084,18	3.752,74 (-8,12%)	3.805,93 (-6,81%)



**Figura 5.25:** Comparação dos custos por transgressão de tensão calculados a partir dos valores do fluxo de carga (FC), valores estimados (EE) e medidas com erros inerentes (M) na simulação considerando PNTs nas UCs selecionadas.

Diante destes resultados, pode-se destacar a eficácia da estimação de estado nos resultados de módulo de tensão, e consequentemente, nos resultados nos indicadores de transgressão de tensão, mesmo diante da presença de perdas não técnicas, como os furtos de energia no consumidor, porém, em alguns casos, apresentando maior dependência das medidas de tensão da unidade consumidora.

## 6 CONCLUSÕES

Esta dissertação, motivada pela preocupação do Tribunal de Contas da União e da Agência Nacional de Energia Elétrica na apuração dos indicadores de conformidade de tensão em regime permanente, explicado na seção 2.2, estuda a utilização da estimação de estado como ferramenta de auditoria nos cálculos desses indicadores, visto que o estimador utiliza a grande variedade de medidas disponíveis em um cenário com a presença de medidores inteligentes nas unidades consumidoras de forma a detectar e contornar erros grosseiros presentes nas medidas de tensão, sendo tratados neste estudo como manipulação/alteração nos valores das medições.

O cenário de medidores inteligentes em todos os consumidores é razoável em médio prazo visto os grandes investimentos das distribuidoras em âmbito nacional e internacional nestes equipamentos, além de normas já existentes exigindo a instalação permanente de medidores nos consumidores a partir do aumento da complexidade dos sistemas de distribuição pela implementação de geração distribuída e do conceito de *smart grid*.

Um modelo de conjunto elétrico real de uma distribuidora do sudeste do Brasil foi utilizado de forma a aproximar o estudo das possíveis dificuldades de uma distribuidora ao implementar o estimador de estado em seus sistemas de distribuição. Conseqüentemente, um modelo trifásico da rede se faz necessário diante das peculiaridades dos sistemas de distribuição. Apesar do conjunto elétrico todo ser simulado para obtenção do conjunto de medidas para o estimador de estado, estima-se o estado somente de um alimentador evitando uma elevação desnecessária no custo de processamento computacional.

A formulação do estimador de estado baseado na matriz admitância (AMB) em conjunto com Tableau Esparso foi implementado objetivando usufruir de suas vantagens na simplificação da implementação, na redução de custo computacional, e robustez nos resultados pelo fato de evitar problemas de mal condicionamento das matrizes, comuns na modelagem de redes grandes reais com muitas barras/nós. Destaca-se, ainda, que a formulação do estimador AMB torna-se mais simples e próximo do dia a dia da distribuidora, visto que a matriz Jacobiana da formulação é composta somente de valores da matriz admitância da rede, exigindo conhecimentos usualmente bem consolidados dos funcionários de empresas do setor elétrico. Com esta formulação torna-se possível a estimação das redes de média e baixa tensão simultaneamente devido a eficiência computacional. Lembrando, contudo, que não fez parte do escopo principal deste estudo desenvolver a programação do estimador de estado de forma otimizada, sendo possível reduzir

ainda mais o custo e tempo computacional das simulações desfrutando de conhecimentos avançados de programação.

Os resultados foram divididos em simulações de possíveis situações de manipulações das medidas de tensão, focando nos valores de 58 unidades consumidoras que apresentaram valores de indicador de transgressão de tensão acima do limite por pelo menos uma semana das 4 semanas simuladas. Os resultados mostraram uma grande eficácia do estimador na auditoria dos valores de DRP e custo de compensação relativa aos indicadores. Inicialmente, mesmo em um cenário sem presença de manipulação ou outros tipos de erros grosseiros, os valores dos indicadores e custos usando os valores estimados se mostraram mais próximos do caso base (valores perfeitos do fluxo de carga) em comparação aos valores calculados pelas próprias medidas associadas a erros inerentes do processo de medição. Este fator já poderia fazer parte da justificativa de utilizar estimadores de estado em sistemas de distribuição com alta densidade de medidas disponíveis.

Ao considerar os cenários estudados com manipulações nos valores das tensões, o estimador conseguiu detectar e retirar as medidas alteradas, fornecendo um novo resultado estimado próximo do valor base. Portanto, mesmo na presença de medidas de tensão com erros maiores que a classe de exatidão do medidor ou em desconformidade com o valor esperado através do modelo da rede, o estimador de estado conseguiu encontrar um valor muito próximo do valor real a ponto de permitir encontrar valores de DRP e DRC mais exatos e justos para ambas as partes, distribuidora e cliente. Destaca-se, ainda, que o estimador conseguiu manter os indicadores e custos próximos do real mesmo na presença de perdas não técnicas, como furtos de energia.

Lembra-se que, a partir do estado estimado, é possível calcular qualquer grandeza elétrica do sistema, mesmo que esta grandeza não esteja sendo diretamente medida, possibilitando análises mais completas ou mesmo estudos na rede que seriam impossibilitados por não conter essas medidas.

Desta forma, conclui-se que o uso do estimador de estado é justificável e almejado nos sistemas de distribuição buscando obter valores de indicadores mais robustos, confiáveis e justos, tanto para o consumidor e agência reguladora quanto para a distribuidora.

## **6.1 Sugestões para trabalhos futuros**

Os seguintes tópicos são apresentados como sugestões de trabalhos futuros:

- Estudar o efeito nos resultados da estimação devido a latência na aquisição de medidas pela Infraestrutura Avançada de Medição;
- Estudar efeitos nos resultados pela ausência de medidas em longos períodos, problemas de comunicação, dentre outros problemas técnicos reais;
- Utilizar o método em outros modelos de alimentadores;
- Otimizar a programação a fim de obter resultados com custo computacional reduzido;
- Implementar metodologias de correção de medidas com erros grosseiros;
- Implementar e estudar recursos estatísticos como filtro de Kalman e estimador de estado tracking ou de fase;
- Discutir mudanças na norma, por exemplo, a possibilidade de consideração de expurgos de medidas que contenham incoerências apresentadas após a estimação do estado.

## 7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. A. H. Costa, “Os desafios da implantação da Smart Grid no modelo de negócios do setor elétrico: proposta de configuração de uma rede inteligente.”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal da Bahia, 2014.
- [2] Assessoria de Imprensa CPFL, “CPFL Energia implementara tecnologia de medidores inteligentes para clientes de Jaguariúna no estado de São Paulo”. [online]. Acessível em: <http://www.cpfl.com.br/releases/Paginas/cpfl-energia-implementara-tecnologia-de-medidores-inteligentes-para-clientes-de-jaguariuna-no-estado-de-sao-paulo.aspx>. Acesso em: 29 novembro 2019.
- [3] Estadão, “Enel quer instalar 1 milhão de medidores inteligentes em SP”. [online]. Acessível em: <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,enel-quer-instalar-1-milhao-de-medidores-inteligentes-em-sp,70002631759>. Acesso em: 29 de novembro de 2019.
- [4] Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE), “Redes Elétricas Inteligentes: Contexto Nacional”. [online]. Acessível em: [https://www.cgee.org.br/documents/10195/734063/Redes\\_Eletricas\\_Inteligentes\\_22mar13\\_9539.pdf/36f87ff1-43ed-4f33-9b53-5c869ace9023?version=1.5](https://www.cgee.org.br/documents/10195/734063/Redes_Eletricas_Inteligentes_22mar13_9539.pdf/36f87ff1-43ed-4f33-9b53-5c869ace9023?version=1.5). Acesso em: 20 de maio de 2020.
- [5] A. Abur e A. G. Expósito, *Power System State Estimation: Theory and Implementation*, New York: Marcel Dekker, 2004.
- [6] S. Neto, “Proposta de Abertura de Audiência Pública com Vistas a colher Subsídios e Informações Adicionais para o Aprimoramento da Regulamentação de Tensão em Regime Permanente”. [online]. Acessível em: <https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas>. Acesso em: 11 novembro 2019.
- [7] IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group [Online]. Disponível em: <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 11/07/2021
- [8] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “Audiência Pública 060/2018”, 2018.
- [9] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST”, 2021.
- [10] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “PRODIST - Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica (Revisão 10)”, 2018.
- [11] M. Almeida, “Estimação de Estado Generalizada Trifásica”, Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, 2007.
- [12] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa - REN n°502/2012”, 2012.
- [13] L. Raggi, “Aplicações de estimação de estados em sistemas de distribuição de energia elétrica com medidores inteligentes”, Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, 2018.
- [14] B. Wang, W. Xu e Z. Pan, “Voltage sag state estimation for power distribution systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 2, Maio de 2015.
- [15] Y. Yuehao, L. Hui, B. Wei, L. Zhaohui, Z. Hao e D. Yaoheng, “A distribution network state estimation method based on power user electric energy data acquisition system”, *2016 China International Conference on Electricity Distribution – CICED 2016*, Agosto de 2016.
- [16] M. Baran e T. E. McDermott, “Distribution system state estimation using AMI data”, *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, março de 2009.

- [17] W. Guan e L. Wenpeng, “AMI-based distribution state estimation application research”, *2014 China International Conference on Electricity Distribution – CICED 2014*, setembro de 2014.
- [18] B. Zhang, L. Ma, X. Liu, G. Liu, W. Yang, X. Ma, K. Yang, Q. Liu, C. Wang e X. Wang, “A distribution system state estimation analysis considering the dynamic load effect”, *2018 IEEE Region 10 Conference*, outubro de 2018.
- [19] D. Shen e H. Liang, “Research on distribution system state estimation with photovoltaic generation”, *2013 IEEE International Conference of IEEE Region 10 (TENCON 2013)*, outubro de 2013.
- [20] O. Chilard e S. Grenard, “Detection of measurements errors with a distribution network state estimation function”, *22<sup>nd</sup> International Conference on Electricity Distribution*, Junho de 2013.
- [21] M. J. Reno, J. Deboever e B. Mather, “Motivation and requirements for quasi-static time series (QSTS) for distribution system analysis,” in *Proc. 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Chicago, IL, 2017, pp. 1–5. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/PESGM.2017.8274703>
- [22] IEEE PES Technical Committee on Analytic Methods for Power Systems (AMPS)/Distribution System Analysis Subcommittee (DSAS), “Advances in accelerated distribution system time-series analysis,” *Panel Session in 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Chicago, IL, 2017. Disponível em: <http://resourcecenter.ieee-pes.org/pes/product/conference-videos-and-slides/PESGM0008>.
- [23] P. Meira, “DSS C-API: An unofficial C API for EPRI's OpenDSS”, Disponível em: [https://github.com/dss-extensions/dss\\_capi](https://github.com/dss-extensions/dss_capi). Acessado em: maio de 2020.
- [24] A. Monticelli, *State Estimation in Electric Power System: A Generalized Approach*, Kluwer, 1999.
- [25] C. Lu, J. Teng, e W. Liu, “Distribution system state estimation”, *IEEE Transactions on Power System*, 10(1), pp.229-240, 1995.
- [26] M. Almeida e L. Ochoa, “Assessing the statistical consistency of the AMB state estimator in distribution systems”, *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America*, 2015.
- [27] M. Almeida e L. Ochoa, “An improved three-phase AMB distribution system state estimator”, *IEEE Transactions on Power System*, pp.1463-1473, 2016.
- [28] F. Laburú, “Perspectivas do uso do estimador de estado baseado em matriz admitâncias no tratamento de faltas em redes de distribuição”, Dissertação de Mestrado, Universidade de Campinas, 2018.
- [29] Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, “NBR14519: Medidores eletrônicos de energia elétrica (estáticos) – Especificação”, 2000.
- [30] INMETRO, “RTM587/2012 – Regulamento Técnico Metrológico da portaria INMETRO n.º 587/2012”, 2012.
- [31] WEG, “Manual do usuário: SMW – Smart Meter WEG”. [online]. Acessível em: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h95/hb2/WEG-smart-meter-SMW-10004264978-manual-do-usuario-pt.pdf>. Acesso em: 20 de novembro de 2019.
- [32] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan e H. W. Beaty, *Electrical Power Systems Quality*. New York: McGraw-Hill, 1996.

- [33] Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “Nota Técnica nº 0085/2019-SRD-SFE/ANEEL, Resultado da Audiência Pública nº 060/2018, que apresentou proposta de aprimoramento do processo de medição amostral dos indicadores de Conformidade de Nível de Tensão”, 2019.
- [34] M. S. I. Neto, “Estimação de Estado para Redes de Distribuição de Energia Elétrica Avançadas”, Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, 2017.
- [35] C. E. Bandak, “Power Systems State Estimation”, Dissertação de Mestrado, California State University, 2013.
- [36] M. C. Almeida, “IT306 – Tópicos em Sistemas de Energia Elétrica III (Turma R)”, Notas de Aula, Universidade Estadual de Campinas, 2019.
- [37] ABRADÉE, “CEEE Distribuição alerta população sobre segurança no uso da energia elétrica”. [online]. Acessível em: <http://www.abradee03.org/seguranca/index.php/blog/90-ceee-distribuicao-alerta-populacao-sobre-seguranca-no-uso-da-energia-eletrica>
- [38] S. M. Filho, Medição de Energia Elétrica. Guanabara, 1986.
- [39] A. P. Rizzi, Medidas Elétricas: Potência-Energia-Fator de Potência-Demanda. ITC Efei, 1980.
- [40] Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “PRODIST - Módulo 5 – Sistemas de Medição (Revisão 4)”, 2016.
- [41] L. A. Irwin, “A high accuracy standard for electricity meters - Schneider Electric”. [online]. Acessível em: <http://www.fortnightly.com/sites/default/files/whitepapers/A%20high%20accuracy%20standard%20for%20electricity%20meters.pdf>
- [42] Joint Committee for Guides in Metrology, “Evaluation of measurement data – Guide to the expression of uncertainty in measurement”, Setembro, 2008. [Online]. Disponível em: [www.bipm.org/en/publications/guides/gum.html](http://www.bipm.org/en/publications/guides/gum.html).
- [43] A. Primadianto, W. T. Lin, D. Huang, C. N. Lu, “Requirements of state estimation in smart distribution grid”. *23rd Int. Conf. Elect. Distrib.*, pp 26, 2015.
- [44] A. Simoes-Costa and V. H. Quintana, "An orthogonal row processing algorithm for power system sequential state estimation," *IEEE Trans. PAS*, vol. 100, pp. 3791-380, August 1951.
- [45] A. Simoes-Costa and V. H. Quintana, "A robust numerical technique for power system state estimation," *IEEE Trans. PAS*, vol. 100, pp. 691-698, Feb. 1981.
- [46] J. W. Gu, K. A. Clements, G. R. Krumholz, and P. W. Davis, "The solution of ill-conditioned power system state estimation problems via the method of Peters and Wilkinson", *Pica Conference Proceedings*, pp. 239-246, Houston, 1983.
- [47] J. W. Wang and V. H. Quintana, "A decoupled orthogonal row processing algorithm for power state estimation." *IEEE Trans. PAS*, pp. 2337-2344, August 1984.
- [48] U.S. Department of Energy, DOE/ET/29362-1, "Contribution to power system state estimation and transient stability analysis," prepared by ESCA Corporation, Feb. 1984.
- [49] Projeto P&D ANEEL PA3047 – Controle de tensão e compensação de potência reativa em redes com elevada penetração de microgeração, “Projetos PD em execução 2018”, [Online]. Disponível em: <https://cpfl.com.br/energias-sustentaveis/inovacao/ped-aneel/Documents/Projetos%20PD%20em%20Execu%C3%A7%C3%A3o%202018.pdf>. Acessado em: janeiro de 2021.

- [50] EPRI, "The open distribution system simulator (OpenDSS)", Disponível em: <https://www.epri.com/#/pages/sa/opendss?lang=en>. Acessado em: maio de 2020.
- [51] J. A. Jardini, C. M. V. Tahan, M. R. Gouvea, S. U. Ahn, F. M. Figueiredo, "Daily load profiles for residential commercial and industrial low voltage consumers", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 15, no. 1, pp. 375-380, Janeiro de 2000.
- [52] R. Torquato, Q. Shi, W. Xu, W. Freitas, "A Monte Carlo Simulation Platform for Studying Low Voltage Residential Networks", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 6, pp. 2766-2776, Novembro de 2014.
- [53] GE i210 smart meters brochure [Online]. Disponível em: [http://www.gedigitalenergy.com/products/brochures/I210\\_Family.pdf](http://www.gedigitalenergy.com/products/brochures/I210_Family.pdf). Acesso em: 04 de junho de 2021.
- [54] S. C. Chapa, R. P. Canale, Métodos Numéricos para Engenharia, McGraw-Hill, 5ª Ed., 2008.
- [55] K. A. Clements, A. C. Simões, "Topology error identification using normalized Lagrange multipliers." *IEEE Transactions on Power Systems* 13, pp. 347-353, 1997.
- [56] R. V. Cruz, C. V. Quintero, F. Pérez, "Detecting non-technical losses in radial distribution system transformation point through the real time state estimation method", *IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America*, 2006.
- [57] Y. Lo, S. Huang, C. Lu, "Non-technical loss detection using smart distribution network measurement data" *IEEE PES ISGT ASIA*, 2012.
- [58] A. C. Rodrigues, A. S. Costa, D. Issicaba, "Identification of non-technical losses in distribution systems via state estimation and geometric tests", *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*, 2018.
- [59] C. Su, W. Lee, C. Wen, "Electricity theft detection in low voltage networks with smart meters using state estimation", *IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, 2016.

## APÊNDICE A – MATRIZES DE CONDUTÂNCIA E SUSCEPTÂNCIA PRIMITIVAS

Em uma rede de distribuição, tem-se basicamente duas formas de conexão dos elementos entre os nós:

- Elementos ligados a um nó qualquer e o nó terra
  - ✓ Geradores;
  - ✓ Cargas;
  - ✓ Capacitores shunt;
  - ✓ Indutores shunt.
- Elementos ligados entre dois nós quaisquer – ramos
  - ✓ Linhas;
  - ✓ Transformadores.

Os geradores e cargas são modelados como injeção de potência em um nó, e, portanto, suas matrizes admitância primitiva não é utilizada nos cálculos do estimador de estado. Nas redes utilizadas nos estudos não haviam indutores shunt conectados, bem como elementos capacitivos e indutivos série, sendo suas utilizações muito raras e específicas para algumas poucas situações em redes de distribuição. Serão mostrados a modelagem da matriz admitância primitiva dos capacitores shunt, linhas e transformadores. As matrizes primitivas são utilizadas na composição da matriz admitância da rede considerando as posições das linhas e colunas correspondente às conexões de cada elemento em cada nó do sistema.

- ✓ Capacitores shunt

Os bancos de capacitores shunt são tratados como impedâncias constantes. Deve-se considerar o tipo de ligação desses capacitores, sendo mais comum a conexão estrela. Caso o banco esteja conectado em triângulo, aplica-se uma conversão triângulo para estrela. A matriz admitância primitiva de um banco de capacitores é diagonal já que não são considerados os acoplamentos entre fases do banco, mostrado conforme equação (A.1).

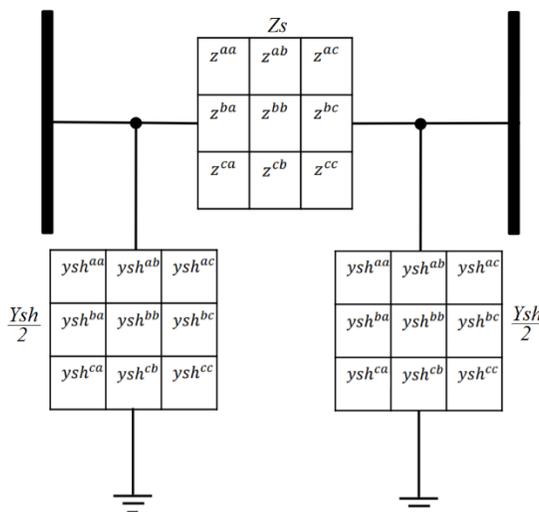
$$Ysh = \begin{bmatrix} \frac{1}{jX_c} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{jX_c} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{jX_c} \end{bmatrix} \quad (\text{A.1})$$

em que  $X_c$  é a reatância capacitiva de uma das fases. A matriz possui dimensão 3x3 considerando o modelo trifásico, onde cada linha e cada coluna da matriz representa uma fase. O elemento da linha 1 e coluna 2 representa, por exemplo, o acoplamento mútuo entre as fases a e b do banco de capacitores.

A matriz primitiva de banco de capacitor shunt contribui somente para a matriz de admitâncias nodais próprias da barra a qual o banco se encontra conectado. Considera a matriz condutância (G) a parte real e a matriz susceptância (B) a parte imaginária da matriz  $Ysh$ .

#### ✓ Linhas

As linhas podem ser modeladas, considerando os efeitos eletromagnéticos e eletrostáticos, pelo modelo  $\pi$  mostrado na Figura A.1.



**Figura A.1: Modelo da linha trifásica mostrando graficamente as matrizes correspondentes ao modelo  $\pi$ .**

Onde  $Zs$  representa a impedância série da linha e  $Ysh$  as admitâncias shunt da linha. As matrizes  $Zs$  e  $Ysh$  possuem dimensão 3x3 representando as impedâncias (ou admitâncias) próprias e mútuas entre as fases a, b e c em um sistema trifásico.

A matriz primitiva desta linha pode ser representada pela matriz  $Y_{Linha}^{prim}$  com dimensão 6x6, conforme equação (A.2).

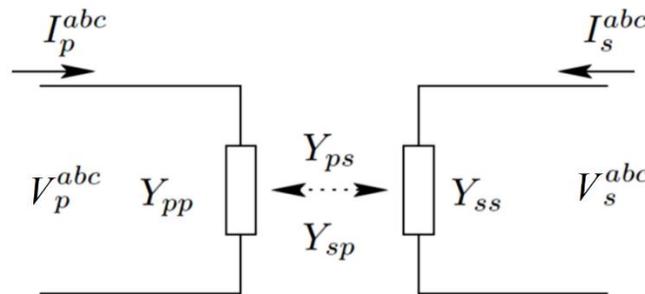
$$Y_{Linha}^{prim} = \begin{bmatrix} Zs^{-1} + Ysh/2 & -Zs^{-1} \\ -Zs^{-1} & Zs^{-1} + Ysh/2 \end{bmatrix} \quad (A.2)$$

Em sistemas de distribuição é comum considerar o modelo de linhas curtas diante do tamanho reduzido das linhas e pela baixa influência dos efeitos eletrostáticos. Para isso, as admitâncias shunt do modelo da linha são desconsideradas ( $Ysh=0$ ), e adota-se somente a matriz  $Zs$  na matriz primitiva.

As matrizes condutância da linha representa a parte real e a susceptância da linha a parte imaginária da matriz  $Y_{Linha}^{prim}$ .

✓ Transformadores trifásicos

A modelagem adotada considera que os transformadores trifásicos são formados pela associação de transformadores monofásicos com parâmetros entre suas fases perfeitamente balanceados. Desta forma, os transformadores podem ser representados pela associação de matrizes básicas. A Figura A.2 representa um transformador trifásico com os vetores de corrente e tensão representados.



**Figura A.2: Modelo do transformador mostrando os parâmetros utilizados na modelagem.**

As matrizes com dimensões 3x3:  $Y_{pp}$ ,  $Y_{ss}$ ,  $Y_{ps}$  e  $Y_{sp}$ ; representam as admitâncias próprias e mútuas do primário e secundário.

Nesta modelagem, o acoplamento é simétrico, e, portanto,  $Y_{ps} = Y_{sp}^T$ . Adotando a corrente entrando pelo primário e secundário a matriz primitiva do transformador (6x6) é dado pela equação (A.3).

$$Y_{Transf}^{prim} = \begin{bmatrix} Y_{pp} & Y_{ps} \\ Y_{sp} & Y_{ss} \end{bmatrix} \quad (\text{A.3})$$

A matriz de condutância e susceptância representam a parte real e imaginária da matriz primitiva  $Y_{Transf}^{prim}$ . As submatrizes  $Y_{pp}$ ,  $Y_{ss}$ ,  $Y_{ps}$  e  $Y_{sp}^T$  são definidas conforme a conexão identificada na Tabela A.1.

**Tabela A.1: Submatrizes utilizados para modelagem do transformador conforme tipo de conexão no primário e secundário.**

Primário	Secundário	$Y_{pp}$	$Y_{ss}$	$Y_{ps}$ e $Y_{sp}^T$
<b>Y-g</b>	<b>Y-g</b>	$Y_I$	$Y_I$	$-Y_I$
<b>Y-g</b>	<b>Y</b>	$Y_{II}$	$Y_{II}$	$-Y_{II}$
<b>Y-g</b>	<b>D</b>	$Y_I$	$Y_{II}$	$Y_{III}$
<b>Y</b>	<b>Y</b>	$Y_{II}$	$Y_{II}$	$-Y_{III}$
<b>Y</b>	<b>D</b>	$Y_{II}$	$Y_{II}$	$Y_{III}$
<b>D</b>	<b>D</b>	$Y_{II}$	$Y_{II}$	$Y_{II}$

Dado que as submatrizes básicas  $Y_I$ ,  $Y_{II}$  e  $Y_{III}$  são dados em (A.4).

$$Y_I = \begin{bmatrix} y_t & 0 & 0 \\ 0 & y_t & 0 \\ 0 & 0 & y_t \end{bmatrix} \quad Y_{II} = 1/3 \begin{bmatrix} 2y_t & -y_t & -y_t \\ -y_t & 2y_t & -y_t \\ -y_t & -y_t & 2y_t \end{bmatrix} \quad (\text{A.4})$$

$$Y_{III} = 1/\sqrt{3} \begin{bmatrix} -y_t & y_t & 0 \\ 0 & -y_t & y_t \\ y_t & 0 & -y_t \end{bmatrix}$$

Sendo  $y_t$  a admitância de dispersão do transformador e as perdas no núcleo são desconsideradas. Para considerar tapes deve-se multiplicar as admitâncias próprias do primário por  $t_p^2$  e do secundário por  $t_s^2$  e as mútuas por  $t_p t_s$ . Sendo  $t_p$  e  $t_s$  os tapes do primário e secundário respectivamente.

## APÊNDICE B – CÓDIGOS DE MODELAGEM NO OPENDSS

Neste apêndice são apresentados exemplos de códigos de modelagem dos elementos da rede de distribuição no OpenDSS. O Código B.1 refere-se a modelagem da fonte equivalente no ponto de conexão de alta tensão da subestação de distribuição. O Código B.2 representa a modelagem de um transformador da rede. O Código B.3 modela um exemplo de linha, Código B.4 a modelagem de uma carga e Código B.5 um exemplo de banco de capacitor.

Lembra-se que as curvas de carga dos consumidores, fator de potência da carga, dentre outros parâmetros podem ser alterados através da interface entre Python e OpenDSS para as simulações.

### Código B.1 – Modelagem no OpenDSS do circuito equivalente no ponto de alta tensão na subestação.

```
!***** Circuito equivalente HV - Fonte *****
New Circuit.TAQ-ETR103 Bus1=bus_TAQ-ETR103_HV.1.2.3.0 basekV=138.0 pu=1.0
Mvasc3=3633.1497739564766 Mvasc1=1823.7455773215734 xlr1=4.3 x0r0=3.72 angle=30
```

### Código B.2 – Exemplo de modelagem de transformador no OpenDSS.

```
!***** Transformador *****
New Transformer.TAQ-ETR103 Windings=2 %noloadloss=0.09 XHL=16.1612366866643
~ Wdg=1 Bus=bus_TAQ-ETR103_HV.1.2.3 Conn=delta kV=138.0 kVA=26600 Tap=1.05
%R=0.16449047993412508 NumTaps=16 MaxTap=1.05 MinTap=0.85
~ Wdg=2 Bus=bus_TAQ-ETR103_MV.1.2.3.0 Conn=wye kV=11.95 kVA=26600 Tap=1.0
%R=0.16449047993412508
```

### Código B.3 – Exemplo de modelagem de linha no OpenDSS.

```
!***** Linha *****
New Line.TAQ_TAQ22_link Bus1=bus_TAQ-ETR103_MV.1.2.3
Bus2=bus_TAQ22_pri_391831990.1.2.3 Length=0.0122512
Geometry=_pri_sep__losangular_15ca-185mm2-pr-xlpe-15kv@15kv__abc Units=km
```

### Código B.4 – Exemplo de modelagem de uma carga no OpenDSS.

```
!***** Carga *****
New Load._b1_4000981649 Bus1=bus_34103891__pd_bt_565105554.1.2.0 Phases=2 kV=0.22
kW=0.133912 PF=0.85 Model=8 Daily=b1_res-tipo1 Vminpu=0.92 ZIPV=(0.5, 0, 0.5, 1,
0, 0, 0.5)
```

**Código B.5 – Exemplo de modelagem de um consumidor de baixa tensão no OpenDSS.**

```
!***** Capacitor *****  
New Capacitor.47745009 Bus1=bus_TAQ22_29.1.2.3 Kvar=600 Kv=11.9 Conn=wye
```

## APÊNDICE C – EXPLICAÇÃO DA MODELAGEM DO CONSUMO RESIDÊNCIAL

Primeiramente, os consumidores são separados por seis faixas de consumo, por exemplo, consumidores que possuem consumo médio mensal abaixo de 100kWh pertencem à Faixa 1, entre 100 e 220 kWh à Faixa 2, e assim sucessivamente até a Faixa 6 abrangendo consumo médio acima de 1000kWh.

Posteriormente são elencados todos os eletrodomésticos elegíveis para uma residência, mostrados na Tabela C.1, considerando equipamentos com consumo de energia mais consideráveis.

**Tabela C.1: Características de consumo de eletrodomésticos mais comuns.**

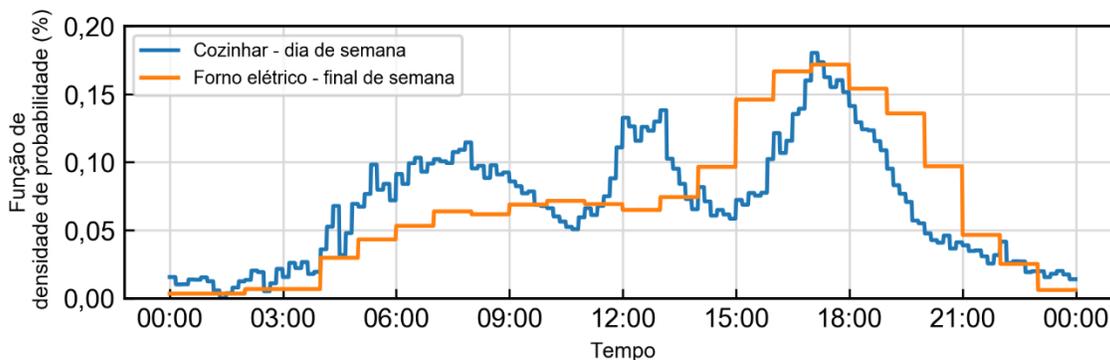
<b>Eletrodomésticos</b>	<b>Potência Nominal (W)</b>	<b>Fator de Potência</b>
TV	90/200/400	0,85/0,90/0,92
Ferro de passar roupas	1.120/1.200/1.500/2.200	1,00
Máquina de lavar roupas	400/650/750/1.000	0,60/0,70
Geladeira	250/300/350/500	0,90/0,98
Aspirador de pó	600/1.000/1.400/1.500/1.600	0,95/0,98
Cafeteira	300/1.000	1,00
Computador	100/300/350	0,95/0,98
Forno Elétrico	1.500/1.650/3.000	1,00
Micro-ondas	600/1.300/1.500	0,60/0,80
Torradeira	750/800/1.200	1,00
<i>Laptop</i>	90/150/400	0,95/0,98
Lâmpadas incandescentes	40/60/80/100	1,00
Lâmpadas fluorescentes	15/20/30	0,50/0,55/0,90
Chuveiro	4.600/5.500/7.500	1,00
<i>Freezer</i>	150/400/500/600	0,90/0,95/0,98

A variedade de potência ativa e fator de potência busca uma maior diversidade dos equipamentos nas residências, similarmente ao que ocorre na prática. Os valores de consumo dos equipamentos são escolhidos aleatoriamente dentro do exposto na tabela. Já a probabilidade de existência de cada equipamento em um determinado consumidor é baseada na pesquisa de posse de equipamentos elétricos e hábitos de consumo realizada pela CEMIG em 2012 durante sua

campanha de medição. As probabilidades são determinadas seguindo as faixas de consumo médio mensal.

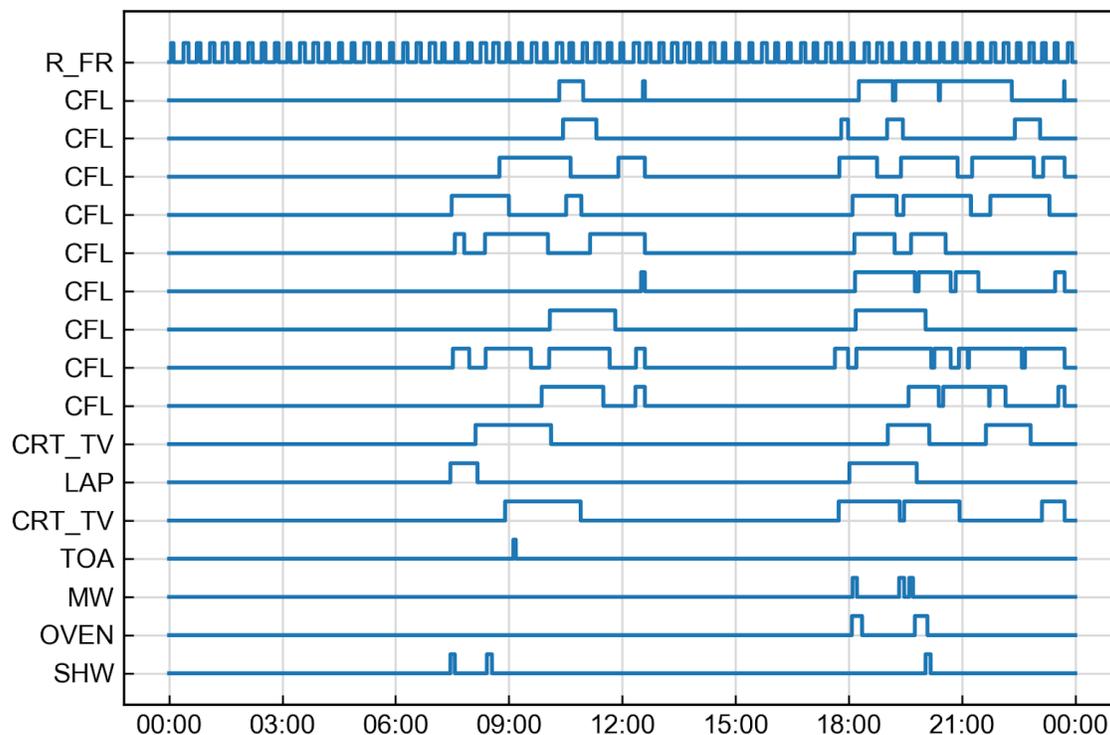
Há, ainda, a necessidade de definir a quantidade de fases disponíveis. Para tanto, adota-se o procedimento empregado pela CPFL, consistindo na avaliação da potência nominal total dos equipamentos presentes na unidade consumidora. Com isso, é possível distribuir os aparelhos pelas fases disponíveis, buscando dividir igualmente a potência instalada no ponto de acesso à rede de distribuição.

Até este ponto, foram descritas a formação de uma residência com os respectivos eletrodomésticos. Entretanto, necessita-se determinar como tais equipamentos podem ser utilizados ao longo do tempo, definindo o perfil de demanda da UC. Para tal, são definidos a quantidade de pessoas que moram na residência, baseado na pesquisa realizada pela CEMIG em 2012. Quanto maior o número de moradores, maiores as probabilidades de acionamento dos eletrodomésticos. Leva-se em conta, também, os momentos em que há pessoas acordadas habitando o local, considerando as diferenças entre dias de semana e fins de semana. Com isso, são definidos probabilisticamente os instantes de funcionamento de cada eletrodoméstico, seguindo uma função de densidade de probabilidade, exemplificado pela Figura C.1.



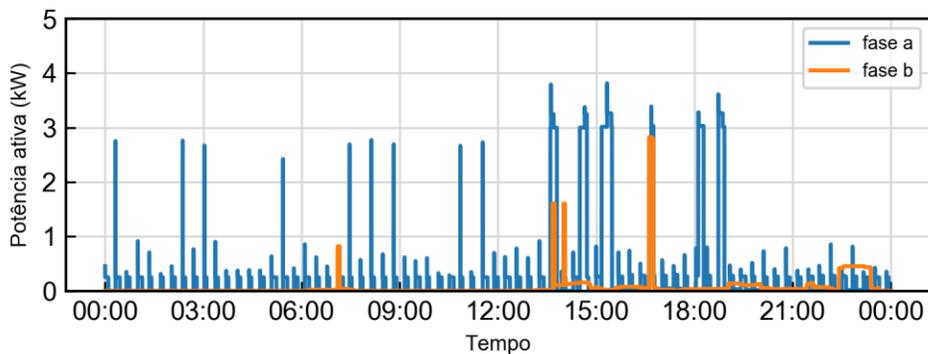
**Figura C.1: Densidade de probabilidade do uso do forno elétrico em dias da semana e fins de semana.**

A partir da probabilidade do uso dos eletrodomésticos e relacionando todos ao mesmo tempo, gera-se o comportamento de uso completo da residência, conforme Figura C.2.

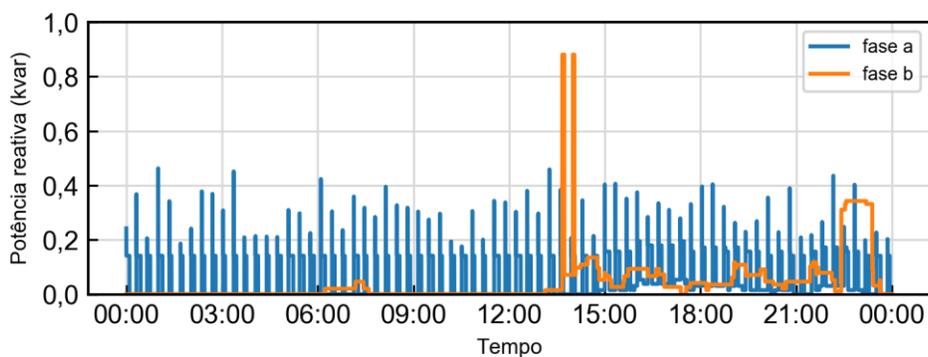


**Figura C.2: Utilização dos eletrodomésticos de uma casa-exemplo.**  
**(R\_FR: geladeira; CFL: lâmpada fluorescente; CRT\_TV: televisão tubular; LAP: laptop; TOA: torradeira;**  
**MW: micro-ondas; OVEN: forno elétrico; SHW: chuveiro).**

A partir deste ponto são definidas as especificações técnicas de cada equipamento para determinar os perfis de consumo. Com isso pode-se gerar uma curva de consumo de uma unidade consumidora. Um exemplo do consumo de potência ativa e reativa durante um dia de um consumidor bifásico qualquer segue na Figura C.3.



(a)



(b)

**Figura C.3: Exemplo de perfil de potência ativa (a) e reativa (b) para uma residência bifásica.**

Para finalizar o método, são criados aleatoriamente cenários determinísticos variando o perfil de consumo de cada consumidor com base nos dados e métodos explicados anteriormente a fim de obter de forma estocástica resultados próximos dos consumos reais na rede. Uma explicação aprofundada da criação destas curvas pode ser encontrada em [51] e [52].