

Universidade Federal de Juiz de Fora  
Faculdade de Engenharia Elétrica  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPEE)

**Jeanderson Soares Mingorança**

**Avaliação da estabilidade de tensão utilizando análise modal e estimação de estados:  
uma abordagem considerando o impacto de erros de medição para a identificação de  
barras críticas**

Juiz de Fora  
2022

**Jeanderson Soares Mingorança**

**Avaliação da estabilidade de tensão utilizando análise modal e estimação de estados:  
uma abordagem considerando o impacto de erros de medição para a identificação de  
barras críticas**

Dissertação apresentada ao Departamento de Energia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia, como requisito parcial para a obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora.

Orientador: Professor Dr. Igor Delgado de Melo

Juiz de Fora  
2022

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF  
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Mingorança, Jeanderson S..

Avaliação da estabilidade de tensão utilizando análise modal e estimação de estados: uma abordagem considerando o impacto de erros de medição para a identificação de barras críticas / Jeanderson Soares Mingorança. – 2022.

166 f. : il.

Orientador: Professor Dr. Igor Delgado de Melo

Dissertação – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia Elétrica. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPEE), 2022.

1. Estimação de Estados. 2. Estabilidade de Tensão. 3. Análise Modal. 4. Medição Fasorial Sincronizada. Método dos Mínimos Quadrados Ponderados. 5. Erros Grosseiros. De Melo, Igor Delgado., orient. II. Título.

**Jeanderson Soares Mingorança**

**Avaliação da estabilidade de tensão utilizando análise modal e estimação de estados:  
uma abordagem considerando o impacto de erros de medição para a identificação de  
barras críticas**

Dissertação apresentada ao Departamento de Energia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia, como requisito parcial para a obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora.

Aprovada em 23 de fevereiro de 2022

BANCA EXAMINADORA

*Igor Delgado de Melo*

---

Professor Dr. Igor Delgado de Melo - Orientador  
Universidade Federal de Juiz de Fora

*Wesley Peres*

---

Prof. Dr. Wesley Peres  
Universidade Federal de São João del-Rei

*Leandro R. Araújo*

---

Prof. Dr. Leandro Ramos de Araújo  
Universidade Federal de Juiz de Fora

*A todos os meus familiares e, em especial, aos meus pais Maria Rodrigues Batista Soares  
Mingorança & Juracy Almeida Mingorança*

## AGRADECIMENTOS

A Deus. Sem Ele, eu nada seria e nada até aqui seria possível.

À minha família. Em especial à minha mãe, todo esse caminho só foi possível por intermédio do grande apoio, carinho, amor, educação e por ter aberto mão de tudo em prol da minha educação e formação. Ao meu pai pelo imensurável suporte e amor. Aos meus irmãos, Júlio, Juliano e Fernanda, pelo amor, companheirismo e carinho em todos os momentos.

Ao meu orientador Igor Delgado de Melo pela paciência em cada momento, em cada dia deste trabalho, sempre me acompanhando e me orientando da melhor forma. Além de orientador, um grande amigo a quem devo grande satisfação e gratidão.

Aos professores Marcelo Aroca Tomim e Ricardo Mota Henriques, que muito contribuíram na minha formação acadêmica, que me orientaram e me deram oportunidades por meio de iniciações científicas na graduação.

À Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), pelo suporte sem o qual esse trabalho não poderia ser concretizado.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFJF por todo conhecimento, suporte técnico e financeiro para conclusão deste trabalho.

Ao professor José Luiz Rezende Pereira (*in memoriam*) pela confiança. A conclusão deste ciclo foi possibilitada pelo apoio financeiro durante os primeiros meses desta etapa.

Ao Grupo de Estudos e Pesquisas em Qualidade de Energia (GEPEQE) por todas contribuições e enriquecimento profissional e pessoal, principalmente, durante um período tão difícil de uma pandemia em que continuamos trabalhando juntos de maneira remota.

Ao GESEL - UFRJ (Grupos de Estudos do Setor Elétrico - UFRJ) e a toda equipe, em especial Paulo Maurício Senra e Marcelo Maestrini dos Santos, pela oportunidade de trabalhar e me desenvolver por meio do projeto LIGHT/P&D da Aneel “Desenvolvimento de soluções para mobilidade elétrica compartilhada: Infraestruturas e sistemas de abastecimento para e-carsharing e micromobilidade”.

Aos profissionais e amigos do PPEE - Matheus Pereira Antunes, Bráulio César de Oliveira, Matheus Alberto de Souza, Abilio Manuel Variz, José Carlos Faria Martins, Igor Borges de Oliveira Chagas, Antônio Sobrinho Campolina Martins, Glauber Daniel Souza do Vale, Fernando Rocha Moreira de Souza Costa, Amanda Pávila Silva e Marina Martins Mattos - que possibilitaram a formação de grupos de estudos e pesquisas com muito empenho e afincos que muito contribuíram para o meu desenvolvimento pessoal e, principalmente, profissional.

Aos profissionais do Labspot (laboratório de Sistemas de Potência) e do Labsim (laboratório de simulações) da UFJF por todo suporte, estrutura e acolhimento.

Aos meus colegas e amigos da graduação e da pós-graduação da Faculdade de Engenharia da UFJF pela amizade no decorrer destes anos e por tornarem esta caminhada mais leve.

Meu muito obrigado!

“Mestre não é quem sempre ensina, mas quem de repente aprende.”  
(Guimarães Rosa)

## RESUMO

Esta dissertação apresenta uma nova abordagem para a avaliação da estabilidade de tensão em sistemas de potência aplicando-se a análise modal nos resultados obtidos pela estimação de estados (EE). Na metodologia proposta, medições são obtidas de redes elétricas monitoradas continuamente e essas são processadas por meio do método dos Mínimos Quadrados Ponderados (MQP), o qual é modificado a partir de uma abordagem híbrida em que medições sincronizadas e não sincronizadas são mescladas a fim de prover maior robustez ao estimador de estados. Dessa forma, medidores fasoriais sincronizados são utilizados conjuntamente a medidores inteligentes e sensores tradicionais do sistema SCADA (em inglês, *Supervisory Control and Data Acquisition*) a fim de determinar o estado operativo mais provável de um sistema de potência monitorado. A partir da introdução do conceito de robustez estatística no método proposto, almeja-se suprimir o impacto de erros grosseiros, garantindo maior confiabilidade aos resultados, valendo-se de aplicações de testes de Qui-quadrada de Pearson, Máximo Resíduo Normalizado (MRN) e Algoritmo Genético (AG). A partir das estimativas de magnitudes de tensões e ângulos em todos os barramentos do sistema, é calculada uma matriz de sensibilidade das potências reativas em relação às magnitudes de tensão estimadas por meio de equações algébricas. A análise modal é aplicada nessa matriz determinando seus autovalores e autovetores os quais são utilizados para estimar fatores de participação para cada barra do sistema, indicando as mais críticas em relação ao problema da estabilidade de tensão. O sistema de 30 barras de transmissão, o de 33 barras de média tensão e um sistema de distribuição universitário que modela a rede elétrica da UFJF (Universidade Federal de Juiz de Fora) foram utilizados para a condução de casos de estudo a fim de validar o método através de métricas estatísticas. Ademais, apresentam-se estudos, análises e resultados acerca de erros grosseiros, formas de detectá-los, identificá-los e suprimi-los/corrigi-los para manter a confiabilidade da EE e, por consequência, garantir que estudos de estabilidade de tensão possam ser realizados na prática, reduzindo os impactos negativos de possíveis erros de medição.

Palavras-chave: Estimação de Estados. Estabilidade de Tensão. Análise Modal. Medição Fasorial Sincronizada. Método dos Mínimos Quadrados Ponderados. Erros Grosseiros.



## ABSTRACT

This dissertation presents a new approach to the evaluation of voltage stability in power systems using modal analysis applied to the results obtained using the State Estimation (SE) technique. In the proposed methodology, measurements are obtained from continuously monitored electrical networks and these are processed using the Weighted Least Squares (WLS) method, which is modified from a hybrid approach in which synchronized and unsynchronized measurements are merged in order to provide greater robustness to the State Estimators. Thus, synchronized phasor meters are used together with smart meters and traditional SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) system sensors in order to determine the most likely operating state of a monitored power system. From the introduction of the concept of statistical robustness in the proposed method, the aim is to suppress the impact of gross errors, ensuring greater reliability to the results, using Pearson's Chi-square and Normalized Maximum Residue (MRN) tests. From the estimated values of voltage magnitude and angles in all buses in the system, it is possible to calculate a sensitivity matrix of the reactive powers in relation to the estimated voltage magnitudes using algebraic equations. Modal analysis is applied to this matrix, determining its eigenvalues and eigenvectors which are used to estimate participation factors for each bus in the system, indicating the most critical in relation to the voltage stability problem. The 30 transmission bus system, the 33 medium voltage bus system and a university distribution system that models the electrical network of the UFJF (Federal University of Juiz de Fora) were used to conduct case studies in order to validate the method through statistical metrics. Furthermore, studies, analyzes and results about gross errors are presented, ways to detect them, identify them and suppress/correct them to maintain the confidence of the SE and, consequently, ensure that voltage stability studies can be carried out in practice, reducing the negative impacts of possible measurement errors.

Key-words: State estimation. Voltage stability. Modal analysis. Synchronized phasor measurement. Weighted least squares method. Gross Errors.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

|   |    |
|---|----|
| Figura 1 – Aplicativos da Operação em tempo real . . . . .  | 22 |
| Figura 2 – Controle em Tempo Real dos SEPs . . . . .  | 24 |
| Figura 3 – Curvas PVs para o sistema IEEE 30 barras . . . . .   | 29 |
| Figura 4 – Exemplo de curva PV por fluxo de potência continuado . . . . .   | 30 |
| Figura 5 – Exemplo de curva QV extraída do sistema IEEE 30 barras . . . . .   | 36 |
| Figura 6 – Representação de sistema de potência com duas barras . . . . .   | 44 |
| Figura 7 – Diagrama de blocos do processo de EE de sistema de energia . . . . .   | 50 |
| Figura 8 – Estimação de Estados em Sistemas de Transmissão . . . . .  | 51 |
| Figura 9 – Modelo $\pi$ de uma ramificação de rede . . . . .  | 66 |
| Figura 10 – Fluxograma explicativo do AG . . . . .  | 75 |
| Figura 11 – Fluxograma da metodologia empregada . . . . .   | 78 |
| Figura 12 – Sistema Teste IEEE 30 barras . . . . .  | 80 |
| Figura 13 – Estimação de magnitudes de tensão - Caso 1 . . . . .  | 83 |
| Figura 14 – Erros das magnitudes de tensão - Caso 1 . . . . .   | 83 |
| Figura 15 – Estimação de magnitudes de tensão - Caso 2 . . . . .  | 84 |
| Figura 16 – Erros das magnitudes de tensão- Caso 2 . . . . .  | 85 |
| Figura 17 – Estimação de magnitudes de tensão - Caso 3 . . . . .  | 86 |
| Figura 18 – Erros das magnitudes de tensão- Caso 3 . . . . .  | 86 |
| Figura 19 – Sistema 33 barras com 16 micro-PMUs . . . . .   | 88 |
| Figura 20 – Estimação de magnitudes de tensão . . . . .   | 89 |
| Figura 21 – Erros de estimação . . . . .  | 89 |
| Figura 22 – Estimação de estados de tensão para classe de exatidão de 0,5% para $\mu$ PMUs e 1% para SMs (melhor caso) . . . . .                  | 91 |
| Figura 23 – Erros obtidos na Estimação de estados de tensão para classe de exatidão de 0,5% para $\mu$ PMUs e 1% para SMs (melhor caso) . . . . . | 91 |
| Figura 24 – Distribuição dos erros de tensão para barra 17 . . . . .  | 92 |
| Figura 25 – Estimação de estados de tensão para classe de exatidão de 5% para $\mu$ PMUs e 20% para SMs (pior caso) . . . . .                     | 92 |
| Figura 26 – Erros obtidos na estimação de estados de tensão para classe de exatidão de 5% para $\mu$ PMUs e 20% para SMs (pior caso) . . . . .    | 93 |
| Figura 27 – Estimação de estados de tensão para classe de exatidão de 0,5% para $\mu$ PMUs e 1% para SMs . . . . .                                | 94 |
| Figura 28 – Erros obtidos na estimação de estados de tensão para classe de exatidão de 0,5% para $\mu$ PMUs e 1% para SMs . . . . .               | 94 |
| Figura 29 – Estimação de estados de tensão para classe de exatidão de 0,5% para $\mu$ PMUs e 1% para SMs . . . . .                                | 95 |
| Figura 30 – Erros obtidos na estimação de estados de tensão para classe de exatidão de 5% para $\mu$ PMUs e 20% para SMs . . . . .                | 95 |

|  |     |
|--|-----|
| Figura 31 – Estimação de magnitudes de tensão para caso de erro grosseiro . . . . .  | 96  |
| Figura 32 – Erros de estimação de magnitudes de tensão para caso de erro grosseiro   | 96  |
| Figura 33 – Distribuição Gaussiana com média diferente de zero - barra 17 . . . . .  | 97  |
| Figura 34 – Boxplot de erros para 10000 simulações . . . . .   | 98  |
| Figura 35 – EE com supressão de erro grosseiro . . . . .   | 98  |
| Figura 36 – Erros de EE com supressão de erro grosseiro . . . . .  | 99  |
| Figura 37 – Histograma obtido após supressão de erro grosseiro . . . . .   | 99  |
| Figura 38 – <i>Boxplot</i> para cada uma das barras após supressão de erro grosseiro . .   | 100 |
| Figura 39 – Magnitudes de tensão estimadas com erro grosseiro para o caso 4 . . .  | 101 |
| Figura 40 – Magnitudes dos erros da estimação de estados com erro grosseiro - caso 4   | 101 |
| Figura 41 – Histograma de erros de estimativa considerando dados ruins para o caso 4   | 102 |
| Figura 42 – Magnitudes de tensão estimadas com supressão de erro grosseiro para<br>Caso 4 . . . . .  | 102 |
| Figura 43 – Magnitudes dos erros com supressão de erro grosseiro - Caso 4 . . . . .  | 103 |
| Figura 44 – Histograma de erros com supressão de dados incorretos para Caso 4 . .  | 103 |
| Figura 45 – Sistema 33 barras com 8 micro-PMUs . . . . .   | 104 |
| Figura 46 – Estimativa de magnitudes de tensão considerando erros de até 0,5 %<br>para $\mu$ -PMUs e 1 % para SMs e uma nova forma de alocação de<br>medições com 8 micro-PMUs . . . . . | 104 |
| Figura 47 – Erros de estimativa considerando erros de até 0,5 % para $\mu$ -PMUs e 1 %<br>para SMs e uma nova forma de alocação de medições com 8 micro-PMUs                             | 105 |
| Figura 48 – Histograma de erros de estimativa com nova forma de alocação de<br>medições com 8 micro-PMUs . . . . .   | 105 |
| Figura 49 – Estimação de magnitudes de tensão - caso 1 . . . . .   | 108 |
| Figura 50 – Erros de estimação - caso 1 . . . . .  | 108 |
| Figura 51 – Erros na estimação das magnitudes de tensão - caso 1-a . . . . .   | 109 |
| Figura 52 – Erros de estimação após correção dos erros grosseiros - caso 1-a . . . .   | 110 |
| Figura 53 – Trajetória de convergência do AG - caso 1-a . . . . .  | 110 |
| Figura 54 – Erros de estimação - caso 1-b . . . . .  | 111 |
| Figura 55 – Erros de estimação após correção dos erros grosseiros - caso 1-b . . . .   | 112 |
| Figura 56 – Trajetória de convergência do AG - caso 1-b . . . . .  | 112 |
| Figura 57 – Erros de magnitudes de tensão - caso 2-a . . . . .   | 113 |
| Figura 58 – Erros de magnitudes de tensão após correção - caso 2-a . . . . .   | 114 |
| Figura 59 – Trajetória de convergência do AG - caso 2-a . . . . .  | 114 |
| Figura 60 – Erros de estimação para caso de dois erros grosseiros - Caso 2-b . . . .   | 115 |
| Figura 61 – Erros de estimação após correção de erros grosseiros - caso 2-b . . . .  | 116 |
| Figura 62 – Trajetória de convergência do AG - caso 2-b . . . . .  | 116 |
| Figura 63 – Sistema teste universitário de 23 barras . . . . .   | 118 |
| Figura 64 – Estado da rede estimado . . . . .  | 121 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 65 – Erros da estimação de tensões da rede . . . . .   | 121 |
| Figura 66 – Distribuição do Erro da estimação de tensão na barra 14 . . . . .   | 122 |
| Figura 67 – Estado da rede estimado com classe de exatidão de 5% . . . . .  | 123 |
| Figura 68 – Erros da estimação de tensões da rede com classe de exatidão de 5% . . . . .  | 123 |
| Figura 69 – Distribuição do Erro da estimação de tensão na barra 14 com classe de exatidão de 5% . . . . .                                      | 124 |
| Figura 70 – Variação das classes de exatidão dos medidores e distribuições dos erros na barra 14 . . . . .                                      | 124 |
| Figura 71 – EE com erro grosseiro . . . . .   | 125 |
| Figura 72 – Erros na EE com erro grosseiro . . . . .  | 126 |
| Figura 73 – Distribuição encontrada para a barra 14 quando há incidência de erro grosseiro . . . . .  | 126 |
| Figura 74 – Variação das classes de exatidão dos medidores e distribuições dos erros na barra 14 com erro grosseiro entre as medições . . . . . | 127 |
| Figura 75 – EE com tratamento de erro grosseiro . . . . .   | 128 |
| Figura 76 – Erros de estimação de tensão com tratamento de erro grosseiro . . . . .   | 128 |
| Figura 77 – Estimação de magnitudes de tensão para o sistema de 23 barras no PMC  | 129 |
| Figura 78 – Erros de estimação de magnitudes de tensão para o sistema de 23 barras no PMC . . . . .   | 130 |
| Figura 79 – Estimativa de magnitudes de tensão com incidência de erro grosseiro . . . . .   | 131 |
| Figura 80 – Erros de estimativas de magnitudes de tensão com incidência de erro grosseiro . . . . .   | 132 |
| Figura 81 – Distribuição dos Erros de estimativas de magnitudes de tensão na barra 14 para caso de incidência de erro grosseiro . . . . .       | 132 |
| Figura 82 – Estimação de magnitudes de tensão - Caso 1 . . . . .  | 134 |
| Figura 83 – Erros de estimação - Caso 1 . . . . .   | 134 |
| Figura 84 – Erros na estimação de Magnitudes de Tensão após otimização - caso 1 . . . . .   | 136 |
| Figura 85 – Trajetória de convergência do AG - Caso 1 . . . . .   | 136 |
| Figura 86 – Estimação de magnitudes de tensão - Caso 2 . . . . .  | 137 |
| Figura 87 – Erros de estimação de magnitudes de tensão com introdução - Caso 2 . . . . .  | 138 |
| Figura 88 – Erros na estimação de magnitudes de tensão após otimização - Caso 2 . . . . .   | 139 |
| Figura 89 – Trajetória de convergência do AG - caso 2 . . . . .   | 139 |
| Figura 90 – Estimação de magnitudes de tensão - Caso 3 . . . . .  | 140 |
| Figura 91 – Erros de estimação de magnitudes de tensão com introdução - Caso 3 . . . . .  | 141 |
| Figura 92 – Erros na estimação de magnitudes de tensão após otimização - Caso 3 . . . . .   | 142 |
| Figura 93 – Trajetória de convergência do AG - caso 3 . . . . .   | 142 |
| Figura 94 – Comparação de valores de tensão estimados e real - Caso 4 . . . . .   | 143 |
| Figura 95 – Erros na estimação das magnitudes de tensão - Caso 4 . . . . .  | 144 |

Figura 96 – Erros na estimação das magnitudes de tensão para o caso de três erros grosseiros após a otimização - Caso 4 . . . . . 145

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

|         |   |
|---------|---|
| ANEEL   | Agência Nacional de Energia Elétrica  |
| EE      | Estimação de Estados  |
| EEH     | Estimação de Estados Híbrida  |
| $fp$    | Fator de potência   |
| FPO     | Fluxo de Potência Ótimo   |
| GPS     | <i>Global Positioning System</i>  |
| IEEE    | <i>Institute of Electrical and Eletronics Engineering</i>                     |
| MAD     | <i>Median Absolute Deviation</i>  |
| MQP     | Mínimos Quadrados Ponderados  |
| ONS     | Operador Nacional do Sistema Elétrico   |
| PDC     | <i>Phasor Data Concentrator</i>   |
| PCHs    | Pequenas Centrais Hidrelétricas   |
| PMC     | Ponto de Máximo Carregamento  |
| PMU     | <i>Phasor Measurement Unit</i>  |
| PRODIST | Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional |
| p.u.    | Por Unidade   |
| RTU     | <i>Remote terminal unit</i>   |
| SAGE    | Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia                                    |
| SCADA   | <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>                               |
| SEP     | Sistemas Elétricos de Potência  |
| SM      | <i>Smart Meter</i>  |
| SIN     | Sistema Interligado Nacional  |
| UFJF    | Universidade Federal de Juiz de Fora  |
| WLS     | <i>Weighted Least Squares</i>   |

## LISTA DE SÍMBOLOS

|   |   |
|---|---|
| $\phi$                                  | Autovetores à esquerda  |
| $\psi$                                  | Autovetores à direita   |
| $\Lambda$                               | Autovalores   |
| $\delta_{km}$                           | Ângulo da impedância da linha da barra $k$ para a barra $m$       |
| $\lambda$                               | Parâmetro da continuação  |
| $\tau$                                  | Fator de calibração   |
| $\pi$                                   | Fator de carregamento   |
| $\gamma$                                | Fator de variação do carregamento                                 |
| $\beta$                                 | Fator de variação de geração                                      |
| $\Delta P$                              | incrementos de potência ativa de um sistema                       |
| $\Delta Q$                              | incrementos de potência reativa de um sistema                     |
| $\Delta V$                              | Incrementos de magnitudes de tensão de um sistema                 |
| $\Delta\theta$                          | Incrementos de ângulos de tensão de um sistema                    |
| $B_{km}$                                | Susceptância da linha da barra $k$ para barra $m$                 |
| $G_{km}$                                | Condutância da linha da barra $k$ para barra $m$                  |
| <b>J</b>                                | Matriz Jacobiana  |
| <b>J<sub>R</sub></b>                    | Matriz Jacobiana reduzida   |
| <b>H</b>                                | Matriz Jacobiana das Medições                                     |
| <b>J<sub>P<math>\theta</math></sub></b> | Submatriz da matriz Jacobiana que relaciona P e $\theta$          |
| <b>J<sub>PV</sub></b>                   | Submatriz da matriz Jacobiana que relaciona P e V                 |
| <b>J<sub>Q<math>\theta</math></sub></b> | Submatriz da matriz Jacobiana que relaciona Q e $\theta$          |
| <b>J<sub>QV</sub></b>                   | Submatriz estimada da matriz Jacobiana que relaciona Q e V        |
| <b><math>\hat{J}_{P\theta}</math></b>   | Submatriz estimada da matriz Jacobiana que relaciona P e $\theta$ |
| <b><math>\hat{J}_{PV}</math></b>        | Submatriz estimada da matriz Jacobiana que relaciona P e V        |
| <b><math>\hat{J}_{Q\theta}</math></b>   | Submatriz estimada da matriz Jacobiana que relaciona Q e $\theta$ |

|                |  |
|----------------|--|
| $\hat{J}_{QV}$ | Submatriz estimada da matriz Jacobiana que relaciona Q e V                                       |
| $\mathbf{p}_i$ | Fator de participação de uma barra $i$   |
| $\mathbf{P}$   | Vetor de fator de participação   |
| $z_j$          | Valor de uma medição $j$ aquisitada  |
| $J$            | Função objetivo a ser minimizada da Estimação de Estados   |
| $N_m$          | Quantidade total de medições alocadas em campo   |
| $h_j(\hat{x})$ | Função não linear que relaciona os valores estimados em função das variáveis de estado $\hat{x}$ |
| $\sigma_j$     | Desvio padrão associado à medição $j$  |
| $z_{BD}$       | Valor da medição com erro grosseiro  |
| $h_{BD}$       | Valor estimado da correspondente medição com erro grosseiro $z_{BD}$                             |
| $J_{BD}$       | Valor da função objetivo da estimação de estados para medição que extrapolou valor limítrofe     |
| $\mathbf{R}$   | Matriz diagonal com desvios padrões $\sigma_j$   |
| $\mathbf{G}$   | Matriz de Ganho  |
| $P_k^{esp}$    | Magnitude de potência ativa especificada para barra $k$  |
| $Q_k^{esp}$    | Magnitude de potência reativa especificada para barra $k$  |
| $P_k^{calc}$   | Magnitude de potência ativa calculado para barra $k$   |
| $Q_k^{calc}$   | Magnitude de potência reativa calculado para barra $k$   |
| $P_{D_k}$      | Potência ativa demandada para barra $k$  |
| $Q_{D_k}$      | Potência reativa demandada para barra $k$  |
| $r_j^N$        | Resíduo normalizado  |
| $\mathbf{S}$   | Matriz de sensibilidades dos resíduos  |
| $\mathbf{K}$   | Matriz Chapéu  |
| $MAD$          | Median Absolute Deviation  |



## SUMÁRIO

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>1</b> | <b>INTRODUÇÃO</b>   | <b>18</b> |
| 1.1      | CONTEXTUALIZAÇÃO  | 18        |
| 1.1.1    | <b>Monitoramento dos Sistemas de Distribuição</b>             | 19        |
| 1.1.2    | <b>Monitoramento dos Sistemas de Transmissão</b>              | 21        |
| 1.2      | MOTIVAÇÕES  | 24        |
| 1.3      | OBJETIVOS   | 25        |
| 1.4      | CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO                                     | 25        |
| 1.5      | PUBLICAÇÕES DECORRENTES                                       | 26        |
| 1.6      | ESTRUTURAÇÃO  | 26        |
| <b>2</b> | <b>MÉTODOS PARA AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO</b>       | <b>28</b> |
| 2.1      | CURVAS PV   | 28        |
| 2.2      | MÉTODO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO                        | 29        |
| 2.3      | CURVAS QV   | 35        |
| 2.4      | FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO (FPO)                                 | 37        |
| 2.5      | ANÁLISE MODAL   | 37        |
| 2.6      | DESENVOLVIMENTO DE ÍNDICES                                    | 42        |
| 2.6.1    | <b>Índice de estabilidade de tensão nas linhas</b>            | 44        |
| 2.6.1.1  | <i>Fast voltage stability index (FVSI)</i>                    | 44        |
| 2.6.1.2  | <i>Line stability index (<math>L_{mn}</math>)</i>             | 45        |
| 2.6.1.3  | <i>Line Stability Factor (LQP)</i>                            | 45        |
| 2.6.1.4  | <i>Line Stability Index (<math>L_p</math>)</i>                | 45        |
| 2.6.1.5  | <i>Voltage Stability Load Index (VSLI)</i>                    | 46        |
| 2.6.2    | <b>Índice de estabilidade de tensão por barras</b>            | 46        |
| 2.6.2.1  | <i>L-index</i>  | 46        |
| 2.6.2.2  | <i>Voltage stability index (<math>VSI_{bus}</math>)</i>       | 47        |
| 2.6.2.3  | <i>Simplified Voltage Stability Index (SVSI)</i>              | 47        |
| <b>3</b> | <b>ESTIMADOR DE ESTADOS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA</b> | <b>48</b> |
| 3.1      | ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE TRANSMISSÃO               | 48        |
| 3.2      | ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO              | 51        |
| 3.3      | ERROS ASSOCIADOS À EE   | 60        |
| 3.4      | TIPOS DE MEDIÇÕES   | 62        |
| <b>4</b> | <b>METODOLOGIA PROPOSTA</b>                                   | <b>66</b> |

|           |  |           |
|-----------|--|-----------|
| 4.1       | ESTIMADOR DE ESTADOS HÍBRIDO . . . . .   | 66        |
| 4.2       | TRATAMENTO DE ERROS GROSSEIROS . . . . .   | 70        |
| 4.2.1     | <b>Deteção por Qui-quadrada de Pearson . . . . .</b>   | 71        |
| 4.2.2     | <b>Identificação de Erros Grosseiros . . . . .</b>   | 71        |
| 4.2.3     | <b>Supressão de Erros Grosseiros . . . . .</b>   | 73        |
| 4.2.4     | <b>Correção de Erros grosseiros . . . . .</b>  | 74        |
| 4.2.4.1   | Uso do algoritmo genético para a resolução do problema formulado . . . . .                                     | 75        |
| 4.3       | APLICAÇÃO DA ANÁLISE MODAL NAS EQUAÇÕES DE EE . . . . .  | 76        |
| 4.4       | FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA PROPOSTA . . . . .   | 78        |
| 4.5       | CONCLUSÕES PARCIAIS . . . . .  | 79        |
| <b>5</b>  | <b>ANÁLISES, TESTES E RESULTADOS . . . . .</b>   | <b>80</b> |
| 5.1       | ESTUDOS COM SISTEMA IEEE 30 BARRAS . . . . .   | 80        |
| 5.1.1     | <b>Sistema em estudo . . . . .</b>   | 80        |
| 5.1.2     | <b>Estudo de Caso e Discussões . . . . .</b>   | 81        |
| 5.1.2.1   | Caso 1: análise no ponto de máximo carregamento . . . . .  | 82        |
| 5.1.2.2   | Caso 2: análise supondo fonte alternativa na barra 30 . . . . .  | 83        |
| 5.1.2.3   | Caso 3: Aumento do carregamento na área C . . . . .  | 85        |
| 5.1.3     | <b>Conclusões parciais . . . . .</b>   | 86        |
| 5.2       | ESTUDOS COM SISTEMA IEEE 33 BARRAS . . . . .   | 87        |
| 5.2.1     | <b>Sistema em Estudo . . . . .</b>   | 87        |
| 5.2.2     | <b>Estudo de Caso e Discussões . . . . .</b>   | 88        |
| 5.2.2.1   | Caso 1: Sem geração distribuída . . . . .  | 89        |
| 5.2.2.2   | Caso 2: Com geração distribuída na barra 18 . . . . .  | 93        |
| 5.2.2.3   | Caso 3: Com erro grosseiro na medição de tensão na barra 17 . . . . .  | 95        |
| 5.2.2.4   | Caso 4: Erro grosseiro em medição de corrente . . . . .  | 100       |
| 5.2.3     | <b>Estudo de caso e Discussões com outro plano de medição: alocação de<br/>8 micro-PMUs e 25 SMs . . . . .</b> | 103       |
| 5.2.3.1   | Sem erros grosseiros . . . . .   | 106       |
| 5.2.3.2   | Com correção do erro grosseiro . . . . .   | 106       |
| 5.2.4     | <b>Correção de Erros Grosseiros via Algoritmo Genético . . . . .</b>   | 106       |
| 5.2.4.1   | Caso 1: Plano de medição com 16 micro-PMUs . . . . .   | 107       |
| 5.2.4.1.1 | Caso 1-a: Erro de Medição de Tensão na barra 17 . . . . .  | 108       |
| 5.2.4.1.2 | Caso 1-b: Erro de Medição de Tensão nas barras 3 e 17 . . . . .  | 110       |
| 5.2.4.2   | Caso 2: Plano de medição com 8 micro-PMUs . . . . .  | 112       |
| 5.2.4.2.1 | Caso 2-a: Erro de Medição de Tensão na barra 17 . . . . .  | 112       |
| 5.2.4.2.2 | Caso 2-b: Erro de Medição de Tensão nas barras 2 e 24 . . . . .  | 114       |
| 5.2.4.3   | Tempos computacionais obtidos . . . . .  | 116       |
| 5.2.5     | <b>Considerações Finais Parciais . . . . .</b>   | 117       |
| 5.3       | ESTUDOS COM O SISTEMA UNIVERSITÁRIO DE 23 BARRAS . . . . .   | 118       |

|          |  |            |
|----------|--|------------|
| 5.3.1    | <b>Sistema em Estudo</b> . . . . .   | 118        |
| 5.3.2    | <b>Resultados e Discussões</b> . . . . .   | 120        |
| 5.3.3    | <b>Análise na Condição de Carregamento Nominal com Erros Grosseiros</b>  | 125        |
| 5.3.4    | <b>Análise da confiabilidade da estimação de fatores de participação no estudo de estabilidade de tensão</b> . . . . .   | 129        |
| 5.3.4.1  | Caso 1: Sem incidência de erro grosseiro . . . . .   | 130        |
| 5.3.4.2  | Caso 2: com incidência de erro grosseiro . . . . .   | 131        |
| 5.3.5    | <b>Correção de erros grosseiros com algoritmo genético</b> . . . . .   | 133        |
| 5.3.5.1  | Caso 1: Erro grosseiro em medição de tensão da $\mu - PMU$ da barra 18   | 133        |
| 5.3.5.2  | Caso 2: Erro grosseiro de medição de tensão no meio do ramal . . . . .   | 137        |
| 5.3.5.3  | Caso 3: Dois erros grosseiros de 20% das medições de tensão das $\mu$ -PMUs das barras 10 e 17 . . . . .                 | 140        |
| 5.3.5.4  | Caso 4: Ocorrência de três erros grosseiros de 20% nas medições de tensão das $\mu$ -PMUs das barras 4, 8 e 17 . . . . . | 143        |
| 5.3.6    | <b>Considerações Finais Parciais</b> . . . . .   | 145        |
| <b>6</b> | <b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> . . . . .  | <b>147</b> |
| 6.1      | CONCLUSÕES . . . . .   | 147        |
| 6.2      | TRABALHOS FUTUROS . . . . .  | 148        |
|          | <b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .   | <b>149</b> |
|          | <b>APÊNDICE A – Dados do Sistema de 30 Barras</b> . . . . .  | <b>162</b> |
|          | <b>APÊNDICE B – Dados do Sistema de 33 Barras</b> . . . . .  | <b>164</b> |
|          | <b>APÊNDICE C – Dados do sistema 23 barras</b> . . . . .   | <b>166</b> |

## 1 INTRODUÇÃO

Este trabalho se encontra no escopo de pesquisas associadas à avaliação da estabilidade de tensão, à estimação de estados em sistemas de potência e ao tratamento de erros grosseiros em medições utilizadas para a supervisão de redes elétricas. Neste capítulo, serão apresentados a contextualização, as principais motivações, os objetivos e a estruturação deste trabalho.

### 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Concomitante ao aumento da demanda, com o passar dos anos, os setores de geração, transmissão e distribuição têm se desenvolvido de maneira notória para conseguir atender ao crescente consumo de energia elétrica. Com isso, a operação de sistemas de potência perto de seus limites físicos faz com que a Estimação de Estados (EE) seja uma ferramenta cada vez mais relevante devido à necessidade de se monitorar sistemas elétricos e aumentar sua observabilidade para que, de fato, possa-se garantir a controlabilidade de parâmetros elétricos, como tensão, frequência e fluxos passantes em linhas, segundo Taha *et al.* (2016), Pereira (2015) e Melo *et al.* (2021).

Além disso, os sistemas de energia têm se tornado mais complexos com a proliferação de produtores independentes, restrições econômicas e ambientais, uso crescente de dispositivos de controle, o advento da eletrônica de potência, uso de esquemas especiais de proteção, inserção de cargas não lineares, o desenvolvimento de redes elétricas inteligentes (em inglês, *smart grids*), fontes distribuídas e renováveis intermitentes, entre outros, segundo Schneider *et al.* (2017); IRENA (2019).

Esse aumento da complexidade resulta na necessidade do desenvolvimento de novas técnicas de análise e estudos que visem manter a qualidade da energia entregue aos consumidores e a manutenção da estabilidade na operação em tempo real dos sistemas de potência, os quais dependem de uma avaliação de sua segurança que deve ser mantida para se garantir o fornecimento de energia de maneira contínua aos consumidores, como afirmado por Bećirović *et al.* (2018), Kamyabi *et al.* (2018), Albu *et al.* (2016) e Pereira *et al.* (2020).

Os sistemas elétricos de potência podem ser constantemente monitorados por meio da EE, segundo de Oliveira *et al.* (2018), e, por meio da implementação de sistemas de monitoramento. Assim, especificações técnicas relativas à qualidade de energia estabelecidas pelos Procedimentos de Rede - Submódulo 2.9 (setor de transmissão) e por Procedimentos de Distribuição - Módulo 8 (setor de distribuição) com índices e padrões bem definidos que podem ser seguidos e mantidos. Já a segurança da tensão de tais sistemas pode ser avaliada por meio de métodos estáticos, como curvas PV e QV, que avaliam o comportamento da tensão em função do nível de carregamento da rede. O “Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos” estabelece as diretrizes e os critérios para

estudos de segurança de tensão o qual deve ser seguido e respeitado a fim de que os sistemas operem de maneira adequada e sem interrupções indesejadas.

A garantia de segurança está relacionada a manter condições adequadas de suprimento, de acordo com Monticelli (2012) e, portanto, os aspectos operacionais necessitam ser monitorados continuamente utilizando uma ferramenta que seja confiável, robusta e eficiente tal como a Estimação de Estados (EE), de acordo com Abur & Expósito (2004); Monticelli (2012); Melo *et al.* (2021). Nesse contexto, o monitoramento da segurança operativa das redes de forma contínua, por intermédio da avaliação da estabilidade de tensão, ganha grandes destaques à proporção que os sistemas se tornam cada vez mais complexos, a fim de se evitar colapsos de tensão e apagões nos SEPs.

A aplicação da técnica dos Mínimos Quadrados Ponderados (MQP) na EE foi proposta por Schweppe & Handschin (1974) e foi descrita pela seguinte metáfora:

“A estimação de estados é o sangue vital do sistema de controle, é uma base de dados puros e limpos que definem o estado e o status do sistema (tensões, configuração de rede). Este sangue vital é obtido a partir da nutrição fornecida pelas medições coletadas ao redor do sistema (aquisição de dados). Um Estimador de Estados estático é o sistema digestivo que remove as impurezas das medições e as converte em uma forma que o cérebro (homem ou computador) do sistema de controle central pode usar prontamente para tomadas de decisão sobre a economia, com qualidade e segurança (Schweppe & Handschin, 1974).”

Estimar o estado da rede elétrica e oferecer esses resultados ao operador dos sistemas de transmissão (em inglês, *Transmission System Operator - TSO*) e da distribuição (*Distribution System Operator - DSO*) subsidia todos os estudos de análise de contingências, análise da segurança estática ou dinâmica (análise da estabilidade de tensão, de curto-circuito, da estabilidade eletromecânica, a pequenos sinais, entre outros).

Neste complexo cenário, fazem-se necessários estudos que contemplem a análise da segurança de sistemas de potência de maneira efetiva a fim de manter o fornecimento de energia aos consumidores e aos usuários do Sistema Interligado Nacional (SIN). Para isso, estabelecer um sistema de monitoramento confiável e robusto é extremamente vantajoso para as empresas transmissoras de energia e concessionárias.

A partir da implementação prática de sistemas de monitoramento, as redes de alta e média tensão podem se tornar observáveis e garantir, de fato, maior controlabilidade de parâmetros elétricos e análise em tempo real da estabilidade de tensão, bem como aplicação de outras ferramentas destinadas ao despacho ótimo e controle de tensão/frequência.

### 1.1.1 Monitoramento dos Sistemas de Distribuição

No setor de distribuição, a inserção crescente de unidades de geração distribuída (GD) culminou no novo termo “prosumidores” (neologismo vinculado à palavra em inglês *prosumers* - consumidores que também injetam energia em uma rede de distribuição, ou

seja, comportam-se como consumidores e produtores de energia) os quais trazem diversos desafios técnicos e quebras de paradigmas notórias. Busca-se, nesse contexto, implementar redes elétricas cada vez mais flexíveis neste âmbito, de acordo com Neto & Salem (2017).

Outro aspecto relevante é o uso em larga escala de veículos elétricos (VE) apontado para um futuro próximo pelos consumidores que também assumem um papel mais ativo nos sistemas de distribuição. Com isso, há a possibilidade de gerenciamento do sistema pelo lado da demanda, em contrapartida com a maior possibilidade de ocorrências de variações de tensão de longa duração (VTLDs) por subtensão e sobretensão, de aumento de fluxos reversos, de injeções de harmônicos e, conseqüentemente, haverá a necessidade de monitoramento para cumprimento de normas e regulamentações impostas.

O termo redes elétricas inteligentes vem ganhando cada vez mais destaque, principalmente devido aos estudos e pesquisas abordando seus efeitos nos sistemas. Dentre os mesmos, citam-se a capacidade de acomodação de GDs, de VEs e da avaliação de possíveis problemas de sobretensão devido à possibilidade de ocorrência de fluxos reversos, segundo Diogo *et al.* (2021). Com a evolução desse setor, têm-se diversos benefícios como a redução de perdas elétricas, melhorias no perfil de tensão e maior diversidade da matriz elétrica. Todavia, há grandes desafios na operação dessas redes, dentre os quais se destacam: maior probabilidade de ocorrência de sobretensão, aumento de desequilíbrios, proliferação de distorções harmônicas, variações de frequência no sistema, de acordo com Diogo *et al.* (2021).

Dentro do contexto de monitoramento de redes elétricas, várias pesquisas têm sido realizadas a fim de se trazer redundância de medições aliado a um custo-benefício satisfatório. As medições de PMUs (*Phasor Measurement Units*) podem ser utilizadas para monitoramento dos sistemas de distribuição, mas ainda possuem preços considerados altos, dificuldades de alocação, problemas com vandalismo e outros. As  $\mu$ PMUs resolvem de maneira parcial este desafio por possuírem preço menor e uma maior facilidade de alocação, visto que não é extremamente necessário que sejam construídas subestações abrigadas destinadas à sua alocação. Ainda assim, os Medidores Inteligentes (em inglês, *Smart Meter* - SM) auxiliam no fornecimento de maior número de medições neste contexto, de acordo com Oliveira (2016).

Quando são usadas medições fasoriais mescladas com SMs simultaneamente e é desenvolvido um algoritmo que seja capaz de lidar com as diferenças de classes de exatidão e sincronismo de dados, dá-se o nome de Estimacão de Estados Híbrida (EEH). Em essência, todas essas medições estão associadas às imperfeições (erros aleatórios ou ruídos brancos) que dão origem a um erro no resultado de medição, de acordo com De Oliveira *et al.* (2021). Neste contexto, o valor exato e verdadeiro é desconhecido e têm-se medições associadas a um grau de precisão associado à classe de exatidão das mesmas. Com isso, além de estimar grandezas elétricas de tensões complexas e ângulos, o estimador de estados atua como um filtro para reduzir erros aleatórios comuns em processos que envolvam instrumentação.

Consoante ao tratamento de dados redundantes e sujeitos a diversos erros aleatórios, o Estimador de Estados determina o estado da rede elétrica juntamente com um processo de filtragem de erros que permite detectar, identificar e eliminar/suprimir erros grosseiros, até mesmo provenientes de *cyber-attacks*, segundo Long *et al.* (2020); Guo *et al.* (2016). Relacionando a EE à ferramenta convencional do fluxo de potência, este é aplicado de maneira *offline* para planejamento e operação com dados que, em suma, são obtidos de campo após passarem por filtragem de um algoritmo de EE, enquanto aquela é uma ferramenta utilizada para ‘enxergar’ a rede em tempo real.

É necessário, no monitoramento desse setor, que haja um concentrador de dados; medições proveniente de dados históricos, de  $\mu$ PMUs e/ou PMUs, de medidores inteligentes; análise da observabilidade; e processador da topologia. A análise da observabilidade ganha mais destaque com esse ambiente que possui maior probabilidade de ter medições críticas ou pouca redundância, de acordo com Monticelli (2012); Oliveira (2016).

Em Dehghanpour *et al.* (2018), são apontados os desafios para o monitoramento dos sistemas de distribuição que incluem problemas de observabilidade, baixos valores de relação de reatância e resistência ( $x/r$ ), sistemas desequilibrados, problemas de comunicação, problemas de configuração da rede, grande penetração de fontes distribuídas intermitentes (em especial, a minigeração fotovoltaica) e aspectos relacionados à segurança cibernética.

### 1.1.2 Monitoramento dos Sistemas de Transmissão

Paralelamente ao setor de distribuição, o setor da transmissão com os passar dos anos, com a grande necessidade de conexão de novas unidades geradoras, passou pela interligação do sistema, tornando-o topologicamente malhado, de acordo com Monticelli (1983); Tavela (2020). Com isso, aumentou-se a complexidade do sistema e, ao mesmo tempo, trouxe vantagem econômica junto ao aumento da segurança no suprimento das cargas.

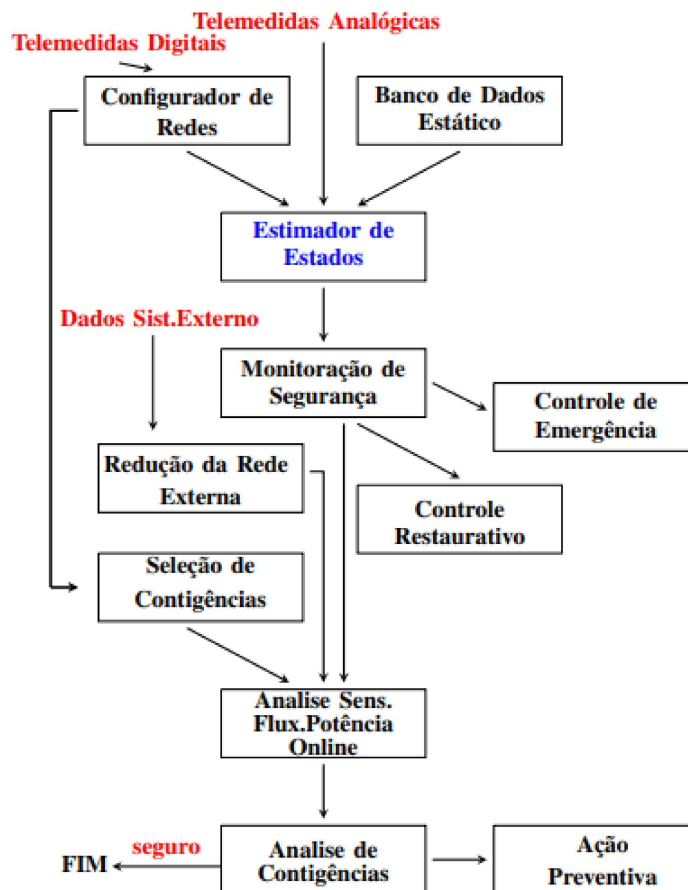
Devido à expressiva penetração de energia eólica, o sistema de potência brasileiro deixou de ser conhecido como predominantemente hidrotérmico, assumindo uma característica hidro-termo-eólica, sendo que a porcentagem de uso dessa fonte já ultrapassa 10% do total da energia produzida na matriz elétrica brasileira, de acordo com Da Costa (2019). Com isso, as incertezas associadas aos sistemas de geração intermitente se somam às outras incertezas já existentes. Como exemplo, incertezas provenientes dos sistemas de instrumentação, trazendo a necessidade de melhorias dos ferramentais de monitoramento para considerar tal fato.

Além disso, problemas comuns continuam a ocorrer a todo instante como perdas de linha de transmissão, de unidades geradoras, de transformadores. Entretanto, o funcionamento do sistema deve ser robusto e, com isso, análises de contingências devem continuar a serem realizadas com primazia nos estudos dos SEPs com o critério n-1 levando em conta todos esses dificultadores, por intermédio da avaliação e efeitos resultantes que

implicam ao sistema com a retirada de elemento a elemento. Ademais, todos os critérios que podem ser previstos, que são advindos de descargas atmosféricas, manutenção de equipamentos e linhas, acidentes de múltiplas torres, faltas, atuação indevida da proteção, violações, tensões infringindo limites, devem continuar sendo bem monitorados, de acordo com Monticelli (1983).

Na Figura 1, são mostradas as ferramentas necessárias e consolidadas para o monitoramento e operação em tempo real de um SEP. Todos os desafios e dificultadores provenientes na operação, tanto do setor de transmissão, bem como do setor de distribuição, passam pela manutenção do Estimador de Estados (EE). Monitorar adequadamente um sistema pode ser considerado como sinônimo de primeiramente estimar o estado operativo da rede com confiança e robustez para depois realizar estudos e análises que visem tomadas de decisão de forma preventiva e preditiva.

Figura 1 – Aplicativos da Operação em tempo real



Fonte: Autor, baseada em Abur & Expósito (2004).

No setor da transmissão, há o configurador de redes elétricas que é responsável por processar medidas digitais (exemplo de *status* de disjuntores) e as transmite ao SCADA (em inglês, *Supervisory Control and Data Acquisition*) e é determinada a topologia da rede (ou seja, o diagrama unifilar do SEP, bem como cômputo da matriz de admitâncias nodais). Realizam-se pré-filtragens nos dados analógicos (valores medidos de magnitudes



de tensão, potência ativa e reativa) no concentrador de dados (banco de dados) e depois são encaminhadas ao Estimador de Estados. Essa pré-filtragem é realizada em alguns dados ruins que são de fácil percepção, como exemplo: magnitudes de tensões negativas, medições com várias ordens de magnitude maiores ou menores do que valores esperados, grandes diferenças entre corrente de entrada e saída em um nó (ou barra) de conexão violando a lei de Kirchhoff, de acordo com Monticelli (1983, 2012).

No Estimador de Estados, há outros dados de entrada, como os parâmetros da rede, provenientes de um banco de dados, e a topologia da rede.

No processo de estimação, há erros aleatórios vinculados à classe de exatidão dos medidores e dos canais de comunicação. Havendo redundância de medições (quantidade de medidores instalados superior ao número de grandezas elétricas a serem estimadas), como de fato há para sistemas de transmissão, é esperado que esses erros sejam eliminados ou filtrados a depender da metodologia empregada, de acordo com Abur & Expósito (2004).

Logo após passar pelo Estimador de Estados, pode-se realizar a avaliação da segurança do sistema a fim de analisar o estado operativo da rede como normal/seguro, normal/alerta, emergência ou restaurativo. Dessa forma, para a segurança do sistema, é necessária a determinação do seu estado operativo a partir das estimativas de magnitudes e ângulos de tensão em cada uma das barras do sistema. Isso só é possível com o estabelecimento de medidores que enviem informações ao SCADA e com as medições emergentes, denominadas PMUs (*Phasor Measurements Units*), de acordo com Monticelli (1983); Abur & Expósito (2004); Melo (2018a).

As medições tradicionais usadas pelo SCADA não são sincronizadas entre si, sendo exemplos valores mensurados de tensão, consumo de energia ativa, reativa, fluxos de potência e medidas digitais (*status* de disjuntores e chaves de subestações). Por intermédio das PMUs, pode-se obter medições fasoriais sincronizadas via GPS (*Global Positioning System*) de tensão, ângulo, valores de corrente a jusante e a montante de barramentos às quais estão conectadas e a frequência fundamental em Hertz, em tempo real. Medições do tipo SCADA e sincronizadas podem ser usadas conjuntamente no Estimador de Estados (EE). Dessa forma, realiza-se a supervisão e a aquisição de dados por meio de *softwares* em muitos barramentos, porém, é utópico realizar a supervisão e aquisição de dados pressupondo medidores instalados em todos os pontos notáveis do sistema, de acordo com Freitas *et al.* (2020); Oliveira (2016).

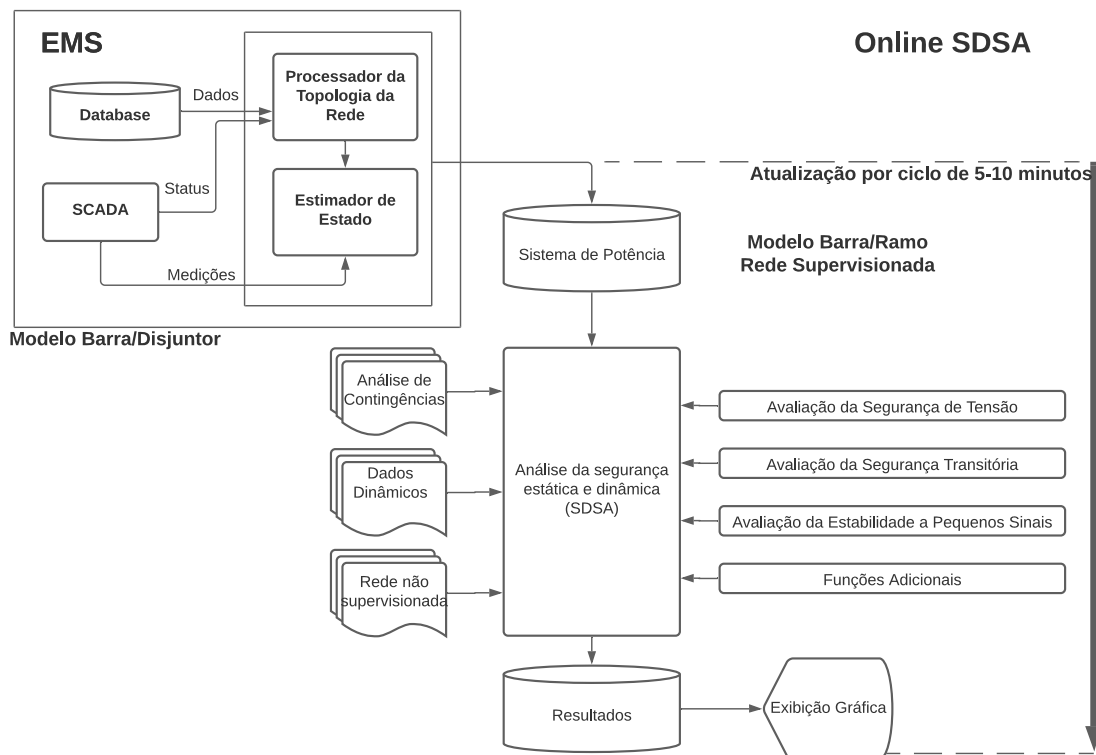
O Estimador de Estados é utilizado pelo Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE), de acordo com Pereira *et al.* (2014). Pelo SAGE, empresas do setor elétrico e o ONS (Operador Nacional do Sistema) controlam e supervisionam o Sistema Interligado Nacional (SIN) possibilitando a operação em tempo real dos sistemas. Além disso, possibilita simular operações usando programas como o ANAREDE, antecipar problemas por intermédio do SCADA usado na rede básica. Com isso, possibilita aperfeiçoar a operação do SIN de acordo com Pereira *et al.* (2014).

Neste contexto, a EE foi estabelecida, primeiramente, a partir do uso das medições

do sistema SCADA. Com o avanço da tecnologia e a criação dos sistemas de GPS, há a possibilidade do uso da EE somente por medições fasoriais (provenientes das PMUs) ou também de forma híbrida (medições provenientes dos dois sistemas: SCADA e PMUs), de acordo com Fantin *et al.* (2015).

As premissas para a estimação de estados no setor de transmissão é que se tenha um concentrador de dados mensurados, medições do tipo SCADA, PMUs, processador da topologia da rede, como mostrado pela Figura 2.

Figura 2 – Controle em Tempo Real dos SEPs



Fonte: Autor.

## 1.2 MOTIVAÇÕES

A motivação deste trabalho é o aumento da complexidade dos SEPs e a necessidade de avaliação da estabilidade de tensão por meio dos resultados obtidos pela EE considerando o cenário de medições emergentes sincronizadas conjuntamente às medições não sincronizadas.

Além disso, há carência da consideração nos estudos e análises de planejamento e operação das incertezas que naturalmente são encontradas em sistemas de monitoramento e instrumentação. Ou seja, na prática, a análise da estabilidade de tensão tem sido realizada por meio da aplicação direta nas equações algébricas do fluxo de potência desconsiderando todas as incertezas advindas de medições e sistemas de monitoramento, o que pode levar a interpretações errôneas e erros em tomadas de ação que comprometem a estabilidade do

SIN.

De maneira geral, tem-se como motivação deste trabalho, também, a necessidade crescente de melhorias da robustez do monitoramento dos SEPs com uso de medições sincronizadas fasorialmente que fornecem insumos ao algoritmo de EE para sistemas de transmissão e de distribuição.

### 1.3 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é avaliar a estabilidade de tensão aplicando a análise modal nos resultados obtidos pela estimação de estados. Além disso, é objetivo também averiguar a robustez do algoritmo proposto para a estimação de fatores de participação a fim de determinar as barras críticas de um sistema (aquelas mais sensíveis à instabilidade).

Ademais, como objetivos específicos, destacam-se:

- (i) Elaboração de um algoritmo de Estimação de Estados Híbrido (EEH) para considerar a incorporação de medições de PMUs e medições não sincronizadas conjuntamente no Estimador de Estados, da mesma forma incorporando as medições de PMUs diretamente na matriz Jacobiana de medições incluindo tensões e correntes fasoriais (magnitudes e ângulo);
- (ii) Elaboração de uma metodologia para detecção, identificação e supressão de erros grosseiros a fim de possibilitar maior robustez ao algoritmo tanto para estimação de fatores de participação identificando as barras críticas;
- (iii) Exploração do Algoritmo Genético para corrigir erros de medição em estimação de estados. O intuito, neste caso, é corrigir erros grosseiros de medições a fim de evitar que os mesmos atrapalhem a análise de segurança do sistema indicando barras críticas de maneira errônea.

### 1.4 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

Este trabalho apresenta como principal contribuição a união do tema estabilidade de tensão e estimação de estados em uma metodologia que visa determinar as barras mais críticas do sistema, baseando-se em resultados de estimativas de variáveis elétricas supondo introdução de erros aleatórios e grosseiros a serem devidamente tratados no processo de estimação.

São apresentados resultados obtidos considerando medições tradicionais do sistema SCADA conciliadas simultaneamente às medições provenientes de PMUs e medidores inteligentes.

Também como contribuição deste trabalho são apresentadas novas metodologias de detecção, identificação e supressão/correção de erros grosseiros considerando a análise da estabilidade de tensão como principal fim de aplicação para sistemas de potência.

A partir da supressão/correção de erros grosseiros usando técnicas de robustez estatística e algoritmo genético, são obtidos resultados mais confiáveis e precisos para as diversas aplicações em um centro de controle, permitindo a efetivação de análises de redes e avaliação da sua segurança, por consequência.

## 1.5 PUBLICAÇÕES DECORRENTES

As principais publicações provenientes do trabalho são:

1. Mingorança, Jeanderson S, Melo, Igor D, Antunes, Matheus P, & de Oliveira, Braulio C.. Avaliação da estabilidade de tensão em sistemas de potência por meio de análise modal e estimação de estados. Congresso Brasileiro de Automática-CBA 2020;
2. Vinicius Diogo; Igor Delgado Melo; Jeanderson Soares Mingorança; Glauber Daniel et al. Avaliação Probabilística da Capacidade de Hospedagem de Geração Distribuída em um Sistema de Distribuição Universitário. Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica. Campinas, Galoá, 2021.
3. (Submetido) Mingorança, Jeanderson S, Melo, Igor D, & dos Santos, A. B. Critical buses identification for voltage stability assessment considering the application of modal analysis and a robust state estimation with bad data suppression. Electrical Engineering 2022.
4. (Submetido) Mingorança, Jeanderson S, Melo, Igor D, Antunes, Matheus P, de Souza, Matheus Alberto & de Oliveira, Braulio C.. Uma nova abordagem para correção de erros grosseiros em estimação de estados utilizando algoritmo genético. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2022;

## 1.6 ESTRUTURAÇÃO

Este capítulo 1 teve caráter introdutório. Buscou-se fornecer uma contextualização geral sobre a estimação de estados em sistemas elétricos, análise de estabilidade de tensão dos SEPs e a preocupação de melhorias das ferramentas de análise para segurança contínua dos SEP. Foi exposta, de maneira introdutória, a necessidade de se atualizar as técnicas e ferramentais tecnológicos, incluindo as medições sincronizadas fasorialmente (PMUs e  $\mu - PMUs$ ), para assim tirar bom proveito das medições de medidores inteligentes a fim de aumentar a redundância de medições em ambientes de sistemas de monitoramento.

No capítulo 2, é realizada a abordagem dos métodos para avaliação da estabilidade de tensão considerando curvas PV e QV, método continuado, fluxo de potência ótimo, a aplicação da análise modal e desenvolvimento de índices que permitam avaliar a segurança de sistemas elétricos.

No capítulo 3, haverá uma abordagem clássica e tradicional da Estimação de Estados considerando a principal técnica empregada do método dos mínimos quadrados

ponderados, os tipos de erros de medição, os tipos de medições e uma revisão bibliográfica da EE nos sistemas elétricos de potência.

No capítulo 4, é apresentada a metodologia proposta para avaliação da estabilidade de tensão por intermédio de um Estimador de Estados Híbrido com uso de medições provenientes de sistema SCADA juntamente às medições sincronizadas fasorialmente considerando ambientes de transmissão com uso do sistema teste IEEE-30 barras. Já para a distribuição é considerado o mesmo algoritmo, porém com planos de medição de  $\mu$ PMUs, medidores inteligentes e diferentes formas de alocá-los para restaurar a observabilidade em diferentes sistemas testes, a citar: sistema IEEE-33 barras e um sistema teste de 23 barras que modela o sistema de distribuição da Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). Logo depois, serão propostas algumas formas de se detectar, identificar e corrigir/suprimir erros grosseiros que possam existir nas medições obtidas.

No capítulo 5, testes e resultados são apresentados, com atenção em casos em que não há erros grosseiros e casos que há erros grosseiros em cenários de fontes renováveis na transmissão e gerações distribuídas na distribuição.

No capítulo 6, como considerações finais, são apresentadas as principais conclusões obtidas deste trabalho e sugestões de trabalhos futuros.

## 2 MÉTODOS PARA AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO

Nesta seção, destaca-se a análise da estabilidade de tensão, a qual objetiva avaliar a margem de carregamento das redes elétricas e determinar o ponto de máximo carregamento (PMC) subsidiando ações para reduzir o risco de colapso de tensão, segundo Kundur *et al.* (1994). Neste âmbito, destaca-se o uso das curvas PV obtidas através do método do Fluxo de Potência Continuado (FPC) que mostram a relação entre o carregamento do sistema (potência ativa) e a magnitude da tensão conforme proposto por Ajjarapu & Christy (1992); e das curvas QV as quais são obtidas considerando compensadores síncronos fictícios inseridos em barras do sistema e que objetivam avaliar o suprimento de potência reativa através da conexão de um gerador síncrono fictício no sistema (Overbye *et al.*, 1994), o uso de fluxo de potência ótimo (Granville, 1994) e análise modal, proposta por Gao *et al.* (1992). Essa última é capaz de indicar barras críticas mais sensíveis ao colapso de tensão por meio da determinação dos fatores de participação.

A estabilidade de tensão é definida como a capacidade de um sistema de potência em manter os valores de tensão dentro de limites aceitáveis para todas as barras do sistema de energia elétrica, tanto em condições normais de operação quanto após a ocorrência de alguma perturbação, segundo Kundur *et al.* (1994); Van Cutsem & Vournas (1998); Abe *et al.* (1982).

A instabilidade de tensão se instaura quando, em pelo menos um barramento do sistema, houver uma queda na tensão de forma progressiva e incontrolável. A principal causa de tal fenômeno reside na incapacidade do sistema em suprir a demanda de potência reativa, segundo Kundur *et al.* (1994, 1993).

A margem de carregamento faz parte das premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos de operação de sistemas elétricos de potência estabelecidos pelo submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do ONS que estabelece critérios mínimos de margem de carregamento para operação de forma segura. Esses critérios são válidos tanto para planejamento quanto para operação em tempo real.

Os principais métodos existentes na literatura para avaliar a estabilidade de tensão são por curvas PV e QV, análise da sensibilidade V-Q e análise modal QV, os quais serão brevemente explicitados neste capítulo.

### 2.1 CURVAS PV

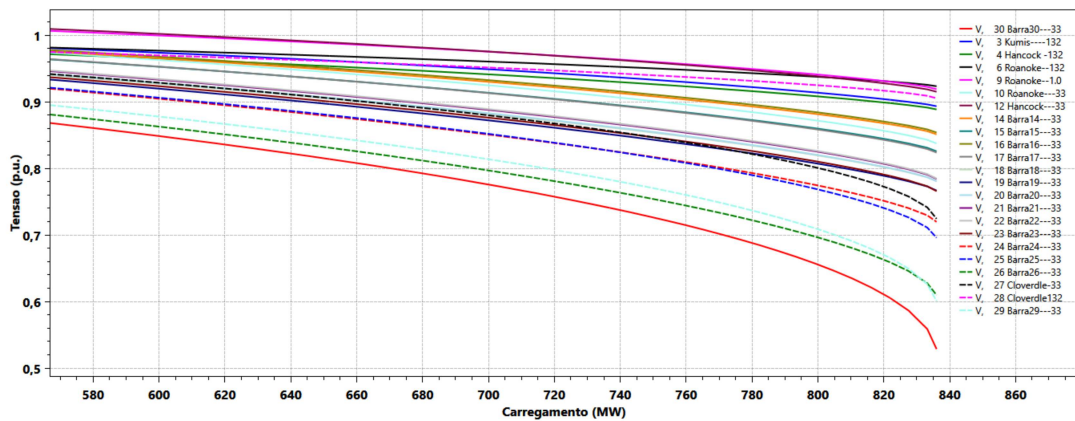
Os métodos que são baseados em análises de curvas PV e QV são práticos e largamente usados por ajudarem a compreender o fenômeno da instabilidade de tensão em estudos de operação e planejamento de sistemas de potência. Elas permitem compreender o comportamento da tensão pressupondo um contínuo aumento da carga. Esse aumento pode ser realizado em áreas e barras selecionadas ou para todo o sistema, de acordo com Reis *et al.* (2005).

A análise da curva PV, especificamente, é realizada para avaliar a estabilidade de

tensão por meio de uma curva que representa a variação do comportamento da tensão mediante ao aumento progressivo do carregamento do sistema, de acordo com Van Cutsem (2000).

Na Figura 3 são mostradas todas as curvas PV, obtidas por meio do programa ANAREDE, de cada uma das barras de carga do sistema teste IEEE-30 barras, como exemplo, de acordo com Al-Roomi (2015).

Figura 3 – Curvas PVs para o sistema IEEE 30 barras



Fonte: Autor.

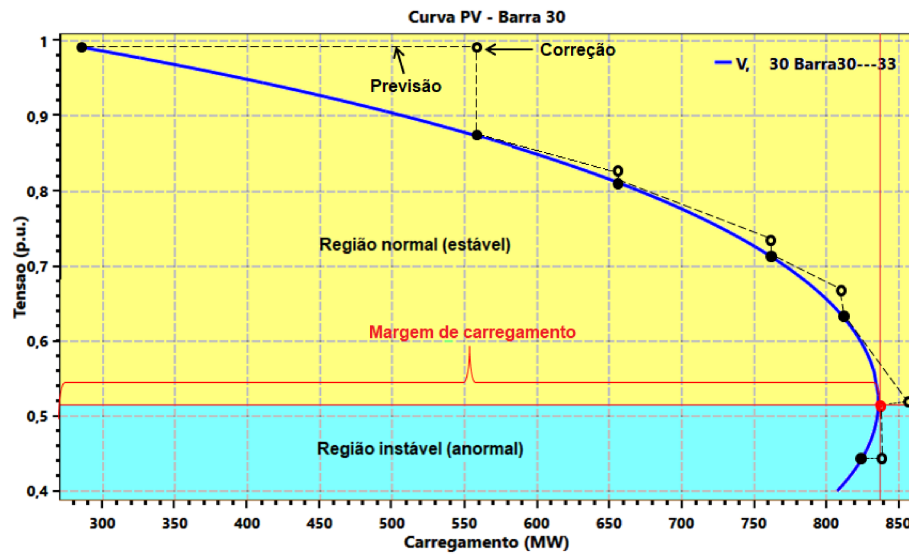
De acordo com Reis *et al.* (2005), as curvas PV são capazes de fornecer, de maneira prática, a margem de estabilidade de tensão para uma determinada barra, entretanto, não fornecem informações diretas do tipo de medida preventiva que pode ser empregada para melhorias das margens do sistema.

## 2.2 MÉTODO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO

O método da continuação, conhecido também como fluxo de potência continuado, é uma ferramenta de regime permanente que usa como base o fluxo de potência para determinar quais seriam os limites operativos de uma determinada rede, por intermédio do cálculo de uma margem de carregamento.

Trata-se de uma técnica formalizada para obter a curva PV de maneira completa, como a mostrada na Figura 4. Portanto, a região superior da curva é conhecida como região estável ou região normal de operação e é esperado que o sistema sempre opera dentro dessa região, e a parte inferior, a região instável ou região anormal, trata-se de uma região completamente inesperada e de efeitos totalmente contrários aos projetos realizados nos sistemas de potência uma vez que a relação entre aumento de carga e tensão são inversos àquela notada na parte superior da curva.

Figura 4 – Exemplo de curva PV por fluxo de potência continuado



Fonte: Autor.

No projeto dos sistemas de energia, a operação é estabelecida para a região normal com uma margem de carregamento e verifica-se que, com o aumento do carregamento, há uma redução da tensão.

Importante ressaltar, pela Figura 4, que o fato de o sistema operar na região anormal é o mesmo que dizer que o sistema está funcionando de forma inversa ao que é esperado e projetado: com um aumento de carga, a tensão aumenta, neste caso.

Assumindo potência constante, a matriz Jacobiana no ponto de máximo carregamento é singular, portanto, não é possível resolver o fluxo de potência neste ponto. Além disso, próximo ao PMC a matriz Jacobiana é mal condicionada sendo extremamente sensível às variações de carga e tensão. Assim, grandes variações nos dados de entrada do fluxo de potência causam grandes variações na saída e isso ocasiona a perda da eficiência numérica do método de Newton-Raphson passando a ocorrer problemas de convergência e impossibilitando a plotagem da curva PV nesses pontos. É neste contexto que surge a necessidade de um método formalizado e que foi proposto por Ajjarapu & Christy (1992). Tal técnica ficou conhecida como fluxo de potência continuado.

Para a formalização do fluxo de potência continuado, é preciso considerar o equacionamento da técnica de fluxo de potência, (Monticelli, 1983), e descrito pela Equação (2.1) em que os resíduos de potência ativa ( $\Delta P_k$ ) e reativa ( $\Delta Q_k$ ) são determinados pela diferença entre os respectivos valores especificados e calculados em função das variáveis (magnitudes e ângulos de tensão):

$$\begin{cases} \Delta P_k = P_k^{esp} - P_k(V, \theta) = 0 \\ \Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k(V, \theta) = 0 \end{cases} \quad (2.1)$$

As equações de solução do fluxo de potência podem ser escritas pela Equações (2.2),



segundo Monticelli (1983) em que barras PQ são consideradas barras de carga e barras PV são consideradas barras de geração.

$$\begin{cases} P_k^{esp} - V_k \cdot \sum_{m \in \kappa} V_m \cdot (G_{km} \cdot \cos(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km})) = 0 & (\text{para barras PQ e PV}) \\ Q_k^{esp} - V_k \cdot \sum_{m \in \kappa} (V_m \cdot G_{km} \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cdot \cos(\theta_{km})) = 0 & (\text{para barras PQ}) \end{cases} \quad (2.2)$$

A solução se dá mediante uso de Newton-Raphson, sendo a resposta do fluxo de potência obtida através de consecutivas iterações.

Como a matriz Jacobiana do fluxo de potência é singular no PMC (Monticelli, 1983), é preciso um método de estimativa (ou previsão) e correção que contorne o problema e permita plotar a curva PV.

O principal objetivo do método da continuação é a determinação da margem de carregamento aceitável para que não haja problemas de estabilidade.

O método é dividido em etapas: fase de estimativa e fase de correção.

O método da continuação é representado pela variação de um único parâmetro, que pode ser chamado de  $\lambda$ , de maneira mais simplificada. A forma mais generalista do método é mostrada pela Equação (2.3) e pela Equação (2.4) em que  $P_{D_k}$  e  $Q_{D_k}$  representam potência ativa e reativa, respectivamente, na barra  $k$  no caso base,  $\gamma_k$  é o fator de variação da carga na barra  $k$ ,  $S_k$  é o valor arbitrário de potência aparente (MVA) usado como referência para o escalonamento do parâmetro  $\lambda$ . As potências são calculadas em função de um valor nominal com variação mediada pelos parâmetros  $\lambda$  e  $\gamma$ , e pelo fator de potência ( $\cos\psi_k$ ). Ao se alternar a variação de crescimento entre  $\lambda$  e  $\gamma$ , as barras podem ter aumento do carregamento de forma diferente, como exemplo: uma barra cresce o carregamento a taxa de 5% e a outra a 1%, ou seja, um aumento da potência demandada com fator de potência diferente de um.

$$P_{D_k} = P_{D_k}^0 + \lambda \cdot (\gamma_k \cdot S_k \cdot \cos\psi_k) \quad (2.3)$$

$$Q_{D_k} = Q_{D_k}^0 + \lambda \cdot (\gamma_k \cdot S_k \cdot \text{sen}\psi_k) \quad (2.4)$$

Na prática, é adotada uma forma simplificada das expressões mostradas pelas Equações (2.3) e (2.4), supondo um crescimento uniforme da carga e com fator de potência constante, dado pelas Equações (2.5) e (2.6)

$$P_{D_k} = P_{D_k}^0 \cdot (1 + \lambda) \quad (2.5)$$

$$Q_{D_k} = Q_{D_k}^0 \cdot (1 + \lambda) \quad (2.6)$$

Porém, em SEPs, qualquer desbalanço entre a carga e a geração é absorvido por uma barra chamada de barra *swing* (ou de referência) do sistema, ou seja, ao crescer a carga do sistema só o gerador da barra  $V - \theta$  vai assumir qualquer desbalanço entre carga

e geração, o que não ocorre na prática. Assim sendo, para acompanhar o crescimento da carga, a geração de potência ativa também deve ser ajustada de acordo com o fator de variação de potência ativa, para acompanhar o crescimento da carga, como escrito pela Equação (2.7) em que  $P_{G_k}^0$  é a geração de potência ativa na barra k no caso base;  $\beta_k$  é o fator de variação da geração de potência ativa.

$$P_{G_k} = P_{G_k}^0 \cdot (1 + \lambda \cdot \beta_k) \quad (2.7)$$

A Equação (2.7) pode ser interpretada da seguinte forma: dado o crescimento da carga por  $\lambda$ , há também um crescimento da geração dado por  $\beta_k$  para a barra k e com o parâmetro  $\beta$ . Supondo um crescimento de carga, pode-se fazer com que os geradores absorvam parcelas do que foi considerado como aumento da carga (cada gerador k absorve parcela de geração necessária para atendimento da carga). Além disso, o  $\beta$  permite aos engenheiros de sistemas de potência simularem condições reais de redespacho do sistema, ou seja, busca-se reproduzir o que o operador faria na prática dado o aumento de carga, por exemplo. Isso faz com que a ferramenta se aproxime mais do que acontece realmente.

A partir do equacionamento do fluxo de potência convencional, dado pelas Equações (2.8) com  $P_{G_k}$  e  $Q_{G_k}$ ,  $P_{D_k}$  e  $Q_{D_k}$ , pode-se chegar à formulação do método continuado dado pelas Equações (2.9).

$$\begin{cases} P_{G_k} - P_{D_k} - V_k \cdot \sum_{m \in \kappa} V_m \cdot (G_{km} \cdot \cos(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km})) = 0 \\ Q_{G_k} - Q_{D_k} - V_k \cdot \sum_{m \in \kappa} V_m \cdot (G_{km} \cdot \cos(\theta_{km}) - B_{km} \cdot \cos(\theta_{km})) = 0 \end{cases} \quad (2.8)$$

$$\begin{cases} P_{G_k}^0 \cdot (1 + \lambda \cdot \beta_k) - P_{D_k}^0 \cdot (1 + \lambda) - V_k \cdot \sum_{m \in \kappa} V_m \cdot (G_{km} \cdot \cos(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km})) = 0 \\ Q_{G_k} - Q_{D_k}^0 \cdot (1 + \lambda) - V_k \cdot \sum_{m \in \kappa} V_m \cdot (G_{km} \cdot \cos(\theta_{km}) - B_{km} \cdot \cos(\theta_{km})) = 0 \end{cases} \quad (2.9)$$

As equações anteriores são obtidas de um ponto de operação, tão logo, tem-se a Equação (2.10).

$$g(\mathbf{x}) = 0 \quad (2.10)$$

Em que  $\mathbf{x}$  é dado pela Equação (2.11).

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \underline{\theta} \\ \underline{V} \\ \lambda \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

É adotado a variável  $\lambda$  e tomado uma variação de 0 até  $\lambda_{\text{critico}}$  (ou seja,  $0 \leq \lambda \leq \lambda_{\text{critico}}$ ).

No caso em que  $\lambda = 0$ , essas equações se reduzem às equações usuais do fluxo de potência. Agora, passa a existir um  $\lambda_{\text{critico}}$  que é associado ao PMC.

O objetivo é obter o  $\lambda_{\text{critico}}$ , determinando assim o PMC e a margem de carregamento. Portanto, o método de Newton-Raphson é aplicado na Equação (2.9).

Na etapa de previsão (estimativa) do método continuado, a partir da solução do caso base, uma previsão da próxima solução pode ser obtida caminhando-se um certo passo na direção da curva, como modelado pela Equação (2.12)

$$g(\mathbf{x}) = \frac{\partial g(\mathbf{x})}{\partial \boldsymbol{\theta}} \cdot \Delta \boldsymbol{\theta} + \frac{\partial g(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{V}} \cdot \Delta \mathbf{V} + \frac{\partial g(\mathbf{x})}{\partial \lambda} \cdot \Delta \lambda = 0 \quad (2.12)$$

Pela Equação (2.12), tem-se uma linearização em torno do ponto de operação. A equação acima pode ser rescrita, portanto como a Equação (2.13).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta \mathbf{y} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} & \left. \frac{\partial P}{\partial \lambda} \right| \\ J_{Q\theta} & J_{QV} & \left. \frac{\partial Q}{\partial \lambda} \right| \\ \frac{\partial \mathbf{y}}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{y}}{\partial \mathbf{V}} & \left. \frac{\partial \mathbf{y}}{\partial \lambda} \right| \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V} \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Com a equação acima fica demonstrada a etapa de previsão. O sistema de equações anterior tem uma incógnita a mais que o número de equações. Para resolver este problema, é necessário que uma das incógnitas tenha seu valor especificado: esta variável recebe o nome de parâmetro da continuação. Em um primeiro momento, o parâmetro da continuação considera que se deseja crescer a carga.

Para fazer o crescimento da carga, faz-se o carregamento como parâmetro da continuação, como mostrado pela abaixo pela Equação (2.14).

$$\begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} & \left. \frac{\partial P}{\partial \lambda} \right| \\ J_{Q\theta} & J_{QV} & \left. \frac{\partial Q}{\partial \lambda} \right| \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V} \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \\ \mathit{passo} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Em que  $\Delta \lambda = \lambda - \lambda_0$  é a quantidade em que a carga crescerá.

Observe que é tratada como a solução de uma iteração, e não a solução do fluxo de potência, ou seja, será calculada a estimativa de  $\Delta \boldsymbol{\theta}$ ,  $\Delta \mathbf{V}$  e  $\Delta \lambda$  resolvendo uma iteração, apenas. Observe que é feito que  $\Delta \lambda \cdot \mathbf{1} = \mathit{passo}$  em que é feito o crescimento da carga quando usado o parâmetro da continuação sendo o parâmetro da carga.

Também pode ser feito o parâmetro da continuação como sendo a tensão como dado pela Equação (2.15).

$$\begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} & \left. \frac{\partial P}{\partial \lambda} \right| \\ J_{Q\theta} & J_{QV} & \left. \frac{\partial Q}{\partial \lambda} \right| \\ \mathbf{0} & \mathbf{1} & \mathbf{0} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V} \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \\ \mathit{passo} \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Em que é feito que  $\Delta \mathbf{V} = \mathit{passo}$ .

Na curva PV, há o crescimento da carga por intermédio de um fator  $\lambda$  com o objetivo de plotar o PMC, as regiões mal-condicionadas e a parte inferior da curva. É iniciado com um fluxo de potência de caso base de  $P^0$ : esse é um vetor tangente da etapa da previsão que é a interpretação do sistema linear dado. Na etapa de correção faz com que se volte para a curva. Esta etapa de correção é usada como ponto inicial do Newton-Raphson. No PMC, para etapa de previsão e correção não haveria solução, ou

seja, deve-se caminhar no sentido contrário: neste caso, o valor da tensão é fixado e o  $\lambda$  é recuado para cálculo do  $\lambda_{critico}$ . Isso mostra a importância da aplicação da variação do parâmetro da continuação.

Por este motivo, o parâmetro da continuação deve ser escolhido de maneira que tenha a maior taxa de variação até próximo ao PMC. Ou seja, se se encontra em regiões em que grandes variações de  $\lambda$  provocam pequenas variações de tensão, deve-se permanecer com parâmetro da continuação sendo o crescimento da carga. Quando se aproxima do ponto de máximo crescimento, o contrário ocorre: pequenas variações de  $\lambda$  (da carga) causam grandes variações de tensão. Neste ponto, deve-se mudar o parâmetro da continuação para  $\Delta V =$  passo para se realizar a plotagem da extremidade da curva PV.

Dois situações devem ser observadas:

- (i) Próximo ao caso base (carga normal): variações relativamente grandes na carga do sistema causam pequenas variações nas componentes  $\underline{\theta}$  e  $\underline{V}$ . Neste caso,  $\lambda$  deve ser escolhido como parâmetro de continuação;
- (ii) Próximo ao ponto crítico (carga pesada): pequenas variações na carga causam grandes variações em algumas componentes de  $\underline{\theta}$  e  $\underline{V}$ . Neste caso, a componente de  $\underline{\theta}$  e  $\underline{V}$  com maior taxa de variação deve ser escolhida como parâmetro de continuação.

A parte de estimativa não representa um fluxo de potência convergido, é por isso que é a solução de um sistema linear apenas, considerando aspectos em que deseja aumentar o  $\lambda$  ou a tensão, e o passo deve ser adequado de acordo com a implementação. A partir de então, tem-se um valor de  $\theta$  e  $V$  que não corresponde à solução do fluxo de potência e atualiza-se o valor de  $\theta$ ,  $V$  e  $\lambda$  que não corresponde, de forma alguma, à solução do fluxo de potência. Porém, a correção, sim, corresponde à solução do fluxo de potência.

Uma vez calculado o vetor tangente, a previsão (estimativa da solução) é calculada pela Equação (2.16)

$$\begin{bmatrix} \underline{\theta}^{(p+1)} \\ \underline{V}^{(p+1)} \\ \lambda^{(p+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\theta}^p \\ \underline{V}^p \\ \lambda^p \end{bmatrix} + \sigma \cdot \begin{bmatrix} \Delta \underline{\theta}^p \\ \Delta \underline{V}^p \\ \Delta \lambda^p \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Em que  $\sigma$  define o passo a ser dado na direção do vetor tangente;  $p$  é o contador de iterações do processo da continuação.

A escolha de  $\sigma$  afeta bastante o desempenho do método, pois: se for pequeno, o número de passos necessários para se alcançar a solução desejada é muito grande e, conseqüentemente, o tempo computacional é elevado (grande esforço computacional); se for muito grande, a etapa de correção pode não convergir (processo é rápido correndo risco de não convergir).

Na etapa de correção, o sistema de equações é aumentado de uma equação que define o valor da variável escolhida como parâmetro da continuação na etapa de previsão,

ou seja, os valores de  $\theta$  e de  $\mathbf{V}$ , que resulta da previsão, são usados como condição inicial na etapa de correção, como estimativa inicial para os ângulos.

O valor atribuído a essa variável é igual ao valor previsto. O novo conjunto de equacionamento é dado pela Equação (2.17).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{g}(\theta, \mathbf{V}, \lambda) \\ \mathbf{x}_k - \boldsymbol{\eta} \end{bmatrix} = \mathbf{0} \quad (2.17)$$

Em que  $k$  é o índice da variável escolhida de continuação;  $\boldsymbol{\eta}$  é o valor calculado para esta variável na etapa de previsão.

A equação que é adicionada depende do que é usado como parâmetro da continuação ( $\mathbf{x}_k - \boldsymbol{\eta}$ ). O sistema é resolvido pelo método de Newton-Raphson e se o parâmetro da continuação usado é o valor de  $\lambda$ , tem-se a Equação (2.18).

$$\lambda - \lambda^{esp} = 0 \quad (2.18)$$

Em que  $\boldsymbol{\eta} = \lambda^{esp}$  e o  $\lambda^{esp}$  é o resultado obtido na etapa de previsão (ou estimativa).

Caso seja utilizada a tensão como parâmetro da continuação, a tensão  $\mathbf{V} - \mathbf{V}^{esp} = 0$ , em que  $V^{esp}$  é o valor usado na etapa da previsão (ou estimativa) e agora o  $\boldsymbol{\eta} = \mathbf{V}^{esp}$  é usado na etapa da estimativa.

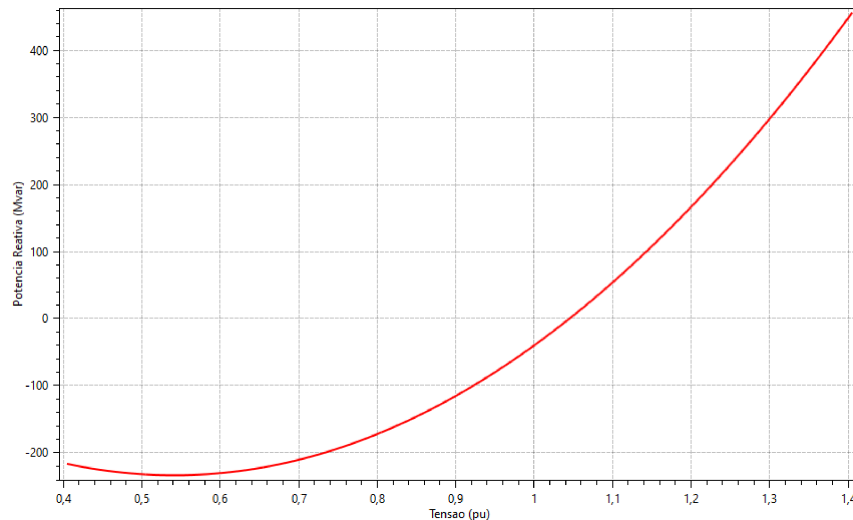
### 2.3 CURVAS QV

Segundo Reis *et al.* (2005), a análise por comparação entre tensão em dado barramento e a quantidade de potência reativa injetada pode ser observada por intermédio da análise de curvas QV.

Assim como as curvas PV, as curvas QV são obtidas por emprego de vários fluxos de potência assumindo a alocação de um gerador síncrono fictício em um barra de carga. Essa avaliação é de fundamental importância, visto que a segurança de tensão está totalmente relacionada com a análise do suporte de potência reativa Taylor (1994); Van Cutsem & Vournas (1998).

Na Figura 5 é mostrado um exemplo de curva QV extraído com uso do sistema IEEE 30 barras, de acordo com Al-Roomi (2015), por meio do ANAREDE. O ponto que garante que a derivada  $\frac{dQ}{dV}$  seja nula (ou ponto crítico) dessa curva, dita o limite da estabilidade de tensão e é o valor mínimo de potência reativa que garante a estabilidade do sistema Kundur *et al.* (1994). Assim, a região normal (ou região estável de operação) fica localizada à direita da reta que corta o ponto crítico. Em contrapartida, a região anormal (ou região instável) de operação fica localizada à esquerda da reta vertical que corta o ponto crítico Taylor (1994).

Figura 5 – Exemplo de curva QV extraída do sistema IEEE 30 barras



Fonte: Autor.

Bem como pelas curvas P-V, por meio das curvas Q-V é possível se inferirem operações na região normal (região estável) ou região anormal (região instável). Como exemplo, tomando o valor da derivada  $\frac{\partial Q}{\partial V}$  para análise, toda a parte de suporte de potência reativa supõe que este valor de  $\frac{\partial Q}{\partial V}$  será uma constante positiva, assim: quando se injeta potência reativa na barra a tensão sobe e, de forma inversa, quando se retira potência reativa da barra, a tensão desce. Entretanto, esse comportamento não é válido para região anormal de operação, já que o valor da derivada  $\frac{\partial Q}{\partial V}$  é negativo e o que ocorre é exatamente o inverso: ao se injetar potência reativa em uma barra a tensão desce e ao se drenar potência reativa de uma barra a tensão sobe, caracterizando a operação na região instável.

Entretanto, todo dispositivo de operação é baseado na premissa de que o  $\frac{\partial Q}{\partial V}$  é positivo. Logo, se o sistema operar na parte de baixo da curva (região anormal ou instável), esses equipamentos automáticos, que são usados para ajudar o sistema de potência, passam a prejudicá-lo. Esse fenômeno caracteriza a instabilidade de tensão, visto que leva ao colapso de tensão e a blecautes.

As curvas P-V e Q-V são métodos utilizados para avaliar a estabilidade de tensão tomando a premissa de avaliação por barramentos individuais. A fim de exemplo, a barra mais crítica é aquela que atinge o menor valor de tensão no ponto de máximo carregamento (PMC) quando avaliadas todas as barras P-V no mesmo plano. Ou seja, esse menor valor de tensão no PMC pode ser identificado traçando todas as curvas P-V e realizando um comparativo visual de todas as curvas no mesmo plano, e isso não é o mais adequado.

Além disso, por se basearem em avaliações de barramentos específicos, há uma maior dificuldade na identificação de regiões críticas para sistemas de maiores dimensões.

Portanto, um dos métodos formalizados para identificação de regiões críticas (ou das barras mais críticas) é pela técnica conhecida por análise modal, que é detalhada mais à frente dessa dissertação.

## 2.4 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO (FPO)

O Fluxo de Potência Ótimo (FPO) foi proposto pela primeira vez por Carpentier (1962) e sua finalidade é o estabelecimento dos controles e a determinação do estado operativo de um SEP que minimiza (ou maximiza) o valor de uma determinada função objetivo sujeita às restrições físicas e operacionais impostas ao problema. Ou seja, no método continuado testa-se até que ponto o sistema suporta, já no fluxo de potência ótimo são impostas restrições de desigualdade (relacionadas a limites operacionais e especificados por normativas) e igualdade (referentes às equações algébricas do fluxo de potência ou variáveis controladas em um valor fixo constante).

Para o fluxo de potência ótimo, define-se o ponto de operação especificado com uma função objetivo e um conjunto de restrições de igualdade e desigualdade para que então seja encontrado um estado operativo calculado.

Segundo Godoi (2020), o FPO é dito como um problema restrito de otimização que é não linear, não convexo, com variáveis contínuas e discretas, e de grande porte. A maneira genérica do FPO pode ser dada pela Equação (2.19).

$$\begin{aligned}
 & \min f(\mathbf{x}) \\
 & \text{sujeito a:} \\
 & \mathbf{g}(\mathbf{x}) = 0 \\
 & \mathbf{h}(\mathbf{x}) \leq 0
 \end{aligned} \tag{2.19}$$

Em que  $\mathbf{x}$  representa o vetor de variáveis do problema modelado,  $f(\mathbf{x})$  é chamada de função objetivo que será minimizada (ou maximizada),  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$  são restrições de desigualdade e  $\mathbf{g}(\mathbf{x})$  são as igualdade.

Nos SEPs, o FPO pode ser empregado para minimização de perdas ativas em todos os ramos da rede, minimização de custos de geração de potência ativa, minimização de cortes de carga, minimização de custos operacionais, maximização de carregamento Hasan & El-Hawary (2014).

Devido às diversas não-linearidades, a solução do problema do FPO é realizada por ferramentas, tais como: método de pontos interiores (MPI), programação quadrática sequencial, método do gradiente reduzido, segundo Teixeira (2021), Teixeira *et al.* (2020) e Medina *et al.* (2020).

## 2.5 ANÁLISE MODAL

Com a avaliação da estabilidade de tensão permite-se, principalmente, inferir a margem de carregamento do sistema para determinar ações para aumentá-la. Essa margem do sistema é a medida de quão próximo o ponto de operação se encontra do ponto de colapso de tensão.

Os dois métodos (curvas PV e QV) explicitados anteriormente, não são apropriados para identificar a(s) barra(s) mais crítica(s). Em virtude disso, pode-se utilizar a análise

modal.

A análise modal é extensivamente usada em análise de sistemas de potência, no qual se constitui em uma das principais ferramentas de estudo de amortecimento e controle de oscilações eletromecânicas frente às pequenas perturbações; ressonância subsíncrona; comportamento harmônico (Véliz, 2005); e análise da segurança de tensão a partir da matriz de sensibilidade QV (Silva *et al.*, 2006).

Por meio da análise da segurança de tensão a partir da matriz de sensibilidade QV (matriz reduzida da matriz Jacobiana), busca-se reduzir a matriz Jacobiana para obter sensibilidades de Q em relação a V.

De forma geral, a decomposição de matrizes em autovalores e autovetores à direita e à esquerda permite estudo mais localizado do comportamento do sistema. Isso possibilita identificar o problema e suas causas por meio do desacoplamento e análise isolada de seus componentes principais, denominados *modos*. Ou seja, quando se tem a matriz Jacobiana, ao invés de se olhar diretamente para o determinante ou para seu fator de condicionamento, que já permite a análise de quão próximo ela está de se tornar singular, é necessário decompor essa matriz Jacobiana em três submatrizes, que são matrizes contendo seus autovalores; matrizes contendo seus autovetores à direita e à esquerda; matrizes com fatores de participação resultante das duas anteriores.

Cada *modo* pode ser estudado de maneira separada. Com isso, consegue-se analisar o SEP no domínio modal. Ou seja, passa-se do regime da modelagem em frequência/tempo (regime permanente) para o domínio modal.

Os autovalores de uma matriz são definidos como sendo os valores que satisfazem a solução não trivial ( $\phi \neq \mathbf{0}$ ) da Equação (2.20):

$$\mathbf{A} \cdot \phi = \lambda \cdot \phi \quad (2.20)$$

Em que  $\mathbf{A}$  é uma matriz de dimensão  $n \times n$  e  $\phi \neq \mathbf{0}$  é um vetor de dimensão  $n \times 1$ .

Os  $n$  autovalores  $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$  da matriz  $\mathbf{A}$  podem ser calculados por meio da solução das raízes do seu polinômio característico, que é definido pela Equação (2.21):

$$\det(\mathbf{A} - \lambda \mathbf{I}) = 0 \quad (2.21)$$

Os autovalores são capazes de resumir as características e propriedades essenciais da matriz e do sistema. Buscar esses autovalores é o mesmo que buscar sintetizar propriedades da matriz e do sistema para melhor interpretação

Os autovalores obtidos a partir do polinômio característico podem ser reais ou complexos. Caso a matriz seja real, os autovalores complexos sempre são em pares complexos conjugados. Por outro lado, caso a matriz seja real e simétrica, todos os autovalores e autovetores serão reais.

Para qualquer  $\lambda_i$ , o vetor coluna  $\phi_i$  que satisfaz a equação anterior é definido como sendo o autovetor à direita da matriz  $\mathbf{A}$  associado com o autovalor  $\lambda_i$ . A Jacobiana em sistemas elétricos é real e simétrica, todos os autovalores e autovetores são reais.



Genericamente, define-se a matriz  $\phi$ , formada pelo conjunto de autovetores à direita da matriz  $A$ . Ou seja, caso seja multiplicado a matriz  $A$  e dos autovalores à direita obtém-se uma igualdade como dada pela Equação (2.22).

$$A \cdot \phi_i = \lambda_i \cdot \phi_i \quad (2.22)$$

Logo, à medida que se determinam os autovalores, consegue-se também determinar os autovetores. Igualmente, podem-se calcular os autovetores à esquerda, ou seja, aqueles vetores que, caso se multiplique pela esquerda da matriz  $A$ , também se consegue satisfazer a equação anterior.

O vetor  $\phi_i$  dado da (Equação 2.22) pode ser reescrito pelas Equações (2.23) e (2.24).

$$\phi = [\phi_1 \quad \phi_2 \quad \phi_3 \quad \dots \quad \phi_n] \quad (2.23)$$

$$\phi_i = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \\ \phi_{2i} \\ \phi_{3i} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

Os autovalores e autovetores descrevem características intrínsecas, portanto, são capazes de formar uma base de descrição e são, portanto, linearmente independentes.

De forma análoga à definição de autovetor à direita, o vetor  $\psi$  linha de dimensão  $1 \times n$  que satisfaz a Equação (2.25) é definido como sendo o autovetor à esquerda, associado com o autovalor  $\lambda_i$  de uma outra base canônica do sistema.

$$\psi \cdot A = \psi \cdot \lambda_i \quad (2.25)$$

Como são bases diferentes, pode-se averiguar a ortogonalidade dos vetores  $\psi$  e  $\phi$  e é obtido valor nulo, portanto, são linearmente independentes, como dado pela Equação (2.26).

$$\psi_i \cdot \phi_i = 0 \quad (2.26)$$

Da mesma forma, para os autovetores associados a um mesmo autovalor, tem-se a Equação (2.27).

$$\psi_i \cdot \phi_i = C_i \quad (2.27)$$

Em que  $C_i$  é uma constante diferente de zero, real ou complexa.

É notado que sempre é possível normalizar convenientemente os autovetores à esquerda e à direita de forma a se obter Equação (2.28).

$$\psi_i \cdot \phi_i = 1 \quad (2.28)$$

É possível tratar uma matriz Jacobiana e decompô-la em vários autovalores. Essa matriz de autovalores pode ser definida como  $\Lambda$  de dimensão  $n \times n$  que é diagonal, e seus elementos

são os  $n$  autovalores, como dado pela Equação (2.29).

$$\mathbf{\Lambda} = \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \lambda_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \lambda_n \end{bmatrix} \quad (2.29)$$

As relações da Equação (2.30) são válidas.

$$\begin{cases} \mathbf{A} \cdot \boldsymbol{\phi} = \boldsymbol{\phi} \cdot \mathbf{\Lambda} \\ \boldsymbol{\psi} \cdot \boldsymbol{\phi} = \mathbf{I} \\ \boldsymbol{\psi} = \boldsymbol{\phi}^{-1} \end{cases} \quad (2.30)$$

Ao se manipular as equações, obtém-se uma relação entre a matriz  $\boldsymbol{\phi}$ , a matriz  $\mathbf{A}$  e a matriz diagonal  $\mathbf{\Lambda}$ . Dessa forma, tem-se a Equação (2.31).

$$\boldsymbol{\phi}^{-1} \cdot \mathbf{A} \cdot \boldsymbol{\phi} = \mathbf{\Lambda} \quad (2.31)$$

Um sistema de potência com determinada matriz  $Y_{barra}$  possuirá a mesma quantidade de autovalores que a dimensão dessa matriz de admitância.

De forma análoga ao uso do artifício numérico conhecido como “*Big Number*”, pode-se retirar um subsistema ou uma barra que não seja de interesse, retirando-se uma linha e uma coluna em que não se deseja de uma matriz Jacobiana. O *mode-shape* ou fator de observabilidade é entendido como a visualização gráfica do diagrama formado pela amplitude e fase do elemento  $\phi_{ki}$  da matriz de autovetores à direita, relacionado a um *modo*  $i$ , quando é analisado um mesmo tipo de variável de saída (por exemplo, a velocidade angular, tensão, tap de transformadores, etc.).

Outra definição importante é de fatores de participação, dado pela Equação (2.32). Esses fatores de participação representam uma das soluções a partir do cálculo de uma matriz definida  $\mathbf{P}$ . Essa matriz combina as informações contidas nos autovetores à esquerda e à direita como uma maneira de se obter a relação entre autovalores e variáveis de estado do problema. O objetivo é mensurar a participação de um determinado estado  $k$  em um dado *modo*  $i$ .

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} p_1 & p_2 & \dots & p_n \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

Esses fatores de participação são resultados dos produtos dos autovetores  $\phi_i$  e  $\psi_i$  ponto a ponto, o que permite encontrar diversas constantes. Matematicamente, essas constantes (ou fatores de participação) dizem como cada *modo* influencia no sistema. É mostrado o cálculo dos fatores de participação pela Equação (2.33).

$$\mathbf{p}_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \cdot \psi_{i1} \\ \phi_{2i} \cdot \psi_{i2} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \cdot \psi_{in} \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

Por exemplo, em um sistema de 30 barras é possível encontrar fatores de participação de cada uma dessas barras, ou seja, consegue-se calcular os fatores de participação para análise de estabilidade de tensão e é dessa forma que se obtêm as informações de qual barra (ou região) de um sistema elétrico de potência é a mais crítica e pode levar primeiro o sistema ao colapso. Assim, separam-se as barras do sistema em ordens de criticidade, desde a mais crítica para a menos crítica.

Enfim, o método da análise modal fornece uma sensibilidade entre  $\Delta V$  e  $\Delta Q$ . A matriz de sensibilidade é decomposta em autovetores à esquerda e à direita e autovalor associado para se poder obter sensibilidade entre V e Q.

$$[\Delta V] = \left[ \sum_{i=1}^n \frac{\psi_i \cdot \phi_i}{\lambda_i} \right] \cdot [\Delta Q] \quad (2.34)$$

De forma resumida, é possível obter uma matriz Jacobiana reduzida e buscar sensibilidades calculando fatores de participação.

A partir de uma análise em um plano complexo, observa-se com clareza a influência dos autovalores e possibilita-se dizer se o *modo* de oscilação é estável ou instável. Normalmente, autovalores encontrados no semi-plano direito já são suficientes para indicar a instabilidade de um sistema tratado.

Para um sistema de potência, quando somente há autovalores no semi-plano esquerdo, indica a operação ocorrendo em algum ponto da região normal das curvas PV que indica respostas estáveis, todavia na parte inferior das curvas PV refletem a existência de autovalores no semi-plano direito, têm-se as soluções instáveis.

Como se trabalha com a matriz Jacobiana invertida, autovalores positivos dessa vão indicar estabilidade e autovalores negativos indicarão instabilidade.

Na parte de cima da curva PV todos os autovalores são positivos, já na parte inferior da curva PV ao menos um dos autovalores deve ser negativo para indicar a instabilidade.

Dessa forma, pode-se mapear a estabilidade de tensão do sistema ao se observar os autovalores de um sistema de potência. Quando o sistema é estável, além de todos os autovalores serem positivos, eles possuem elevados valores de autovalores. Na medida em que há aumento do carregamento do sistema, os autovalores vão reduzindo em valor e aquele que atingir primeiro o valor nulo indica qual o **modo** crítico do sistema.

No fluxo de potência, a análise é feita tomando como base o sistema da Equação (2.35).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.35)$$

Em que:

- $\Delta P$ : representa uma mudança incremental de potência ativa na barra;
- $\Delta Q$ : representa uma mudança incremental de injeção de potência reativa na barra;
- $\Delta \theta$  : representa uma mudança incremental de defasamento angular na barra de tensão;

- $\Delta V$  : representa uma mudança incremental na magnitude de tensão;

Na Equação (2.35) é realizada a redução da matriz Jacobiana da mesma forma que é feita redução de Kron. Supõe-se, assim, que pequenas variações em P não existirão, pois não influenciarão tanto em variações de tensão. Logo,  $\Delta Q$  é tão superior à variação  $\Delta P$ , de tal modo, que  $\Delta P$  pode ser desprezado ( $\Delta P=0$ ). Dessa forma, o sistema da Equação (2.36) pode ser obtido.

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.36)$$

Algebricamente, vem naturalmente da Equação (2.36) as expressões das Equações (2.37) e (2.38).

$$\Delta Q = J_R \cdot \Delta V \quad (2.37)$$

$$\Delta V = J_R^{-1} \cdot \Delta Q \quad (2.38)$$

A matriz Jacobiana reduzida pode ser obtida de acordo com a Equação (2.39).

$$J_R = [J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}] \quad (2.39)$$

A matriz Jacobiana reduzida possui a mesma dimensão  $J_{QV}$ . A dimensão da matriz Jacobiana reduzida será a quantidade de barras de carga do sistema.

Uma vez determinada a matriz Jacobiana reduzida, separam-se autovetores da direita e da esquerda e autovalores. Assim, primeiro, observam-se os valores de todos os autovalores ( $\lambda$ ) e o menor indicará o *modo* crítico para avaliação da estabilidade de tensão, pois é o autovalor que permite extrair informações quando o sistema se encontra próximo do ponto de colapso de tensão. Logo depois, faz-se o produto termo a termo do autovetor à direita ( $\psi_i$ ) com o autovetor à esquerda ( $\phi_i$ ) correspondentes ao menor autovalor e obtêm-se os fatores de participação pelo vetor  $P$ , como mostrado pela (2.33). O maior fator de participação indica a barra mais suscetível ao colapso de tensão.

## 2.6 DESENVOLVIMENTO DE ÍNDICES

Os índices de estabilidade de tensão objetivam medir, a partir de valores escalares, a proximidade ou distância do PMC e permitir auxílio à tomada de decisão de maneira preventiva Reis *et al.* (2005).

Para haver utilidade com eficiência de um índice de estabilidade de tensão, segundo Sinha & Hazarika (2000); Reis *et al.* (2005), deve ser relacionado, por função simples, a parâmetros do sistema que sejam controláveis e permitir auxiliar também em medidas corretivas.

Em Tamura *et al.* (1983), tem-se uma das primeiras publicações relacionadas à tentativa de detecção de quão próximo se encontra o sistema do colapso de tensão. O objetivo geral é fazer um comparativo por meio do determinante da matriz Jacobiana,

considerando que essa é nula no PMC. Assim, se os sinais do determinante da matriz Jacobiana se alteram entre dois pontos, o ponto final é considerado instável quando o primeiro ponto é considerado como estável. Esse índice é numericamente instável devido às não-linearidades e por ser completamente dependente das configurações da rede que devem se manter inalteradas.

Um índice baseado na razão  $\frac{V}{V_0}$  foi proposto por Canizares *et al.* (2002) considerando conhecidas todas as tensões  $V$  das barras para encontrar um novo fluxo de potência com todas cargas consideradas como nulas por  $V_0$ , segundo Reis *et al.* (2005). Para cada barra é possível detectar pontos sensíveis e suscetíveis à instabilidade de tensão, possibilitando o emprego de medidas corretivas.

Modarresi *et al.* (2016) analisam os diferentes índices de estabilidade de tensão do ponto de vista de vários aspectos, com conceitos, suposições, valores críticos e equacionamentos. Os índices são revisados baseados em máxima transferência de potência de uma linha, existência para equação de tensão, matriz Jacobiana, curva PV, teoria de estabilidade de Lyapunov e teorema da máxima transferência de potência. Outra classificação de índices de estabilidade de tensão é por meio de critério de barramentos, de linhas e geral.

Em Danish *et al.* (2019), é apresentada uma revisão bibliográfica dos desenvolvimentos de índices das últimas três décadas tomando como base a formulação, a aplicação, o desempenho e as medidas de avaliação.

Em Matsukawa *et al.* (2019), é investigada a influência da EE para estimar o valor do índice de limite crítico como índice de estabilidade de tensão. É usada a Estimção de Estados Híbrida com medições SCADA e medições fasoriais de PMUs. Esse índice é estimado utilizando fasor de tensão pela EEH com otimização da localização de medidores fasoriais.

Segundo Modarresi *et al.* (2016), uma ampla revisão dos índices de estabilidade de tensão de linhas foi realizada, a citar: *fast voltage stability index* (FVSI), *line stability index* ( $L_{mn}$ ), *line stability factor* (LQP), *line stability index* ( $L_p$ ), *novel line stability index* (NLSI), *voltage collapse proximity index* (VCPI), *new voltage stability index* (NVSI), *voltage reactive power index* ( $VQI_{line}$ ), *power transfer stability index* (PTSI), *voltage stability index* (VSL1), *voltage stability load index* (VSLI), *voltage collapse proximity index* (VCPL1), *voltage stability indicator* (VSL2), *voltage stability margin index* (VSMI), *voltage stability load bus index* (VSLBI), *stability index* (SI), *line collapse proximity index* (LCPI).

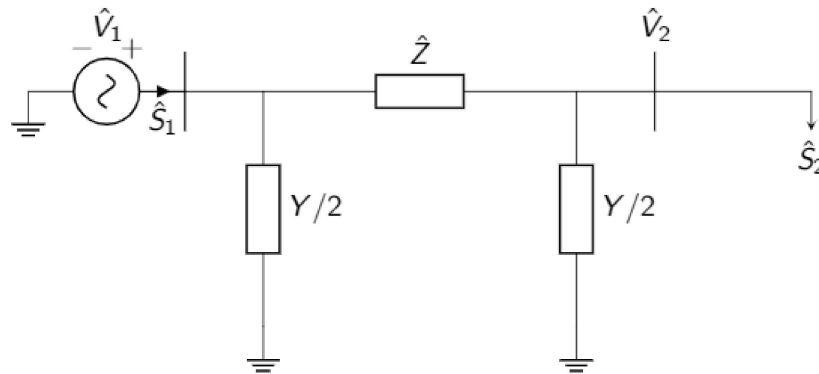
Da mesma forma, os índices classificados por barra revisados foram: *voltage collapse prediction index* ( $VCPI_{bus}$ ), L-index, *S difference criterio* (SDC), *voltage stability index* ( $VSI_{bus}$ ), *impedance matching stability index* (ISI), razão  $ZL/ZS$ , *simplified voltage stability index* (SVSI).

Nas próximas subseções serão apresentados alguns índices que foram propostos na literatura para avaliar a estabilidade de tensão.

### 2.6.1 Índice de estabilidade de tensão nas linhas

Para definição dos índices de estabilidade de tensão com classificação por linhas, é tomada a Figura 6 como base que ilustra um sistema de potência com dois barramentos e suas respectivas grandezas elétricas.

Figura 6 – Representação de sistema de potência com duas barras



Fonte: Autor.

Em que:

- $\hat{S}_1 = P_1 + jQ_1$ : potência transmitida da barra 1 (barramento de fonte);
- $\hat{S}_2 = P_2 + jQ_2$ : potência recebida na barra 2 (barramento receptor)
- $\hat{Z} = R + jX$ : impedância da linha com resistência e reatância;
- $\hat{V}_1 = V_1 \angle \delta_1$ : tensão da barra 1 (barra fonte);
- $\hat{V}_2 = V_2 \angle \delta_2$ : tensão da barra 2 (barra receptora);
- $Y$ : admitância shunt na linha;
- $\delta = \delta_1 - \delta_2$ : deslocamento angular entre as barras 1 e 2.

Para o sistema acima de duas barras, um sistema de maior porte pode ser reduzido a um sistema de duas barras por meio de equivalentes de Thévenin para estabelecimentos de índices de estabilidade de tensão.

#### 2.6.1.1 Fast voltage stability index (FVSI)

Em Musirin & Rahman (2002), foi proposto um índice para análise rápida da estabilidade de tensão em um sistema elétrico de potência. Esse não requer medição ou valor da grandeza de diferença angular (Lentz & Alberto, 2020). Este índice é dado pela Equação (2.40).

$$L_{ij} = \frac{4Q_2X}{[|V_1|(\sin \theta \cos \delta - \sin \delta \cos \theta)]^2} \quad (2.40)$$

Em que  $Q_2$  é a potência reativa no barramento receptor;  $V_1$  é a tensão da fonte;  $X$  é a reatância da linha;  $\theta$  é o ângulo de impedância da linha;  $\delta$  é a diferença angular de tensão do barramento da fonte e barramento receptor.

Considerando que a diferença angular entre duas barras é muito próxima de zero ( $\delta_1 - \delta_2 \approx 0$ ), pode-se fazer que  $\delta \approx 0$  e  $\text{sen}\theta = X/Z$  e tem-se a Equação (2.41).

$$FVSI = \frac{4Q_2|Z|^2}{|V_1|^2X} \quad (2.41)$$

Em que  $Z$  é a impedância da linha.

Nesse índice, a admitância shunt ( $Y$ ) foi desprezada.

#### 2.6.1.2 Line stability index ( $L_{mn}$ )

Em Moghavvemi & Omar (1998), foi proposto um índice que revela a proximidade do PMC. Assim, o índice é unitário quando o sistema está prestes a sofrer um colapso de tensão (está próximo de atingir o PMC) e nulo quando não há carga no sistema.

Para este índice, o efeito da potência ativa e da admitância shunt podem ser desprezados.

Este índice é dado pela Equação (2.42).

$$L_{mn} = \frac{4XQ_2}{[V_1 \sin(\theta - \delta)]^2} \leq 1 \quad (2.42)$$

Em que  $X$  é a reatância da linha de transmissão.

#### 2.6.1.3 Line Stability Factor ( $LQP$ )

Mohamed *et al.* (1989) obtiveram um índice de estabilidade de tensão baseado em transmissão de potência por uma linha. Este índice é modelado de acordo com o que se tem na Equação (2.43).

$$LQP = 4 \left( \frac{X}{V_1^2} \right) \left( Q_2 + \frac{X}{V_1^2} P_1^2 \right) \leq 1 \quad (2.43)$$

Para que a linha de transmissão seja estável, o LQP deve ser menor do que 1. Para este índice, as linhas são assumidas com perdas nulas ( $R/X \ll 1$ ) e a admitância shunt das linhas pode ser desprezada.

#### 2.6.1.4 Line Stability Index ( $L_p$ )

Em Moghavvemi & Faruque (2001), foi proposto o índice  $L_p$ , com isso, qualquer sistema com  $L_p > 1$  é considerado instável. Este índice é modelado por meio da Equação (2.44).

$$L_p = \frac{4RP_2}{(V_1 \cos(\theta - \delta))^2} \quad (2.44)$$

Para este índice, o efeito da potência reativa, bem como a admitância shunt da linha podem ser desprezados e assume-se que apenas a potência ativa afeta a estabilidade de tensão da linha.

### 2.6.1.5 Voltage Stability Load Index (VSLI)

O índice VSLI foi proposto por Rahman & Jasmon (1995) tomando com base alguns conceitos do índice  $L_p$  (Makasa & Venayagamoorthy, 2011).

$$VSLI = \frac{[V_1 V_2 \cos(\delta) - V_2^2 \cos(\delta)]}{V_1^2} \quad (2.45)$$

Este índice VSLI deve ser mantido abaixo de 1,0 para manter a estabilidade de tensão. Se o VSLI excede o valor unitário, é indicado o colapso de tensão no sistema. Nesse caso, as admitâncias shunt de linha são desprezadas. Segundo Sahari *et al.* (2003), pode ser feito que  $\cos(\delta)$  é unitário e pode ser formulado um novo índice  $L$  como dado pela Equação (2.46).

$$L = \frac{4(V_1 V_2 - V_2^2)}{V_1^2} \quad (2.46)$$

## 2.6.2 Índice de estabilidade de tensão por barras

Os índices de estabilidade de tensão classificados como por barras determinam a estabilidade de tensão dos barramentos do sistema.

### 2.6.2.1 L-index

Kessel & Glavitsch (1986) propuseram um índice com base em soluções obtidas via fluxo de potência. Este índice é generalizado para um sistema de n-barras de acordo com a equação (2.47).

$$L - index = \max_{j \in \alpha_L} 1 - \frac{\sum_{i \in \alpha_G} \mathbf{F}_{ji} \mathbf{V}_i}{\mathbf{V}_j} \quad (2.47)$$

Em que  $\alpha_L$  é o conjunto de barras de carga,  $\alpha_G$  é o conjunto de barras de gerador,  $V_j$  e  $V_i$  são os fasores de tensão na barra  $j$  e barra  $i$ , e  $F_{ji}$  é o elemento na  $j$ -ésima linha e  $i$ -ésima coluna da matriz  $F$  cujos elementos são gerados a partir da matriz de admitância, como dado pela Equação (2.48).

$$\mathbf{F} = -\mathbf{Y}_{LL}^{-1} \mathbf{Y}_{LG} \quad (2.48)$$

Tomando o equacionamento do sistema linear (2.49).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_L \\ \mathbf{I}_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{LL} & \mathbf{Y}_{LG} \\ \mathbf{Y}_{GL} & \mathbf{Y}_{GG} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{V}_L \\ \mathbf{V}_G \end{bmatrix} \quad (2.49)$$

Os valores do índice L-index variam de 0 (condição sem carregamento) até 1 (PMC).



### 2.6.2.2 Voltage stability index ( $VSI_{bus}$ )

Foi proposto por Haque (2008) o índice  $VSI_{bus}$ . Este índice é dado pela Equação (2.50).

$$VSI_i = \left[ 1 + \left( \frac{I_i}{V_i} \right) \left( \frac{\Delta V_i}{\Delta I_i} \right) \right]^\alpha \quad (2.50)$$

Em que  $I_i$  e  $V_i$  são a corrente e tensão da barra  $i$ ,  $\Delta I_i$  e  $\Delta V_i$  são os desvios de corrente e tensão na barra  $i$ , e  $\alpha$  é um número constante igual ou maior que 1 que é usado para dar uma característica mais ou menos linear. O índice proposto varia entre 1 (condição sem carregamento) até 0 (no PMC)

### 2.6.2.3 Simplified Voltage Stability Index (SVSI)

Pérez-Londoño *et al.* (2014) propuseram o índice SVSI definido pela Equação (2.51).

$$SVSI_r = \frac{\Delta V_r}{\beta V_r} \quad (2.51)$$

Em que  $\beta$  é o fator de correção e é obtido pela Equação (2.52).

$$\beta = 1 - [\max(|V_m| - |V_i|)]^2 \quad (2.52)$$

O valor de  $\Delta V_r$  pode ser obtido pela Equação (2.53).

$$\Delta V_r \approx |V_g - V_r| \quad (2.53)$$

Em que  $V_g$  e  $V_r$  são fasores de tensão do gerador à barra de carga e o barramento analisado, respectivamente, que é o gerador obtido pela distância elétrica relativa. Quando o valor de SVSI atinge 1 em uma barra, o colapso de tensão ocorre nesta barra. No SVSI, a tensão do gerador mais próximo à barra de carga é considerada igual à tensão de Thévenin da rede nessa barra de carga.

### 3 ESTIMADOR DE ESTADOS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Com as primeiras publicações referentes à EE datando meados de 1970 por Schweppe & Wildes (1970a); Schweppe & Rom (1970a); Schweppe (1970a), essa ferramenta consiste na base da manutenção da segurança de um sistema de potência utilizando a técnica matemática do método dos MQP, a qual fornece uma estimativa dos estados operativos da rede baseado no conhecimento prévio de sua topologia e de um número otimizado de medidores instalados em campo. O gerenciamento, controle e supervisão, neste caso, são determinados pelo Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (em inglês, *Supervisory Control and Data Acquisition* - SCADA).

A partir disso, todas as outras ferramentas para análise de redes podem ser aplicadas, como análise de contingências, estabilidade angular, controle de frequência e despacho ótimo, por exemplo, de acordo com mencionado em Abur & Expósito (2004).

Assim, para monitorar um SEP em tempo real, é usada essa ferramenta que permite trabalhar informações mensuradas para estimar grandezas elétricas com precisão suficiente em todos os pontos notáveis da rede sem haver necessidade de instalar medidores em todos os barramentos. Por intermédio de um número otimizado de medidores instalados em campo, busca-se estimar o estado mais provável da rede: determinar magnitude de tensão e ângulo em cada um dos barramentos existentes.

Há erros de instrumentação e precisão de medidores os quais são comumente tratados durante o processo de estimação. Esses erros, em sua maioria, possuem características de serem aleatórios sendo filtrados e suavizados na aplicação dos MQP. Dessa forma, a estimação de estado, por si só, cumpre duas funções: estimar o estado operativo da rede ao mesmo tempo em que minimiza tais erros. Outros erros são mais difíceis de serem filtrados e suavizados pelo próprio processo de EE e traz a necessidade de técnicas mais eficientes de detecção, identificação e correção/supressão o tanto quanto possível, de acordo com De Oliveira *et al.* (2021). Tais erros são chamados de erros grosseiros.

A EE lida com algumas perguntas que, obrigatoriamente, têm de ser respondidas: quantos medidores são necessários? qual é a topologia da rede a ser monitorada? essa topologia é alterada? qual é a classe de exatidão dos medidores instalados em campo? qual a natureza dos erros de medição? entre as medições obtidas, há erro(s) grosseiro(s)?

#### 3.1 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

Segundo Devi & Yesuratnam (2020), o processo de EE de sistema de energia tem as seguintes funções: processamento da topologia da rede, análise de observabilidade da rede, algoritmo de solucionamento da estimação de estados e processamentos de dados espúrios.

A estimação em sistemas de transmissão pode ser resumida em:

- (i) Processador da topologia da rede:

Baseando-se nos dados de *status* de chaves e disjuntores armazenados nos bancos de dados, um diagrama do sistema de potência pode ser configurado.

A topologia da rede está relacionada a informações de ligações entre elementos do sistema de potência e são obtidas por intermédio do uso de matriz  $Y_{barra}$ , bem como por medidas digitais provenientes dos *status* dos disjuntores e chaves;

(ii) Análise de observabilidade que pode ser um método topológico ou numérico. O método numérico é mais amplamente utilizado e tem a função de determinar a melhor alocação de medidores ao longo da rede a ser monitorada;

(iii) Solução do algoritmo de EE:

O método dos MQP (em inglês, *Weighted Least Square* - WLS) é o mais amplamente utilizado;

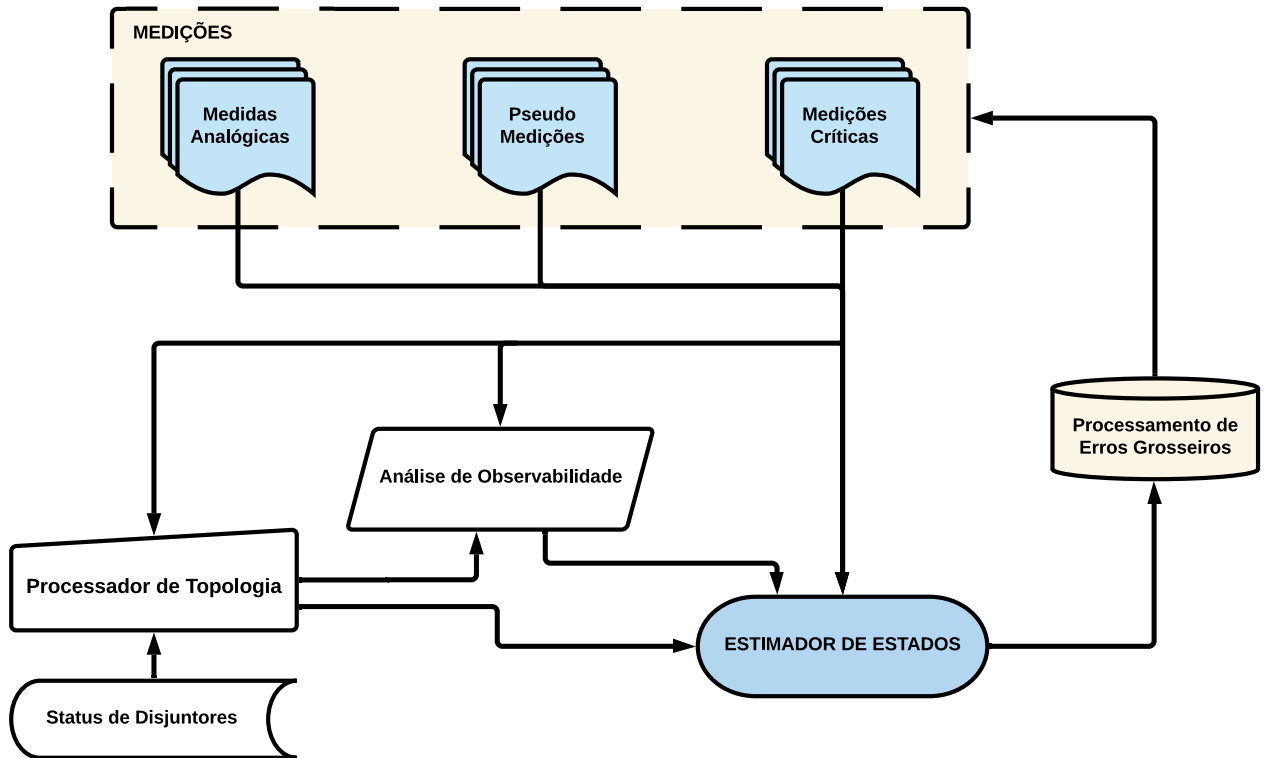
(iv) Processamento de dados espúrios:

Os medidores instalados em campo possuem erros inerentes e naturais do próprio processo de medição. A natureza de tais erros precisa ser conhecida, pois deverão ser modelados, identificados e suprimidos. Isso pode ser concebido à luz do conhecimento das classes de exatidão de cada um dos medidores instalados em campo. A classe de exatidão está vinculada a erros naturais conhecidos como erros aleatórios, mas outros podem ocorrer, tais como erros de parâmetros, erros grosseiros e erros de topologia.

Normalmente, o teste Qui-Quadrado é usado para detectar erros grosseiros e o método do máximo resíduo normalizado (MRN) é usado para identificar as medições com esses dados que possuem erros grosseiros.

Na Figura 7 são mostradas as etapas que envolvem o processo de EE partindo-se do configurador (ou processador) da topologia, da análise de observabilidade, da solução do estimador de estados e do tratamento (ou processamento) de erros grosseiros), de acordo com Pereira (2015).

Figura 7 – Diagrama de blocos do processo de EE de sistema de energia



Fonte: Autor, baseada em Devi & Yesuratnam (2020).

Em Simoes-Costa & Quintana (1981a,b), são mostrados métodos com comportamento numérico estável com recursos para tratamento de erros grosseiros por meio de detecção, identificação e correção de erros grosseiros com menor tempo computacional.

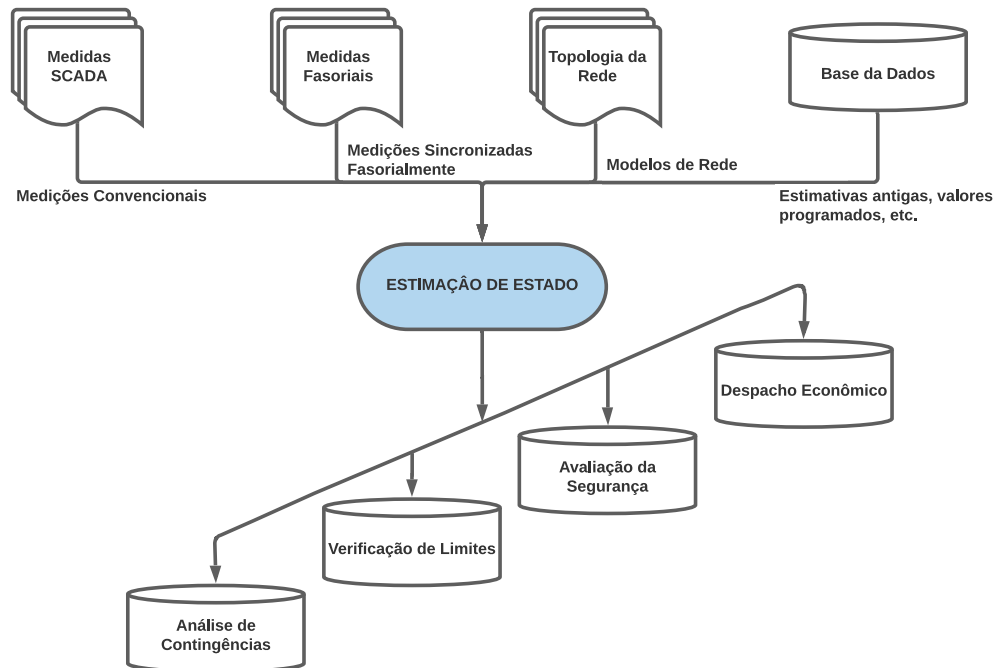
Em Clements *et al.* (1995), é apresentada uma formulação de EE considerando restrições de desigualdade que modelam limites de potência reativa de geradores, limites nas configurações de derivações de transformadores, além de permitir limitar os valores de cargas não medidas. Para solução é aplicado o Método de Pontos Interiores (MPI).

Já em Abur & Celik (1993) é trazida uma variação da formulação de Menor Valor Absoluto (em inglês, *Least Absolute Value* - LAV) restrito para considerar restrições operacional em várias medições durante a EE. Dessa forma, é demonstrado que restrições podem ser incorporadas para impor limites, além de permitir suprimir erros grosseiros, ao mesmo tempo em que reforça limites operacionais.

De acordo com Devi & Yesuratnam (2020), a EE em sistemas de transmissão pode ser resumida como mostrada na Figura 8. A partir de informações confiáveis provenientes da EE, são realizadas análises de contingências, de fluxos de potência, da segurança, de verificação de limites, de despacho econômico, entre diversas outras funcionalidades. Várias outras funções e aplicações também são a partir de resultados do estimador de estados, como: análise dinâmica, fluxo de potência ótimo, controle de emergência, avaliação da estabilidade de tensão, análise de mercado de energia, previsão de carga. Nesse contexto, pela Figura 8, já são consideradas medições emergentes fasoriais (provenientes de PMUs)

como insumos para EE.

Figura 8 – Estimação de Estados em Sistemas de Transmissão



Fonte: Autor, baseada em Devi & Yesuratnam (2020).

A quantidade de medidores necessária deve levar em conta que se busca mais confiabilidade da EE e otimização de recursos financeiros. Tais medidores são extremamente onerosos, principalmente quando se consideram medições fasoriais, o que faz com que no setor de transmissão, por haver maior quantidade de medidores já instalados para restaurar a observabilidade, que se tenham grandes redundâncias de medições, assim a perda de uma delas não compromete o processo de EE.

A EE em sistemas de transmissão é consolidada Do Coutto Filho *et al.* (1990); Schweppe & Wildes (1970b); Schweppe & Rom (1970b); Schweppe (1970b); Schweppe & Handschin (1974); Larson *et al.* (1970). Uma revisão aprimorada e completa da EE em sistemas de transmissão é reunida nas referências Abur & Expósito (2004); Monticelli (2012).

### 3.2 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Ainda que a EE seja bem consolidada para aplicações em sistemas de transmissão, as mesmas metodologias não são adequadas para ambientes de distribuição devido a diversos fatores e características diferentes. Portanto, isso se traduz em diversas pesquisas e publicações recentes.

Em um retrospecto, uma das primeiras publicações abordando a EE em sistemas de distribuição é desenvolvida por 1993 Roytelman & Shahidehpour (1993). Nesse trabalho,

foi proposta a alocação um número mínimo de medidores e os modelos de cargas são estabelecidos com informações dos consumidores, potência nominal e consumo de energia em qualquer hora, padrões de carga para as 24 horas do dia e carga média do transformador de distribuição.

Já em Baran & Kelley (1994), é proposto um método trifásico para melhoria dos dados de monitoramento. Foram indicadas boas características de convergência e que a EE é capaz de fornecer dados confiáveis usando medições em tempo real. Foram indicadas as medições de fluxo de potência como mais eficazes para identificar erros grosseiros.

Em 1995, Cheng & Shirmohammadi (1995) apresentou um método de fluxo de potência trifásico para sistemas de distribuição de maior porte considerando compensação de tensão em ponto de interrupção com um método capaz de lidar com geração distribuída. Outras questões de sistemas de distribuição, como operação multifásica com cargas desequilibradas e distribuídas, reguladores e capacitores com controles de taps automáticos, são tratadas pelo algoritmo.

Lu *et al.* (1995) propuseram um algoritmo trifásico baseado no método da equação normal considerando a forma retangular mostrando-se adequada para sistemas de distribuição.

Ainda em 1995, Baran & Kelley (1995) propõem um método de EE trifásicos baseado em correntes das ramificações considerando a forma retangular. Esse método é adaptado para sistemas de distribuição radiais, mas também para casos de sistemas de distribuição que possuam poucas malhas.

Em Lin & Teng (1995) foi proposto um estimador de estados desacoplado rápido com restrições de igualdade. Nesse caso, multiplicadores de Lagrange são utilizados para lidar com injeções nulas. O método proposto é baseado em correntes equivalentes e na forma retangular.

Lin & Teng (1996) apresentaram um método trifásico de EE desacoplado rápido para sistemas de distribuição. Neste artigo, foi proposta a formulação baseada na forma retangular e com correntes equivalentes. No método, foi proposto o desacoplamento da matriz de ganho em duas submatrizes idênticas. O método apresentou melhor desempenho para sistemas de distribuição e para sistemas de maior porte comparando com os estudos já realizados na época. Os resultados mostraram melhor desempenho computacional, menor requisito de memória e uma estrutura robusta.

Li (1996) propôs um estimador de estados de distribuição baseado no método dos mínimos quadrados ponderados com modelagem trifásica. Foram modeladas cargas de consumidores e medições como sendo obtidas em tempo real com erros associados. Assim, foi introduzido o conceito de estocasticidade para EE de sistemas de distribuição e foram realizadas análises detalhadas. Neste artigo, foram discutidos os impactos nos resultados da EE da localização e precisão dos medidores. Como conclusões, foi destacado que a precisão da EE é afetada pela precisão das medições, sua disponibilidade e localização.

Em Baran *et al.* (1996), de maneira pioneira, foi proposto um método baseado

em correntes dos ramos para análise da disposição de medidores e mostrado que poucos medidores alocados estrategicamente são suficientes para restaurar a observabilidade de sistemas de distribuição.

Em 1997, por Ghosh *et al.* (1997), é proposta uma alternativa para EE usando uma extensão probabilística do algoritmo de fluxo de potência para sistemas radiais considerando medições sincronizadas como restrições do problema. Além disso, consideram-se cargas não normalmente distribuídas usando dos conceitos de diversidade de carga (correlação de carga). A eficácia do algoritmo é atestada com simulações de Monte Carlo.

Em Clements & Costa (1998), é apresentado um método para identificação de erros de topologia da EE com uso de multiplicadores de Lagrange. Assim, os disjuntores são modelados como ramos comutáveis cujos estados são tratados como restrições operacionais no problema de EE. Os multiplicadores de Lagrange são normalizados e usados como ferramenta para identificação de erro topológico.

Em 1999, Celik & Liu (1999) consideram disponível dados históricos e medições sincronizadas para EE explorando a natureza radial por meio de um modelo de ajuste de carga baseado no algoritmo de fluxo de potência de Gauss-Seidel. Nele são incorporadas todas as medidas disponíveis para estimar o estado da rede mostrando-se simples de adaptar diferentes tipos de dados das redes de distribuição.

Em Lubkeman *et al.* (2000), são apresentados resultados de um estimador de estados baseado na abordagem de fluxo de potência radial probabilístico incorporando medições obtidas em tempo real como restrições de solução. É usada uma técnica de modelagem de carga baseada no uso de informações de faturamento de consumidores e perfis de carga diária. Assim, é mostrado o quão preciso é o algoritmo em prever os estados da rede de distribuição. Como desvantagem, o algoritmo apresentou problemas com erro no banco de dados de faturamento de consumidores. Outro problema é a tentativa de elaborar modelos de carga com base nos dados de consumidores e por meio de transformadores associados com sistema em constante alteração ocasionando resultados errôneos, como exemplo dos valores de tensão não correspondendo a valores calculados pelo estimador. Nos estudos empíricos, houve casos de conexão solta de cabos por acidente resultando em grande impacto nos resultados finais do estimador, mostrando a necessidade de técnicas de detecção e compensação/supressão/correção de erros grosseiros.

Em Lin *et al.* (2001), foi proposta uma EE baseada em correntes nos ramos altamente linear. O método pode lidar com redes radiais e pouco malhadas de maneira eficiente. Para redes em malha, multiplicadores de Lagrange são usados para processar medições das leis das tensões de Kirchhoff. Esse método proposto revisou o método original proposto em Baran & Kelley (1995) propondo um novo algoritmo com matriz de ganho constante e uma forma desacoplada.

Em Deng *et al.* (2002), é proposto um método de EE baseado em ramificação. Ao contrário do método MQP, a ideia foi decompor um problema inteiro de MQP em subproblemas de MQP para cada ramo único. A metodologia pode ser implementada pelo

esquema de varredura *forward/backward* para sistemas radiais. O método foi capaz de reduzir substancialmente a complexidade computacional incorporando medições disponíveis.

Em 2002, Teng (2002) propôs uma formulação baseada nas correntes ramais para solução de EE em sistemas de distribuição. Nesse contexto, considerando que uma grande proporção de medições em sistemas de distribuição é de tensões, o algoritmo proposto considera essas medições tratadas a partir de corrente dos ramos para o estimador de estados com formulação desacoplada de fase. É proposto um algoritmo de matriz de ganho constante e formulação desacoplada de cada fase para tratamento de medições de tensão.

Naka *et al.* (2003) fez a proposição de uma otimização híbrida por enxame de partículas para estimar de maneira prática os estados de sistemas de distribuição. O método leva em consideração características não lineares de equipamentos e limitadas medições sendo capaz de estimar valores de carga e as injeções de gerações distribuídas em cada nó por meio da minimização entre as tensões e correntes medidas e calculadas.

Wang & Schulz (2004) propõem um algoritmo de EE trifásico baseado em corrente de ramo. Com este método, é feita a escolha da magnitude e do ângulo da fase da corrente do ramal como as variáveis de estado. Assim, são consideradas pseudomedições para restaurar a observabilidade considerando medições sincronizadas limitadas. Dessa forma, a carga estimada em cada nó, obtidas dos chamados sistemas de Medidores de Leitura Automática, é usada como pseudomedição para o estimador de estados. São mostrados os impactos da localização e o tipo dos medidores na precisão nos resultados da EE.

Shafiu *et al.* (2005) apresentam uma abordagem heurística para identificar pontos potenciais para localização de medições de tensão para EE reduzindo o desvio padrão dos barramentos que não possuem medição. A técnica é baseada em uma série de execução de fluxos de potência da rede de distribuição e permite identificar os pontos na rede com as variações de tensão mais alta. Dessa maneira, de maneira metódica, tem-se uma abordagem para alocar medições em sistemas de distribuição.

Hoffman (2006) discutem técnicas práticas de estimativas de estados em redes de distribuição trifásicas radiais. Portanto, é considerada a inclusão de análise de dados e informações que possam estar disponíveis e auxiliar despachos de energia de nível de distribuição. É sugerido que a estimativa da topologia do sistema seja mais importante do que a EE do próprio sistema, visto que interrupções relatadas por consumidores devem ser consideradas como um tipo de dado para a EE considerando a escassez de medições nesse ambiente. Entretanto, este artigo apresenta algumas limitações, como exemplo quando se consideram redes de distribuição pouco malhadas.

Baran *et al.* (2009a) consideram a incorporação de medições de tensão em um programa de EE baseado em corrente de ramificação. Essas medições de tensão disponíveis em larga escala melhoraram a precisão da EE.

Baran & McDermott (2009) enfocam no uso de novos dados disponíveis por meio das Infraestruturas de Medição Avançadas (em inglês, *Advanced Metering Infrastructure* - AMI) para monitoramento e controle de sistemas de distribuição. Esses medidores



inteligentes permitem obter medições de tensão e demandas de energia de consumidores. Essas medições são capazes de fornecer maior redundância de medições e melhorar a precisão da EE.

Em Singh *et al.* (2009a), é avaliada a adequação de algumas metodologias de EE utilizadas em sistemas de transmissão quando utilizadas em sistemas de distribuição. Nesse contexto, é constatado que o MQP funciona bem se o padrão dos erros forem como normalmente distribuídos. Se os erros seguem um padrão de distribuição de Laplace, o estimador de valor mínimo absoluto ponderado (em inglês, *weighted least absolute value estimator*) apresenta o melhor desempenho entre as opções.

Em Baran *et al.* (2009b), foi proposto o método da EE baseado em corrente nos ramos visando identificar erros de topologia com o emprego do método dos resíduos normalizados (MRN). O algoritmo foi capaz de detectar alterações de ramos por meio da alteração de estado de disjuntores, porém, quando se consideram banco de capacitores em derivação, a detecção de erro de topologia nas proximidades não funciona corretamente.

Em Singh *et al.* (2009b), é apresentada uma abordagem com uso dos dados da carga como pseudo-medidas para EE em sistemas de distribuição. Considerando a função de distribuição de densidade de probabilidade (FDP), são mostradas muitas variações de funções de distribuição em barras diferentes, assim não há como modelar por uma distribuição específica. Portanto, o artigo apresenta a abordagem considerando uma mistura de função de distribuição Gaussiana. É usado um algoritmo de maximização do valor esperado para obter parâmetros do sistema. O método MQP é usado tomando como insumo os dados das pseudo-medidas dos modelos de carga realizados para estimar os estados da rede. Uma desvantagem da metodologia é a falta de informação de correlação na matriz de correlação dos erros de medição.

Em Manitsas *et al.* (2012), é proposta uma alternativa de modelagem de pseudomedidas para suprir a EE de sistemas de distribuição. Assim, pseudomedidas são geradas a partir de algumas medições reais usando de técnicas inteligentes por meio de Redes Neurais Artificiais (RNAs) em conjunto com perfis de cargas típicos. O erro associado às pseudomedidas geradas é adequado para uso na EE com uso do método MQP por decomposição de várias componentes gaussianas por meio do modelo de mistura Gaussiana (em inglês, *Gaussian Mixture Model - GMM*). As RNAs são treinadas a partir de dados de fluxo de potência *offline* ou dados históricos. A principal vantagem dessa abordagem é poder sincronizar efetivamente os perfis de carga média com as medidas reais disponíveis e gerar pseudomedidas de melhor qualidade. As RNAs podem ser retreinadas para levar em consideração o aumento anual de carga e expansão do sistema, bem como para incluir mais medições de fluxo de potência que forem disponibilizadas. As RNAs podem ser treinadas em se considerando mudanças topológicas, configurações e contingências para refletirem um modelo realista do sistema. Esse método tem como desvantagem um contexto de necessidade de tamanho menor das redes, tendo em vista o gasto computacional de treinamento das RNAs.

Em Pau *et al.* (2013), é apresentada a EE considerando correntes de ramais com inclusão de medições fasoriais sincronizadas de PMUs. É realizada uma extensão do modelo do estado da corrente dos ramais para que a informação de perfil de tensão seja significativamente aprimorada. O algoritmo é eficiente para estimar o estado de sistemas de distribuição usando medições diferentes com estimador em coordenadas polares ou retangulares sendo comparados. É mostrado o impacto na precisão com uso de medições fasoriais e a maior eficiência do emprego em coordenadas retangulares quando há medições limitadas. Além disso, cenários de sistemas de distribuição completamente radiais, pouco malhados e com gerações distribuídas são analisadas por intermédio de medições sincronizadas como insumo para o estimador de estados.

Em Houghton & Heydt (2012), é apresentado um algoritmo de EE de distribuição linearizado e trifásico para aplicações em redes elétricas inteligentes. Nesse contexto, medições fasoriais de PMUs são consideradas conjuntamente às medições provenientes de SMs.

Em Sexauer *et al.* (2013), são abordadas as importâncias associadas às medições fasoriais de PMUs tendo em vista os desafios técnicos da alta da penetração de recursos energéticos distribuídos (REDs) e dos prosumidores. Os desafios de pequenos ângulos de potência e dos altos níveis de harmônicos no nível da distribuição tornam as medições desses sistemas muito sujeita a erros que precisam de tratamentos adequados.

Em Dzafic & Huseinagic (2014), é proposto um estimador de estados trifásico que considera as medições analógicas, incluindo medições de tensão, corrente, medições de potência ativa e reativa, além de informações históricas de carga. As considerações de informações de carga são melhoradas baseadas em otimização de pontos interiores (MPI). É utilizado o método do Menor Valor Absoluto Ponderado (em inglês, *weighted least absolute value* - WLAV) para estimar estados usando de restrições de igualdade e desigualdade. Além disso, os testes consideram redes completamente radiais e pouco malhadas, fornece o mesmo tratamento para medidas reais, bem como para pseudomedições e informações virtuais, atribui diferentes fatores de ponderação às informações de entrada de acordo com a precisão inicial.

Em Ranković *et al.* (2014), é apresentada uma melhoria no algoritmo de EE trifásicos por meio MQP para aplicações em redes de distribuições ativas. Os modelos de componentes trifásicos são desenvolvidos para tipos característicos de transformadores, linhas (três e quatro fios), cargas e geração distribuída. As potências de cargas não monitoradas (ou parcialmente monitoradas) de cargas e gerações distribuídas são estimadas a partir de perfis de carga diários normalizados ou de entradas externas (banco de dados históricos/previsão do tempo). Essas medidas são introduzidas com pesos menores (tratadas como pseudomedidas no algoritmo de EE proposto). Os testes realizados foram capazes de mostrar que os grandes desequilíbrios dos sistemas de distribuição tornam essenciais as aplicações de estudos de EE trifásicos, ao mesmo tempo em que inviabilizam uma representação monofásica simplificada.

Alves (2015) propôs uma nova metodologia de EE em sistemas de distribuição que estima as correntes nos ramos como variáveis de estados utilizando medições de tensão e corrente de ramo fasoriais oriundas de PMUs. Dessa forma, é resolvido um problema de otimização não linear que minimiza uma função objetivo quadrática associada às medições e estados sujeito às restrições de carga das barras da rede que não apresentam PMUs instaladas baseadas em dados históricos. Além disso, formas estratégicas de alocar medidores de PMUs são apresentadas. Para resolver o problema de otimização, é utilizada a técnica de otimização do Método dos Pontos Interiores com Barreira de Segurança.

Pereira (2015) apresentou uma nova abordagem para o problema de EE considerando dados históricos de carga e medidas de PMUs. Assim, tensões são consideradas variáveis de estado e o problema é resolvido por método de otimização. As restrições de igualdade são valores de potência ativa e reativa nulas nas barras de passagem, já as de desigualdade são as potências ativa e reativa das barras não monitoradas tomando limite superior e inferior por meio de dados históricos de cargas.

Melo (2015) propôs uma metodologia capaz de estimar componentes harmônicos em sistemas de distribuição radiais com medições provenientes de PMUs. A EE toma as correntes dos ramais como variáveis de estados dadas em coordenadas retangulares. Dados históricos são considerados e tratados como restrições de desigualdade com solução de um problema de otimização não linear que minimiza a diferença entre valor medido por PMUs e valores calculados. As restrições de desigualdades possibilitaram o acompanhamento das variações da curva de carga para frequência fundamental e para outras frequências. O método foi eficiente para monitorar os componentes harmônicos do sistema, bem como detectar e identificar fontes no sistema.

Em Oliveira (2016), é proposta uma metodologia para EE trifásica em sistemas de distribuição modelados por meio de uma abordagem trifásica. As medições de tensão nodais e correntes nos ramos são obtidas por PMUs e é resolvido um problema de otimização não linear cuja função objetivo associa os erros quadráticos das medidas com os estados estimados. A função objetivo é sujeita às restrições de carga das barras que não possuem medições sincronizadas baseadas em valores de carga para instante de tempo passado de “t-1”. Nesse contexto, uma análise descentralizada é empregada dividindo a rede em subsistemas que podem ser resolvidos por áreas de interesse separadas e independentes entre si. O problema de otimização é resolvido por implementação computacional por Método de Pontos Interiores (MPI) com Barreira de Segurança.

Em Moreira (2016), foi proposta uma metodologia para detecção e identificação de erros grosseiros em sistemas de distribuição considerando topologias radiais e medições provenientes de PMUs. As correntes dos ramos são tomadas como variáveis de estados em coordenadas retangulares. Nesse trabalho, medições históricas de potência ativa e reativa demandada para barras não monitoradas por PMUs são consideradas como restrições de desigualdade de um problema de otimização. Nesse contexto, vários subsistemas de uma rede de distribuição podem ser tomados, de maneira localizada e resolvidos

independentemente. Entre duas etapas, uma primeira visa detectar erros grosseiros avaliando a função objetivo de cada subsistema mediante comparação com um valor limítrofe para constatação de ausência de erro grosseiro, uma segunda etapa visa identificar a medição de PMU que possui erro grosseiro por meio da abordagem de barras fictícias (barras com injeção de potência nula). Novamente, o MPI com barreira de segurança é utilizado como artifício para solucionar o problema de otimização.

Em Pertl *et al.* (2016), é proposto o uso de medidores inteligentes como insumo de medições para EE em um contexto de redes de distribuição ativas para se realizar estimativas de tensão tomando a técnica inteligente de redes neurais. O método se mostrou aplicável, mas altamente dependente da seleção de parâmetros de entrada que afetam rigorosamente a precisão da EE. Foi mostrado que o erro da EE tende a aumentar quando o nível de penetração de gerações distribuídas fotovoltaicas atinge níveis elevados. Apesar dessas limitações, o método não precisa de dados de  $Y_{barra}$ , não é iterativo e não há necessidade de informações de injeção de potência das gerações distribuídas.

Primadianto *et al.* (2016) realizam uma comparação dos três principais métodos de EE de sistemas de distribuição com base no MQP para método com tensão em coordenadas polares nodais, tensão em coordenadas retangulares e método de corrente dos ramos. São avaliados efeitos de diferentes pontos de medição, dados de AMI, diferentes condições de carregamento, tamanho do sistema e erros grosseiros. O método baseado em correntes nos ramos tem resultados melhores e foi comprovado mais uma vez como mais indicado para sistemas de distribuição. Também são testadas formas de detectar e identificar erros grosseiros únicos e múltiplos que não se interajam, porém erros grosseiros com interação múltipla precisam de técnicas mais sofisticadas para o devido tratamento.

Em Khorshidi *et al.* (2016), é proposto uma EE na presença de fontes distribuídas de energia. O método proposto é híbrido entre o MQP e a técnica bioinspirada baseada na busca de vaga-lumes. O método proposto faz uso de método de modificação de duas fases para explorar profundamente todo o espaço de busca do problema.

Primadianto & Lu (2016) realizaram uma intensa revisão bibliográfica da EE em sistemas de distribuição mostrando os principais obstáculos, as tecnologias, as oportunidades, mudanças de paradigmas e direções de pesquisas futuras. Os desafios apontados são a necessidade de metodologia precisa, adaptável, eficiente para grandes sistemas de distribuição ativa; formas adequadas de tratamento de dados diferentes; tecnologia de ponta para infraestrutura de comunicação, tratamento de grande volume de dados e de computação com coordenação eficiente dos resultados; estimação de estados global e multinível para melhor interação entre operadores da transmissão e distribuição.

Em 2017, Majidi *et al.* (2017) propôs um novo algoritmo e direto com solução de um conjunto de equações lineares sem necessidade de processo iterativo que aproveita do grande conjunto de informações de medições fasoriais sincronizadas de micro-PMUs. As micro-PMUs são alocadas em algumas barras para medir valores de tensão. Esse vetor de tensões obtido é expresso em função de injeções de corrente e da matriz de impedância do

sistema. Posteriormente, é usado sensoriamento compressivo e minimização da  $l^{-1}$  para recuperar o vetor de correntes reconstruído a partir da matriz de impedância. Portanto, o algoritmo requer conhecimento apenas o conhecimento da matriz impedância da rede e de medições de micro-PMUs em algumas barras. O algoritmo se mostra robusto em diferentes cenários de gerações distribuídas e de características topológicas o que torna o algoritmo robusto e resiliente.

Em de Oliveira *et al.* (2018), é proposta uma nova abordagem da EE em sistemas de distribuição considerando-se as correntes das ramificações como variáveis de estados dadas em coordenadas retangulares. Variáveis de corrente e tensão de ramificação são medidas a partir de um número reduzido de PMUs localizadas ao longo de um sistema de distribuição com topologia radial. Nos barramentos não monitorados, as pseudomedições de carga são consideradas como conjunto de restrições de desigualdade com valor superior e inferior limítrofes. É utilizada uma modificação do método de otimização por pontos interiores com barreira de segurança considerando que as cargas de cada fase são consideradas o mais próximo dos limites.

Em Ahmad *et al.* (2018), tendo em vista a mudança de paradigma dos sistemas de distribuição com sistemas inteligentes, com gerações distribuídas dispersas, um contexto de resposta à demanda, dispositivos de medição de diferentes taxas de dados e precisões, aborda a grande necessidade de inserção da EE para implementação de técnicas de proteção, otimização e controle, e vários outros aspectos, portanto, o estado da arte da EE em sistemas de distribuição como função habilitadora de diversos recursos. É fornecida uma visão geral da EE, formulações, tipos presentes na literatura, direções de pesquisas futuras, como previsão de carga, geração de pseudomedições, incorporação de medições de PMUs e micro-PMUs, utilização de medidores inteligentes e, finalmente, o desenvolvimento de um sistema avançado de gerenciamento de sistemas de distribuição.

Dehghanpour *et al.* (2018) também apresentaram uma revisão literária sobre a estimação de estados comparando formulações matemáticas, aplicações de pseudomedidas, disposição de equipamento de medição, questões topológicas das redes, impactos da grande penetração de fontes distribuídas e renováveis e questões de segurança cibernética. Os trabalhos mais recentes apontam para melhor tratamento de dados e aprendizado de máquina para tentar melhorar a precisão, robustez e observabilidade considerando medidores inteligentes e micro-PMUs para EE em sistemas de distribuição. Além disso, modelagens probabilísticas tem sido alvo de grandes publicações, devido à capacidade de capturar variabilidades e estocasticidade desse ambiente de distribuição ativo.

Melo (2018b) apresentou uma nova metodologia de EE para monitorar estados harmônicos de sistemas de distribuição de energia elétrica por meio de formulação de problemas de otimização. Neste trabalho, medições de PMUs foram consideradas em diversos cenários estratégicos de alocação para restaurar a observabilidade. Foram consideradas as correntes passantes em coordenadas retangulares em todos os ramos da rede elétrica como variáveis de estados. Os problemas de otimização modelados foram resolvidos

por método de pontos interiores com barreira de segurança adaptado. Nos barramentos sem medições, potências ativas e reativas demandadas são consideradas como restrições de desigualdades com valores limítrofes superior e inferior. Os estados harmônicos dos sistemas são estimados para cada problema de otimização por ordem harmônica e por intervalos de tempo, tomando curvas diárias de carga.

Antunes (2020) propôs uma nova metodologia para detecção, identificação e estimação de fugas de energia de linhas de transmissão por meio da EE. Dessa forma, foi proposta uma metodologia de EE trifásica para obtenção de grandezas elétricas nas torres considerando os terminais de linhas de transmissão monitorados continuamente por medições de PMUs.

Cho & Choi (2021) apresentaram uma metodologia para implementação da EE de forma a aumentar a sua precisão em sistemas de energia que dependem de recursos energéticos distribuídos intermitentes. É proposto o método de EE por MQP desacoplado rápido. É tomada a modelagem de energias renováveis com base na aquisição de dados, no tipo de energia renovável/distribuída (GD) e no nível de tensão da barra com GD. Além disso, propõe-se tratamento de erros grosseiros usando-se funções internas e externas. A função interna usa do método do máximo resíduo normalizado (MRN) para identificação por meio de um processo de detecção, identificação e ajustagem dos dados espúrios. Enquanto a função externa analisa medições que excedem condições naturais da lei de Kirchhoff. Além disso, métodos de tratamento de erros topológicos também são propostos baseados em método heurístico para análise e identificação das medições suspeitas usando a condição de verificação de viabilidade.

A fim de se estabelecer o completo monitoramento dos sistemas de distribuição, um sistema avançado de monitoramento por meio da EE precisa ser consolidado. Toda essa revisão bibliográfica mostra o caminho da pesquisa com direção à observabilidade completa, confiável e robusta dos sistemas de distribuição até o presente momento. Logo após, todos as análises e estudos de fluxo de potência ótimo, de estabilidade de tensão, de qualidade de energia, de estabilidade dinâmica, etc. podem ser empregados com sucesso e confiança.

### 3.3 ERROS ASSOCIADOS À EE

Os erros mais comumente vinculados às medições instaladas em campo que se propagam na EE são dos tipos aleatórios (ruídos), erros de parâmetros, erros grosseiros (*bad data*) e erros de topologia, de acordo com Mili *et al.* (1994).

Os erros aleatórios são estatisticamente pequenos e com variância de até 5% do valor verdadeiro da medição e associados à imperfeição natural das medições e à transmissão de dados de Transformadores de Potencial (TPs), Transformadores de Corrente (TCs), transdutores, conversores, etc. e são diversas vezes confundidos com ruídos. Matematicamente, esses erros são modelados por uma distribuição Gaussiana de média zero e desvio

padrão relacionado à classe de exatidão dos medidores. Como tais erros possuem classe de exatidão  $\pm 5\%$ , considera-se que o valor de medição está nesta faixa de variação e ao se obter, por exemplo, 300 amostras, observa-se que a média pode ser calculada bem como o desvio padrão. Esses erros podem ser filtrados pelo Estimador de Estados, desde que se tenha redundância de medições.

Os erros de parâmetros possuem grande importância para o tratamento das medições. Em SEP, esses erros ocorrem devido às variações de temperatura, de pressão e das condições ambientais. Essas variações fazem com que seja desconhecido o real valor dos parâmetros da rede atribuindo incertezas nas medidas. Sua correção é comumente realizada por intermédio de ajustes com curvas de calibração paramétrica Zelingher *et al.* (2006).

Os erros de topologia podem ocorrer quando a estrutura do sistema é alterada e não é repassado como dados de insumo para execução do algoritmo de EE. Portanto, são erros que são relacionados à variação/alteração da disposição de ligação de componentes ou elementos da rede elétrica e esses dados não são atualizados por meio de comunicação com o centro de controle, ou seja, são associados à incorreção de estado de chaves e/ou disjuntores nos SEPs.

Outra classe de erros que são vinculados às medições em campo é chamada de erros grosseiros (em inglês, conhecido como *bad data*). Esses erros são de maior dificuldade de detecção e, na maioria dos casos, o próprio estimador de estados não consegue filtrá-los, portanto, são também chamados de erros sistemáticos. Assim, é preciso desenvolvimento de técnicas que tornem a EE robusta.

Os erros grosseiros por serem bem maiores que os aleatórios, de acordo com Zhao & Mili (2017), introduzem um desvio sistemático significativo em relação ao valor real da medição. Os erros grosseiros podem ocorrer devido à presença de harmônicos, interferência eletromagnética, *cyber-attacks*, falhas no sistema de telecomunicação, equipamentos descalibrados, atrasos de fases devido à dificuldade que possa ocorrer de sincronização, entre diversos outros tipos de motivos, de acordo com Ahmadi *et al.* (2020); Gomez-Exposito *et al.* (2020); Zhang *et al.* (2020); Rakpenthai & Uatrongjit (2020).

Esses erros são imprevisíveis, inesperados e de difícil tratamento. Matematicamente, não possuem distribuições específicas para modelagem de maneira bem definida e alteram significativamente o valor real da medição e comprometem, de maneira rigorosa, o processo de EE. Neste viés, estudos relacionados à detecção, à identificação e à correção/supressão são focos dos desenvolvimentos que são apresentados neste trabalho para se manter a confiança nos resultados para avaliação da estabilidade de tensão.

Tradicionalmente, segundo Merrill & Schweppe (1971), realiza-se a detecção de erros grosseiros por meio de testes como o da Qui-quadrada e identificação da medição suspeita pelo Máximo Resíduo Normalizado (MRN). O uso de teste de hipóteses também é proposto por Schweppe (1970b); Stagg *et al.* (1970); Dopazo *et al.* (1970).

No contexto de redes elétricas inteligentes, Baran & McDermott (2009) propõem uma metodologia para tratamento de erros grosseiros considerando dados provenientes das

denominadas *Advanced Metering Infrastructure* (AMI). Com os medidores inteligentes nessa estrutura de medição, tem-se a possibilidade de desenvolver sistemas de monitoramento robustos para redes de média e baixa tensão. Além do uso de SMs, é possível também mesclar diferentes tipos de medição como os medidores sincronizados fasorialmente ( $\mu$ -PMUs - *Phasor Measurements Units*) por meio da EE híbrida conforme descrito por Kumar *et al.* (2020); Melo *et al.* (2017); de Souza *et al.* (2020).

Os SMs instalados na baixa tensão possibilitam monitorar consumo (medição de potência ativa e reativa) em intervalos de tempo regulares, o que torna possível uma previsão de carga ao longo do dia para cada ponto notável da rede, segundo Primadianto & Lu (2016); Melo *et al.* (2019). Já as medições fasoriais sincronizadas, apesar de serem associadas a maiores custos, possuem acurácia muito maior, segundo Kumar *et al.* (2020); Farajollahi *et al.* (2018); Aminifar *et al.* (2014). Quando os dois tipos de medições são utilizadas, observa-se maior redundância de medições e robustez no processo de monitoramento frente à incidência de erros de medição, como descrito por Primadianto & Lu (2016).

Considerando esse novo cenário de medição, em Braunstein *et al.* (2015) é usado o teste do Qui-quadrado e avaliado o impacto da previsão da modelagem de carga no processo de EE. Erros grosseiros nas medições são identificados com base no tradicional método do MRN usando medidores inteligentes para identificar problemas de calibração e ataques cibernéticos.

Nesse mesmo contexto, Braunstein *et al.* (2015) e Bretas *et al.* (2017) também consideram a correção de erros grosseiros em sistemas de distribuição por meio da detecção usando teste de Qui-quadrado e identificação por MRN incorporando o uso de pseudomedidas.

De Oliveira *et al.* (2021) apresentaram uma nova metodologia para correção de erros grosseiros em sistemas de distribuição por meio da EE trifásica considerando as correntes ramais como variáveis de estado a serem estimadas em intervalos regulares de tempo utilizando uma modelagem por otimização. Para detecção de erros grosseiros, foi realizada uma análise comparativa da função objetivo com um valor limítrofe estabelecido por simulações de Monte Carlo com diferentes cenários de carga e erros aleatórios modelados por curvas Gaussianas para as medições coletadas em campo. Um novo índice foi proposto para identificar medições com erros grosseiros usando os resíduos das medições. Para correção dos erros grosseiros, foi apresentada uma nova metodologia considerando uma análise estatística da variação das medidas ao longo do tempo.

### 3.4 TIPOS DE MEDIÇÕES

Outro aspecto importante para realização da EE está relacionada aos tipos de medições empregadas: medições tradicionais, medições fasoriais sincronizadas, medições virtuais, pseudomedidas e medidores inteligentes.



As medições tradicionais são aquelas provenientes das Unidades Terminais Remotas (do inglês, *Remote Terminal Units* - RTUs) que são por obtidas por intermédio de medidores não sincronizados no sistema SCADA. Essas medições são, por exemplo, valores de magnitudes de tensão, potência e corrente. Não possibilitam medições angulares por não possuírem sincronização em nenhuma faixa de tempo. A classe de exatidão desses medidores é de até 5%.

As medições sincronizadas são provenientes de medidores especiais e de desenvolvimento recente possibilitado com a invenção dos GPSs (em inglês, *Global Positioning System*). Esses medidores são chamados PMUs (em inglês, *Phasor Measurements Units*) ou  $\mu$ PMUs quando são menores, mais baratas e de facilitação da sua alocação ao sistema elétrico. Elas realizam medições de fasores em pontos estratégicos dos SEPs e esses dados são transmitidos aos concentradores de dados aquisitados. Essas unidades de medições são as responsáveis por obterem medições de tensão e corrente em módulo e ângulo considerando referência geográfica e no tempo. Assim sendo, essas medições são colhidas simultaneamente de diversos pontos distantes geograficamente entre si. A principal característica dessas medições é a alta acurácia (classe de exatidão bem menor que 1%) e elevada taxa de amostragem. Os valores comumente encontrados e associados aos erros aleatórios são menores que 0,1%. No setor de distribuição, tendo em vista o menor preço e menor tamanho que facilita a alocação, as  $\mu$ PMUs são mais adequadas para serem alocadas, considerando o melhor custo-benefício.

As primeiras publicações que envolvem medições direta de diferenças angulares datam da década de 80 Missout & Girard (1980); Missout *et al.* (1981); Bonanomi (1981). Para as medições, um sistema de sincronização via satélite foi utilizado para usar uma referência comum a duas medições e uma precisão de  $40\mu s$  foi alcançada. Apesar dos avanços, os métodos usados não eram adequados para generalização de medições angulares de sistemas de maior porte.

O primeiro artigo a considerar a importância de tensões e correntes fasoriais de sequência positiva, na década de 80 Phadke *et al.* (1983), é considerado o ponto inicial da era moderna de medições sincronizadas fasorialmente. A partir daí, o uso crescente dos GPSs permitiu a criação de protótipos de PMUs na Virgínia Tech Phadke & Thorp (2008). A primeira versão comercial é datada de 1991 Model (1990).

Essas medições fasoriais possibilitam medições na escala de microssegundos de corrente, tensão e potência de sequência positiva. Além disso, pode haver a medição da frequência local em Hertz, taxa de variação da frequência e pode ser configurada para medição de harmônicos, quantidades de sequência negativa e zero, bem como tensões e correntes trifásicas individuais Phadke & Thorp (2008).

De maneira mais precisa, muitas medições de PMUs são capazes de fornecerem 60 amostras por segundo, totalizando 3600 amostras por minuto. Assim, ao fim de 24 horas tem-se uma quantidade de 5.184.000 *frames*.

Em Dehghanpour *et al.* (2018), as PMUs podem fornecer medidas sincronizadas

de tensão, corrente e potência e permitem o rastreamento preciso das variáveis de estado e controle eficiente para decisões de gerenciamento. Possuem frequência de amostragem elevada (até 30kHz) que é muito maior quando comparadas aos medidores inteligentes - 0,277mHz/16,7mHz. Isso possibilita a restauração da observabilidade com granularidade temporal mais elevada. Todavia, ao se comparar os preços de PMUs e medidores inteligentes, os preços vinculados à obtenção dessas medições fasoriais ainda são considerados, muitas vezes, como proibitivos. Portanto, aperfeiçoar a sua alocação e a quantidade é tarefa essencial.

No Brasil, a empresa General Electric (GE) comercializa esses equipamentos de medição fasorial sincronizada de PMU amplamente utilizados em sistemas de transmissão. Um sistema monitorado com redundância de medições de PMUs trás muitas vantagens além da alta taxa de amostragem das medições fasoriais, permitindo observabilidade direta de fenômenos dinâmicos, de ilhamentos, de distúrbios, de oscilações eletromecânicas, de modos de oscilações, de faltas (sejam as trifásicas, fase-fase ou fase-terra), de religamento automático, bem como nível de sobrecorrente vinculadas à falta.

Como as medições do sistema SCADA são obtidas para intervalos de 5 segundos, muitos fenômenos, por exemplo da escala de milissegundos, são imperceptíveis levando à falsa sensação da segurança dinâmica do sistema.

Outra característica importante das medições de PMUs é o recebimento da estampa de tempo, com isso a velocidade e latência da transmissão dos dados não invalidam sua posterior utilização em um concentrador de dados, de acordo com Aleixo (2018).

A norma IEEE C37.118.1 Martin (2015) fornece as definições dos sincrofasores sugerindo testes, métricas e erros máximos como requisitos de qualidade e disponibilidade para validar a conformidade da medição fasorial.

A segunda parte da norma Martin *et al.* (2014) IEEE C37.118.2 trouxe padronizações que visam facilitar a troca de dados entre os dispositivos de medição e os dispositivos de armazenamento das medições especificando os tipos de mensagens e o formato dos dados em comunicação em tempo real entre PMUs e PDCs.

O Submódulo 2.13 (2020) do ONS fornece os requisitos mínimos para os sistemas de medições sincronizadas de fasores que tem passado por avaliações contínua por meio requisitos mínimos de qualidade e disponibilidade para servirem de insumo no monitoramento e operação do SIN.

As PMUs na distribuição têm sido empregadas para observação de perfis de tensão/potência de alta resolução, detecção de oscilação, identificação da topologia e detecção de eventos, e tem sido alvo de maciças pesquisas em todo mundo para servir de insumo para EE dos sistemas de distribuição.

As medições de  $\mu$ -PMUs prescindem a necessidade de infraestrutura de fibra ótica para comunicação com módulos de aquisição, de processamento de dados e GPS sendo construídos em único equipamento e a comunicação para transmissão dos sincrofasores pode ser realizada por tecnologia 4G.

Outro tipo de informação importante são as medidas virtuais. São definidas como aquelas provenientes de barras de injeção nula de potência ou barras de passagem. No setor de distribuição, essas barras podem ser consideradas como modelagem física, por exemplo, de postes que possuem o intuito de preservarem distâncias estabelecidas por norma e não são destinados ao atendimento de nenhuma carga específica. Já no setor de transmissão, são subestações de manobra. Para essas barras de passagem, os valores de  $P_k$  e  $Q_k$  são nulos e são dados pré-existentes da rede e, então, chamadas de medidas virtuais.

As pseudomedidas são informações de pontos da rede que não são obtidas em tempo real. São medições em que se possuem pouca precisão, todavia, podem ser utilizadas quando se conhece sua imprecisão associada. Esses tipos de medições são capazes de terem imprecisão de até 50%, ou seja, essa medida pode ser tratada como medida comum, porém, com classe de exatidão não mais de 5% e, sim, de 50%. Geralmente, podem ser obtidas por intermédio de dados históricos.

As medições de medidores inteligentes visam ao monitoramento de padrões de consumo e de valores de potência na média e baixa tensão. Esses medidores podem permitir fluxo de informações bidirecional, com informações para a concessionária ou para o consumidor ao mesmo tempo. Essas medições são realizadas em intervalos regulares (por exemplo, em intervalos regulares de 15 em 15 minutos). Muitas vezes, dependendo do país e das políticas adotadas, os dados medidos de consumidores individuais são considerados dados invasivos por mapearem questões privativas do consumidor (permite obter padrões de consumo). Dessa forma, técnicas de medição por barra considerando vários medidores conectados são utilizados para fugir da problemática relacionada à acessibilidade *versus* privacidade de informações. Essas têm sido usadas, principalmente, para previsão e gerenciamento da carga de baixa resolução e verificação de conexões. Essa estrutura de medição cumpre um papel importante para a EE nos setores de distribuição, visto que podem oferecer redundância de dados para o algoritmo.

## 4 METODOLOGIA PROPOSTA

### 4.1 ESTIMADOR DE ESTADOS HÍBRIDO

A EE é realizada em regime permanente e parte da premissa apresentada na Equação (4.1) em que  $\mathbf{z}$  é o vetor de medições adquiridas,  $\hat{\mathbf{x}}$  é o vetor de variáveis de estados (magnitudes e ângulos de tensão em todos os barramentos do sistema),  $\epsilon$  é o vetor de erros correspondentes às medições e  $\mathbf{h}$  é a função não linear que relaciona  $\mathbf{z}$  e  $\hat{\mathbf{x}}$ .

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}}) + \epsilon \quad (4.1)$$

Quando se usa coordenadas polares para um sistema contendo  $N$  barras, o vetor de estados do sistema irá conter  $(2N-1)$  elementos, com  $N$  valores de magnitudes de tensão e  $(N-1)$  valores de ângulos, em que o valor do ângulo da barra de referência pode ser adotado arbitrariamente como valor zero. O vetor de variáveis de estados é composto por todos os ângulos e magnitudes de tensão em cada barra do sistema, assim como mostrado na Equação (4.2) em que  $N$  é o número de barras do sistema.

$$\hat{\mathbf{x}} = [\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_N, V_1, V_2, \dots, V_N] \quad (4.2)$$

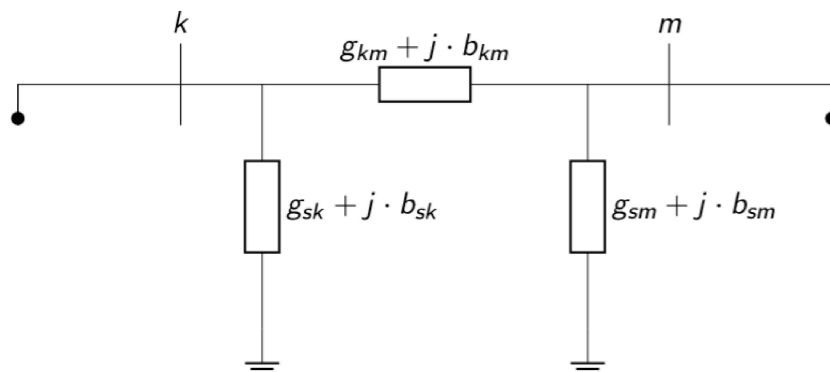
A função  $\mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})$  corresponde aos valores estimados das variáveis mensuradas, os quais são calculados em função das variáveis de estados. Desta forma, pode-se obter a potência ativa, potência reativa, fluxos ativos, reativos, corrente passante na linha, tomando como referência a Figura 9, em função do vetor  $\hat{\mathbf{x}}$ , através das equações de 4.3 até 4.9:

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sin(\theta_{km})) \quad (4.3)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) \quad (4.4)$$

$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m \quad (4.5)$$

Figura 9 – Modelo  $\pi$  de uma ramificação de rede



$$P_{km} = V_k^2(g_{sk} + g_{km}) - V_k V_m(g_{km} \cos(\theta_{km}) + b_{km} \sin(\theta_{km})) \quad (4.6)$$

$$Q_{km} = -V_k^2(b_{sk} + b_{km}) - V_k V_m(g_{km} \sin(\theta_{km}) - b_{km} \cos(\theta_{km})) \quad (4.7)$$

$$\dot{I}_k = \frac{P_k - jQ_k}{\dot{V}_k} \quad (4.8)$$

$$\dot{I}_{km} = \frac{P_{km} - jQ_{km}}{\dot{V}_k} \quad (4.9)$$

No método MQP, o objetivo do Estimador de Estados consiste em minimizar a função  $J(\hat{\mathbf{x}})$  como na Equação (4.10).

$$\min J(\hat{\mathbf{x}}) = \sum_{j=1}^{N_m} \left( \frac{z_j - h_j(\hat{\mathbf{x}})}{\sigma_j} \right)^2 = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})]^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})] \quad (4.10)$$

Em que  $J$  é a função objetivo;  $N_m$  é o número total de medições;  $z_j$  é o valor de uma medição  $j$  adquirida;  $h_j(\hat{\mathbf{x}})$  é o valor correspondente estimado em função do vetor de variáveis de estado  $\hat{\mathbf{x}}$ ;  $\sigma_j$  é o desvio padrão da amostragem supondo que a medição adquirida esteja sujeita a erros aleatórios de distribuição Gaussiana de média zero;  $\mathbf{R}$  é uma matriz diagonal contendo os valores de  $\sigma_j$ .

A fim de minimizar  $J(\hat{\mathbf{x}})$ , as condições de otimalidade devem ser satisfeitas, como mostrado pela Equação (4.11).

$$g(\hat{\mathbf{x}}) = \frac{\partial J}{\partial \hat{\mathbf{x}}} = -\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}) \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})] = 0 \quad (4.11)$$

Em que  $\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}) = \frac{\partial \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})}{\partial \hat{\mathbf{x}}}$  e, segundo Abur & Expósito (2004), é chamada de matriz Jacobiana das medições. Ao se expandir a Equação (4.11) em série de Taylor e desconsiderar os termos de ordens mais altas, tem-se a Equação (4.12) utilizada para se definir o vetor de estados iterativamente.

$$\hat{\mathbf{x}}^{k+1} = \hat{\mathbf{x}}^k - [\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}}^k)]^{-1} g(\hat{\mathbf{x}}^k) \quad (4.12)$$

O vetor  $\hat{\mathbf{x}}^k$  é a solução na iteração  $k$  e  $\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}})$  é a matriz de ganho, definida na Equação (4.13):

$$\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}}^k) = \frac{\partial g(\hat{\mathbf{x}}^k)}{\partial \hat{\mathbf{x}}} = \mathbf{H}^T(\hat{\mathbf{x}}^k) \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}^k) \quad (4.13)$$

A solução do sistema matricial dado pela Equação (4.12) é realizada iterativamente pelo método de Gauss-Newton.

As medições que compõem o vetor  $\mathbf{z}$ , visto pela Equação (4.10), são provenientes de medidores instalados para monitoramento das redes incluindo valores das potência ativa/reactiva injetada em barras do sistema ( $P_k$  e  $Q_k$ , respectivamente) e fluxos ( $P_{km}$ ,  $Q_{km}$ , respectivamente) passantes em linhas bem como magnitudes de tensão ( $V_k$ ) e correntes

( $I_k$ ). Essas são as medições tradicionais do sistema SCADA que fornecem dados para o monitoramentos dos sistemas de transmissão.

Quando PMUs são utilizadas nesse mesmo contexto, considera-se a obtenção de fasores sincronizados no tempo por meio do uso de GPS. Neste caso, se uma PMU é alocada em uma barra  $k$  genérica do sistema, consideram-se disponíveis em tempo real os valores de tensão (magnitude  $V_k$  e ângulo  $\theta_k$ ) da barra bem como as correntes passantes nos ramos conectados a essa unidade de medição:  $I_{km}$  e  $\delta_{km}$ , sendo respectivamente magnitudes e ângulos da mesma.

Na metodologia proposta e abordada neste trabalho, para EE de sistemas de distribuição, considera-se que o vetor de medições é formado tanto por medições sincronizadas advindas de micro-PMUs (denotadas por  $\mathbf{z}_{\mu\text{-pmu}}$ ) quanto por SMs ( $\mathbf{z}_{\text{sm}}$ ), assim como representado pela Equação (4.14), sendo as medições de cada equipamento sujeitos a erros aleatórios correspondentes  $\boldsymbol{\epsilon}_{\mu\text{-pmu}}$  e  $\boldsymbol{\epsilon}_{\text{sm}}$  os quais são relacionados com o vetor de variáveis de estados como apresentados nas Equações (4.15) e (4.16), respectivamente:

$$\mathbf{z} = [\mathbf{z}_{\mu\text{-pmu}} \quad \mathbf{z}_{\text{sm}}] \quad (4.14)$$

$$\mathbf{z}_{\mu\text{-pmu}} = \mathbf{h}_{\mu\text{-pmu}}(\hat{\mathbf{x}}) + \boldsymbol{\epsilon}_{\mu\text{-pmu}} \quad (4.15)$$

$$\mathbf{z}_{\text{sm}} = \mathbf{h}_{\text{sm}}(\hat{\mathbf{x}}) + \boldsymbol{\epsilon}_{\text{sm}} \quad (4.16)$$

Já para sistemas de transmissão, seguindo a referência Korres & Manousakis (2011), as medições consideradas são formadas tanto por medições sincronizadas advindas de PMUs (denotadas por  $\mathbf{z}_{\text{pmu}}$ ) quanto medições SCADA ( $\mathbf{z}_{\text{scada}}$ ), assim como representado pela Equação (4.17), sendo as medições de cada equipamento sujeitos a erros aleatórios correspondentes  $\boldsymbol{\epsilon}_{\text{pmu}}$  e  $\boldsymbol{\epsilon}_{\text{scada}}$  aos quais são relacionados o vetor de variáveis de estados, como apresentados nas Equações (4.18) e (4.19), respectivamente:

$$\mathbf{z} = [\mathbf{z}_{\text{pmu}} \quad \mathbf{z}_{\text{scada}}] \quad (4.17)$$

$$\mathbf{z}_{\text{pmu}} = \mathbf{h}_{\text{pmu}}(\hat{\mathbf{x}}) + \boldsymbol{\epsilon}_{\text{pmu}} \quad (4.18)$$

$$\mathbf{z}_{\text{scada}} = \mathbf{h}_{\text{scada}}(\hat{\mathbf{x}}) + \boldsymbol{\epsilon}_{\text{scada}} \quad (4.19)$$

Apesar de as taxas de envio de dados ao centro de controle serem diferentes (em torno de 1 amostra a cada 15 minutos para SMs e 10 amostras por segundo para PMUs, tradicionalmente), estas informações podem ser processadas pelo Estimador de Estados desde que as devidas considerações sejam feitas a respeito da precisão dos dados obtidos como discutido em Kumar *et al.* (2020). Em geral, micro-PMUs são equipamentos mais caros e destinados à mensuração de grandezas elétricas em sistemas de média tensão. Já os SMs são instalados mais próximos aos consumidores em baixa tensão e, considerando que todos os consumidores atendidos por um transformador da rede primária sejam monitorados por SMs, é possível somar as medições de consumo obtendo uma estimativa de potências ativas e reativas em barramentos do sistema que forem instrumentalizados desta maneira.

A EE baseada apenas em medições não fasoriais (medições do sistema SCADA) possui matriz Jacobiana das medições como mostrada na Equação (4.20):

$$\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}) = \begin{bmatrix} \frac{\delta \Delta \mathbf{P}_k}{\delta \theta} & \frac{\delta \Delta \mathbf{P}_k}{\delta \mathbf{V}} \\ \frac{\delta \Delta \mathbf{Q}_k}{\delta \theta} & \frac{\delta \Delta \mathbf{Q}_k}{\delta \mathbf{V}} \\ \frac{\delta \Delta \mathbf{P}_{km}}{\delta \theta} & \frac{\delta \Delta \mathbf{P}_{km}}{\delta \mathbf{V}} \\ \frac{\delta \Delta \mathbf{Q}_{km}}{\delta \theta} & \frac{\delta \Delta \mathbf{Q}_{km}}{\delta \mathbf{V}} \\ \frac{\delta \Delta \mathbf{V}_k}{\delta \theta} & \frac{\delta \Delta \mathbf{V}_k}{\delta \mathbf{V}} \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

Os valores de  $\frac{\delta \Delta \mathbf{V}_k}{\delta \theta} = 0$ , assim  $\frac{\delta \Delta \mathbf{V}_k}{\delta \mathbf{V}} = 1$  se forem a mesma barra  $k$ .

Para os casos em que o estimador obtêm dados com medições provenientes das PMUs, há medições também de  $\theta$ , pois também são feitas medições de ângulos, como também de defasagens angulares, uma vantagem trazida pelo uso das PMUs. Com as PMUs, podem ser obtidas também para a EE as medições de correntes  $\mathbf{I}_{km}$  que entram e que saem de cada uma das barras do sistema em que há medição associada.

Como efeito das medições adicionais fornecidas por PMUs, a matriz Jacobiana das medições para EE híbrida possui também outras derivadas.

Na Equação (4.21) é mostrada a matriz Jacobiana das medições para EE híbrida considerando todas as medições obtidas por intermédio do sistema SCADA e de medições sincronizadas fasorialmente. Observe que são acrescentadas medições com respeito a ângulos, à defasagem angular entre barras  $km$  e ao fluxo de corrente. Observa-se também que as medições de fluxos de correntes juntamente com as medições de tensões são suficientes para fornecerem medições de fluxo de potência entre as barras, ou seja, o próprio fluxo de potência entre as barras  $km$  podem ser determinados diretamente. Dessa forma, por si só, sistemas híbridos de medições fornecem ainda mais redundância de medições o que possibilita observar incoerências quando há erros naturais associados às medições.

$$\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}) = \begin{bmatrix} \frac{\delta \Delta \mathbf{P}_k}{\delta \theta} & \frac{\delta \Delta \mathbf{P}_k}{\delta \mathbf{V}} \\ \frac{\delta \Delta \mathbf{Q}_k}{\delta \theta} & \frac{\delta \Delta \mathbf{Q}_k}{\delta \mathbf{V}} \\ \frac{\delta \Delta \mathbf{P}_{km}}{\delta \theta} & \frac{\delta \Delta \mathbf{P}_{km}}{\delta \mathbf{V}} \\ \frac{\delta \Delta \mathbf{Q}_{km}}{\delta \theta} & \frac{\delta \Delta \mathbf{Q}_{km}}{\delta \mathbf{V}} \\ \frac{\delta \Delta \mathbf{V}_k}{\delta \theta} & \frac{\delta \Delta \mathbf{V}_k}{\delta \mathbf{V}} \\ \frac{\delta \Delta \theta_k}{\delta \theta} & \frac{\delta \Delta \theta_k}{\delta \mathbf{V}} \\ \frac{\delta \Delta \theta_{km}}{\delta \theta} & \frac{\delta \Delta \theta_{km}}{\delta \mathbf{V}} \\ \frac{\delta \Delta \mathbf{I}_{km}}{\delta \theta} & \frac{\delta \Delta \mathbf{I}_{km}}{\delta \mathbf{V}} \\ \frac{\delta \Delta \delta_{km}}{\delta \theta} & \frac{\delta \Delta \delta_{km}}{\delta \mathbf{V}} \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

Da mesma forma,  $\frac{\delta \Delta \theta_k}{\delta \theta}$  terá resultado unitário para mesma barra e nulo para barras diferentes.

A matriz Jacobiana das medições para a EE híbrida é dada na Equação (4.22), de

acordo com Fantin *et al.* (2014).

$$\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{V}} \\ \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{V}} \\ \mathbf{0} & \mathbf{1} \\ \mathbf{1} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{1} \\ \frac{\partial \mathbf{I}^{PMUs}}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{I}^{PMUs}}{\partial \mathbf{V}} \\ \frac{\partial \boldsymbol{\delta}^{PMUs}}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \boldsymbol{\delta}^{PMUs}}{\partial \mathbf{V}} \end{bmatrix} \begin{array}{l} \} \mathbf{P} \\ \} \mathbf{Q} \\ \} \mathbf{V}^{scada} \\ \} \boldsymbol{\theta}^{PMUs} \\ \} \mathbf{V}^{PMUs} \\ \} \mathbf{I}^{PMUs} \\ \} \boldsymbol{\delta}^{PMUs} \end{array} \quad (4.22)$$

Em que:

- $\mathbf{V}$  e  $\boldsymbol{\theta}$ : vetor com valores que representam as magnitudes e os ângulos de fase das tensões nodais (variáveis de estado);
- $\mathbf{P}$  e  $\mathbf{Q}$ : vetor com valores que representam medições SCADA de potência (injeção e fluxo) ativa e reativa respectivamente;
- $\mathbf{V}^{scada}$ : vetor com valores que representam medidas SCADA de magnitude de tensão nodal;
- $\mathbf{V}^{PMUs}$ : vetor com valores que representam medidas fasoriais sincronizadas de magnitude de tensão nodal;
- $\boldsymbol{\theta}^{PMUs}$ : vetor com valores que representam medições sincronizadas fasorialmente de ângulo de fase de tensão nodal;
- $\mathbf{I}^{PMUs}$ : vetor com valores que representam medições sincronizadas fasorialmente de magnitude de corrente em ramos;
- $\boldsymbol{\delta}^{PMUs}$ : vetor com valores que representam medições sincronizadas fasorialmente de ângulo de fase de corrente em ramos;

## 4.2 TRATAMENTO DE ERROS GROSSEIROS

A EE é responsável por minimizar os erros aleatórios com distribuição Gaussiana durante o processo. Entretanto, devido à intrusão de erros grosseiros, é necessário aprimorar o algoritmo de EE a fim de que seja possível detectar a presença dos mesmos e identificar qual medição é corrompida. Posteriormente, deve-se decidir se a medição será excluída do plano de medição sendo descartada do vetor de medições (tal procedimento só é válido para sistemas com redundância de medições e observabilidade completa), se a mesma será suprimida através da introdução do conceito de robustez estatística ou se é possível corrigir o dado errôneo associado à medição de forma a recalibrar a medida portadora de erros grosseiros.



As etapas destinadas à detecção, identificação e supressão/correção de erros grosseiros serão descritas nas seções subseqüentes.

#### 4.2.1 Detecção por Qui-quadrada de Pearson

A detecção de erros grosseiros é feita tradicionalmente analisando o valor da função objetivo. Deve-se definir, então, um valor limítrofe  $\mathbf{J}_{critico}(\hat{\mathbf{x}})$  para se detectar a existência de erros grosseiros. Uma das formas de avaliar e detectar os erros grosseiros é a partir da distribuição  $\chi^2$ -quadrada de Pearson (chamada de Qui-quadrada). Uma vez encontrados os erros, são necessários corrigi-los ou eliminá-los.

Ao final do processo de EE por MQP, é possível utilizar essa metodologia para avaliar a existência de erros grosseiros. Para isso, com o uso do teste da Qui-quadrada de Pearson o valor da função objetivo  $\mathbf{J}(\hat{\mathbf{x}})$  será avaliada ao final do processo de EE. Caso a mesma esteja abaixo de um valor limítrofe aceitável, diz-se não haver detecção de erros grosseiros. Em contrapartida, se o valor da função for maior ou igual ao valor limítrofe, presume-se a existência de erros grosseiros. Estas proposições são expressas pela Equação (4.23):

$$\begin{cases} \mathbf{J}(\hat{\mathbf{x}}) \leq \mathbf{J}_{lim}, & \text{sem erros} \\ \mathbf{J}(\hat{\mathbf{x}}) > \mathbf{J}_{lim}, & \text{com erros} \end{cases} \quad (4.23)$$

O valor limítrofe ( $\mathbf{J}_{lim}$ ) é obtido a partir de um grau de confiança adotado para o teste (geralmente 90 ou 95%) e o número de graus de liberdade ( $GL$ ) do problema o qual é definido como a diferença entre o número de medições obtidas em tempo real e o número de estados a serem estimados, assim como na Equação (4.24) em que  $N_m$  e  $N_s$  são os números de elementos do vetor de medição e no vetor de variáveis de estados, respectivamente.

$$GL = N_m - N_s \quad (4.24)$$

Desta forma, o teste dará positivo caso o valor da função objetivo for maior que o limite estabelecido com 95% de confiança e  $GL$  graus de liberdade, como indicado pela Equação (4.25):

$$\mathbf{J}_{lim} = \chi_{95\%}^2(GL) \quad (4.25)$$

#### 4.2.2 Identificação de Erros Grosseiros

Neste trabalho, são consideradas duas técnicas de identificação de erros grosseiros: a metodologia chamada de Método do Resíduo Normalizado (MRN) e a metodologia proposta de avaliação pelo Desvio Absoluto Mediano (em inglês, *Median Absolute Deviation* - MAD).

- (i) Método do Resíduo Normalizado (MRN):

A necessidade desse método aparece devido, principalmente, à variação da variância para cada medida em que um valor de resíduo discrepante pode ser perfeitamente normal dada a precisão inicial do medidor. A normalização do erro possibilita a comparação justa entre as medições tendo em vista a precisão do medidor e o erro encontrado.

Primeiramente, é levado em consideração o valor dos resíduos de medição, como dado pela Equação (4.26) e depois calculam-se os resíduos normalizados pela Equação (4.27) em que  $\mathbf{S}$  é a matriz de sensibilidade dos resíduos e representa a sensibilidade das medidas residuais para os erros de medição conforme (4.28):

$$\mathbf{r}_j = \mathbf{z}_j - \mathbf{h}_j(\hat{\mathbf{x}}), \text{ para } j = 1, 2, \dots, N_m \quad (4.26)$$

$$r_j^N = \frac{|\mathbf{r}_j|}{\sigma_j} = \frac{|\mathbf{r}_j|}{\sqrt{\Omega_{jj}}} = \frac{|\mathbf{r}_j|}{\sqrt{\mathbf{R}_{jj}\mathbf{S}_{jj}}} \quad (4.27)$$

$$\mathbf{S} = (\mathbf{I} - \mathbf{K}) = (\mathbf{I} - \mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}^T\mathbf{R}^{-1}) \quad (4.28)$$

Com interpretação da matriz  $\mathbf{K}$ , sabe-se que

- a entrada de suas linhas são capazes de fornecer uma ideia aproximada sobre a redundância local de medição em torno de um dado medidor;
- valores das diagonais bem maiores que os restantes dos valores das linhas, indicam que a medição é resultante principalmente do medidor e pouco relacionada com outras medições;
- diz-se, neste contexto, que a redundância de medições é fraca;

Dessa forma, uma maneira de tratamento de erros grosseiros é a detecção por Qui-quadrado e normalização do resíduo para identificação e reponderação de medição(ões) identificada(s) com maior(es) resíduo(s) normalizado(s).

(ii) Desvio Absoluto Mediano (MAD):

Tradicionalmente, a identificação de erros grosseiros é realizada por meio do máximo resíduo normalizado. Entretanto, em um ambiente onde medições sincronizadas e não sincronizadas são utilizadas, o uso apenas deste método pode falhar pela sensibilidade e interferência de múltiplos erros grosseiros.

Nesta seção, propõe-se o uso do método de identificação de *outliers* denominado MAD (*Median Absolute Deviation*).

Primeiramente, calcula-se o resíduo para cada medição conforme a Equação (4.26). Para calcular o resíduo normalizado ( $r_j^N$ ) da  $j$ -ésima medição, usa-se a expressão apresentada pela Equação (4.27).

Em caso de ausência de erro grosseiro, a média dos resíduos normalizados tenderá ao valor nulo com uma dispersão de dados estatisticamente reduzido Abur & Expósito (2004). Entretanto, no caso de haver erros grosseiros, as medições corrompidas possuirão os maiores resíduos normalizados, sendo *outliers* estatísticos.

Para cada valor de resíduo normalizado, o MAD será calculado de acordo com a Equação (4.29):

$$MAD_j = \hat{k} \cdot (r_j^N - \mu) \quad (4.29)$$

em que o fator de escala  $\hat{k}$  representa a função de densidade de probabilidade esperada do conjunto de resíduos normalizados e  $\mu$  é a média de seus valores. No algoritmo proposto,  $\hat{k} = \chi_{95\%}^2$ , sendo igual a valor da Qui-quadrada com grau de confiança de 95%.

Note que quanto mais expressivo o valor do erro grosseiro, maior será o desvio da mediana dos valores de resíduos normalizado sendo facilmente detectado pelo algoritmo identificador de *outliers*.

A medição associada ao maior valor de MAD será identificada como portadora de erro grosseiro.

### 4.2.3 Supressão de Erros Grosseiros

Uma vez que a medição corrompida com erro grosseiro é identificada, ela deve ser devidamente tratada no processo de estimação.

Nos sistemas de distribuição, tem-se um plano de medição que normalmente são de medições críticas e que afetam a EE quando são eliminadas. Uma técnica é atribuir um peso muito pequeno à medição com erro grosseiro, tendo em vista que ela possuirá menos importância no método do MQP.

Quanto maior o erro grosseiro, mais este irá impactar no valor da função objetivo. Portanto, quanto maior o erro grosseiro, menor o peso atribuído à medição com erro grosseiro. Uma técnica utilizada é atribuir o valor do inverso da função objetivo  $\mathbf{J}(\hat{\mathbf{x}})$  para quando há erro grosseiro como valor de peso da medição identificada.

Neste trabalho, portanto, em vez de eliminar a medição descartando-a, propõe-se atribuir um novo valor de peso associado à medição no processo, atribuindo-lhe menor importância quando comparada às demais medições.

Quanto maior o erro grosseiro, mais este irá impactar no valor da função objetivo. Baseado neste pressuposto, propõe-se o uso do valor da função objetivo (4.30) ponderando a diferença entre valor estimado e medido para o cálculo do resíduo da medição com suspeita com erro grosseiro. Desta forma, a função objetivo pode ser reescrita como na equação (4.30):

$$\min J(\hat{\mathbf{x}}) = \sum_{j=1}^{N_m-1} \left( \frac{z_j - h_j(\hat{\mathbf{x}})}{\sigma_j} \right)^2 + \left( \frac{z_{BD} - h_{BD}(\hat{\mathbf{x}})}{J_{BD}} \right)^2 \quad (4.30)$$

Em que  $z_{BD}$  é o valor da medição com erro grosseiro,  $h_{BD}$  seu valor correspondente estimado e  $J_{BD}$  o valor da função objetivo com erro grosseiro que extrapolou o valor limítrofe.

Com esta proposta, garante-se que o algoritmo seja robusto frente à introdução de erros grosseiros, uma vez que a medição errônea não afetará os resultados no processo.

Espera-se que, com este sistema de detecção, identificação e supressão de erros grosseiros, o estimador possa fornecer sempre resultados de estimativas satisfatórios que possam ser usados para outras funções no centro de controle como a análise de estabilidade de tensão determinando as barras críticas e seus fatores de participação.

#### 4.2.4 Correção de Erros grosseiros

Uma alternativa à supressão do erro grosseiro é a correção do mesmo. Apesar de a supressão ser bastante discutida na literatura, existem poucos algoritmos que de fato efetuam a correção da medição com erro em um cenário com limitação de medidores instalados na rede.

A correção de erro grosseiro visa retirar o valor do erro que se encontra em determinada medição detectada e identificada.

Uma vez que foi realizada a detecção e as medições suspeitas foram identificadas, será atribuído para cada uma delas um fator de calibração o qual deverá ter seu valor exato determinado conforme um problema de otimização proposto neste trabalho. Tal procedimento objetiva fornecer o estado operativo da rede eliminando o efeito das medições com erros grosseiros, provendo uma forma de corrigir a intrusão dos mesmos.

O problema de otimização é descrito pela minimização da função objetivo (4.31) sujeito às restrições (4.32).

$$\min J(\hat{\mathbf{x}}, \tau) = \sum_{j=1}^{N_m} \left( \frac{\tau_j \cdot z_j - h_j(\hat{\mathbf{x}})}{\sigma_j} \right)^2 \quad (4.31)$$

s.a.

$$\begin{cases} \tau_j^{\min} \leq \tau_j \leq \tau_j^{\max}, & \text{se } z_j \in \bar{z} \\ \tau_j = 1, & \text{se } z_j \notin \bar{z} \end{cases} \quad (4.32)$$

em que  $\bar{z}$  é o conjunto de medições suspeitas, sendo aquelas identificadas anteriormente como portadoras de erros grosseiros.

Na formulação proposta, o fator de calibração  $\tau_j$  é associado com cada medição obtida da rede monitorada. Caso a medição tenha sido identificada como suspeita, o fator de calibração poderá ser determinado pelo problema de otimização sendo uma variável do problema formulado variando entre limites mínimos e máximos ( $\tau_j^{\min}$  e  $\tau_j^{\max}$ , respectivamente). Caso a medição não seja suspeita, seu fator de calibração é fixado no valor unitário.

#### 4.2.4.1 Uso do algoritmo genético para a resolução do problema formulado

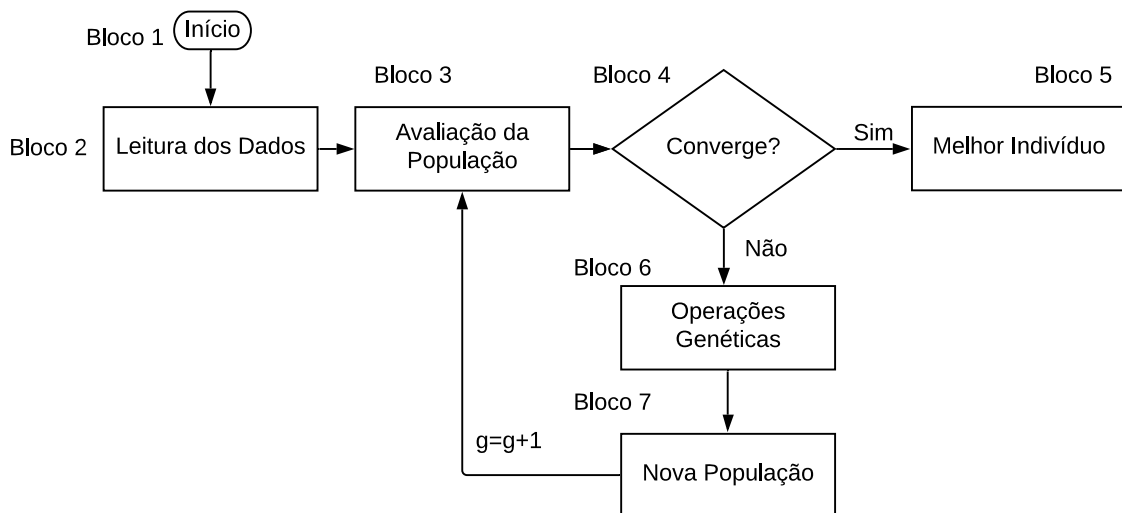
O algoritmo genético (AG) foi proposto por Holland (1975) e permite modelar computacionalmente processos naturais da evolução e resolver problemas complexos de engenharia em diversas áreas do conhecimento. Baseia-se na criação de possíveis soluções, denominadas de indivíduos, para um determinado problema, sendo cada possível solução usada para o cálculo da função objetivo do problema de minimização. A partir da escolha de melhores candidatos a serem a solução ótima do problema, os melhores indivíduos são capazes de se reproduzir e podem sofrer ação de operadores genéticos, como mutação e elitismo, a fim de achar uma solução viável numericamente para o problema formulado.

O valor da função objetivo, denominada função aptidão, determina a qualidade de um indivíduo como solução do problema em questão e é uma “nota” dada ao indivíduo na resolução do problema.

Indivíduos com boa ou com maior valor de função aptidão irão ter probabilidade maior de deixar suas características para os seus descendentes em relação àqueles com baixo valor de função aptidão. O método mais simples e mais adotado para selecionar os indivíduos é o método da roleta.

A Figura 10 mostra um fluxograma do AG tradicional.

Figura 10 – Fluxograma explicativo do AG



Fonte: Autor.

Inicialmente, é realizada a leitura de dados do problema a ser resolvido. Logo depois, tem-se uma população gerada randomicamente, em que cada indivíduo (possível solução do problema) é um vetor composto por genes (elementos contidos neste vetor de solução).

É possível avaliar o valor da função objetivo para cada indivíduo da população e aqueles mais aptos (com maior valor de função objetivo) têm a oportunidade de se reproduzirem e gerarem novos indivíduos. Os pais, nesse processo, morrem imediatamente

na formação dos filhos, mantendo fixo o tamanho da população inicial. Além disso, um processo de mutação pode alterar os genes por meio de operadores genéticos e possibilita a criação de um novo indivíduo (nova solução) que pode ter maior função aptidão.

Ao se considerar o mecanismo de elitismo, uma nova população é formada seja por substituição direta ou parcial de todos os indivíduos. Esse mecanismo permite que sejam mantidas soluções boas de uma geração para a outra.

A cada nova geração, com uma nova população, cada indivíduo é novamente avaliado em relação à aptidão na minimização da função objetivo do problema modelado. Ao fim, todos os indivíduos podem se tornar progenitores para formar uma nova população, caso a aptidão dos indivíduos gerados supere a aptidão dos respectivos pais. O processo se repete diversas vezes até que algum critério seja satisfeito. Esse critério pode ser por estagnação, número máximo de gerações ou tempo máximo de execução.

Neste trabalho, foi utilizada a *toolbox* GA (*Genetic Algorithm*) do MATLAB para resolver o problema de otimização modelado. Uma população inicial de possíveis candidatos (indivíduos) é criada com as medições identificadas por meio de um vetor com elementos unitários com mesma dimensão do número de medições suspeitas.

Na abordagem proposta, a solução do AG fornecerá os valores adequados dos fatores de calibração permitindo estimar o estado da rede eliminando o efeito dos erros grosseiros uma vez que será identificada uma “estimativa” do quão distorcida a medição errônea está.

### 4.3 APLICAÇÃO DA ANÁLISE MODAL NAS EQUAÇÕES DE EE

Neste trabalho, como contribuição desta pesquisa, a análise modal não é aplicada diretamente nas equações do fluxo de potência, mas é aplicada a partir dos resultados obtidos pelo Estimador de Estados concebido à luz do método dos mínimos quadrados ponderados (MQP). A partir de valores de magnitudes e ângulos de tensões nodais estimadas, uma matriz de sensibilidade é definida em relação às potências reativas e às magnitudes de tensão. Seus autovalores e autovetores são usados para se estimar os fatores de participação de cada barra de carga.

Para a determinação do estado operativo de um sistema de potência, tradicionalmente determina-se o sistema matricial (4.33).

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{P\theta} & \mathbf{J}_{PV} \\ \mathbf{J}_{Q\theta} & \mathbf{J}_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} = \mathbf{J} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} \quad (4.33)$$

em que:

$\Delta \mathbf{P}$ : são incrementos de potência ativa injetadas em todos os barramentos do tipo PQ (carga) e PV (geração);

$\Delta \mathbf{Q}$ : são incrementos de potência reativa injetada para todas as barras PQ (carga);

$\Delta\theta$ : são incrementos dos ângulos das tensões em todas as barras PQ (carga) e PV (geração);

$\Delta\mathbf{V}$ : são incrementos nos módulos de tensões de todas as barras PQ (carga) da rede.

Devido ao forte acoplamento entre  $\Delta\mathbf{Q}$  e  $\Delta\theta$  descrito em Gao *et al.* (1992), faz-se  $\Delta\mathbf{P} = 0$  e obtém-se o sistema matricial da Equação (4.34).

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \Delta\mathbf{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{\mathbf{P}\theta} & \mathbf{J}_{\mathbf{P}\mathbf{V}} \\ \mathbf{J}_{\mathbf{Q}\theta} & \mathbf{J}_{\mathbf{Q}\mathbf{V}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta\mathbf{V} \end{bmatrix} = \mathbf{J} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta\mathbf{V} \end{bmatrix} \quad (4.34)$$

Aplica-se a redução de Kron à Jacobiana do sistema linear (4.34) para obtenção da Jacobiana reduzida dada pelo sistema da Equação (4.35).

$$\mathbf{J}_{\mathbf{RED}} = \mathbf{J}_{\mathbf{Q}\mathbf{V}} - \mathbf{J}_{\mathbf{Q}\theta}\mathbf{J}_{\mathbf{P}\theta}^{-1}\mathbf{J}_{\mathbf{P}\mathbf{V}} \quad (4.35)$$

Note que, neste trabalho, as submatrizes  $\mathbf{J}_{\mathbf{P}\theta}$ ,  $\mathbf{J}_{\mathbf{P}\mathbf{V}}$ ,  $\mathbf{J}_{\mathbf{Q}\theta}$  e  $\mathbf{J}_{\mathbf{Q}\mathbf{V}}$  são estimadas por intermédio dos valores de magnitude e ângulos de tensão nos barramentos do sistema ( $\hat{V}_k$  e  $\hat{\theta}_k$ ), determinados pelo Estimador de Estados. As equações das submatrizes são, respectivamente, mostradas nas Equações (4.36), (4.37), (4.38) e (4.39), em que  $\hat{\theta}_{km} = \hat{\theta}_k - \hat{\theta}_m$ .

$$\mathbf{J}_{\mathbf{P}\theta} \begin{cases} J_{P\theta}^{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = \hat{V}_k \hat{V}_m (G_{km} \sin \hat{\theta}_{km} - B_{km} \cos \hat{\theta}_{km}) \\ J_{P\theta}^{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -\hat{V}_k^2 B_{kk} - \hat{V}_k \sum_{m \in \kappa} \hat{V}_m (G_{km} \sin \hat{\theta}_{km} - B_{km} \cos \hat{\theta}_{km}) \end{cases} \quad (4.36)$$

$$\mathbf{J}_{\mathbf{P}\mathbf{V}} \begin{cases} J_{PV}^{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = \hat{V}_k (G_{km} \cos \hat{\theta}_{km} + B_{km} \sin \hat{\theta}_{km}) \\ J_{PV}^{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = \hat{V}_k G_{kk} + \sum_{m \in \kappa} \hat{V}_m (G_{km} \cos \hat{\theta}_{km} + B_{km} \sin \hat{\theta}_{km}) \end{cases} \quad (4.37)$$

$$\mathbf{J}_{\mathbf{Q}\theta} \begin{cases} J_{Q\theta}^{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -\hat{V}_k \hat{V}_m (G_{km} \cos \hat{\theta}_{km} + B_{km} \sin \hat{\theta}_{km}) \\ J_{Q\theta}^{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -\hat{V}_k^2 G_{kk} + \hat{V}_k \sum_{m \in \kappa} \hat{V}_m (G_{km} \cos \hat{\theta}_{km} + B_{km} \sin \hat{\theta}_{km}) \end{cases} \quad (4.38)$$

$$\mathbf{J}_{\mathbf{Q}\mathbf{V}} \begin{cases} J_{QV}^{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = \hat{V}_k (G_{km} \sin \hat{\theta}_{km} - B_{km} \cos \hat{\theta}_{km}) \\ J_{QV}^{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -\hat{V}_k B_{kk} + \sum_{m \in \kappa} \hat{V}_m (G_{km} \sin \hat{\theta}_{km} - B_{km} \cos \hat{\theta}_{km}) \end{cases} \quad (4.39)$$

Uma vez que as submatrizes são estimadas a partir dos valores  $\hat{V}_k$  e  $\hat{\theta}_k$  determinados pelo método MQP,  $\mathbf{J}_{\mathbf{RED}}$  é a matriz de sensibilidade entre potência reativa e magnitude de tensão estimadas.

A análise modal, conforme proposta em Gao *et al.* (1992), será aplicada na matriz de sensibilidade, separando-a em matrizes de autovetores à esquerda ( $\phi$ ), à direita ( $\psi$ ) e autovalores  $\Lambda$ , conforme a Equação (4.40):

$$\mathbf{J}_{\mathbf{RED}} = \phi \Lambda \psi \quad (4.40)$$

A matriz  $\Lambda$  é diagonal com os elementos  $\lambda_j$  sendo os autovalores da matriz de sensibilidade. O menor autovalor será associado ao modo crítico do sistema aproximando-se de zero no ponto de máximo carregamento. Desta forma, multiplica-se elemento a elemento

dos autovetores correspondentes a este menor autovalor  $j$  como mostrado pela Equação (4.41).

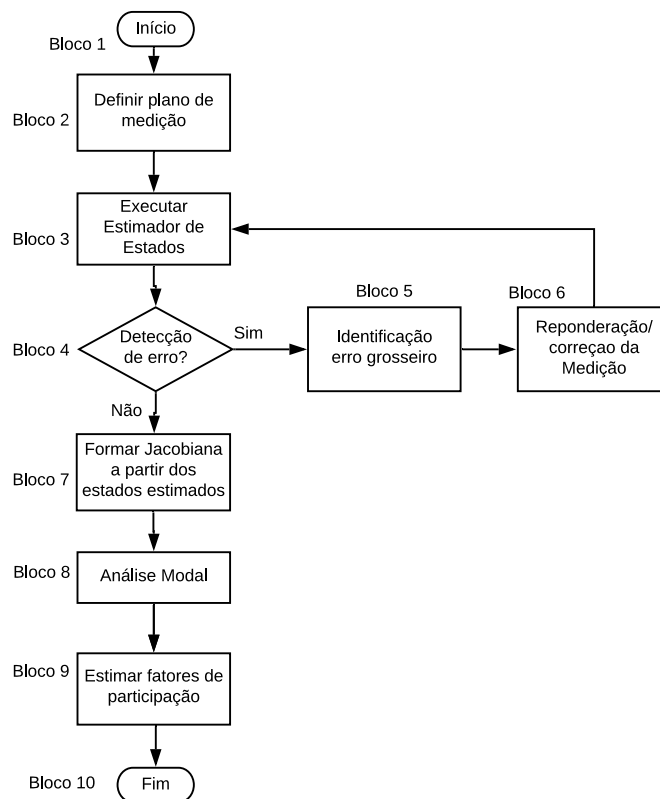
$$\mathbf{p}_j = \begin{bmatrix} p_{1,j} \\ p_{2,j} \\ \vdots \\ p_{n,j} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{1,j} \cdot \psi_{j,1} \\ \phi_{j,2} \cdot \psi_{j,2} \\ \vdots \\ \phi_{n,j} \cdot \psi_{j,n} \end{bmatrix} \quad (4.41)$$

Em que  $\phi_{n,j}$  e  $\psi_{j,n}$  são os elementos dos autovetores à esquerda e à direita, respectivamente associados a uma barra de carga  $n$  do sistema. Os fatores de participação  $\mathbf{p}_j$  são definidos para cada barra de carga e, uma vez que a matriz de sensibilidade é formada a partir dos resultados de estimação de estado, esses fatores são também estimados a partir dos resultados do MQP.

#### 4.4 FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA PROPOSTA

Na Figura 11 são apresentados todos os passos para a rotina descrita neste trabalho para avaliar a estabilidade de tensão pela aplicação da análise modal nas equações do estimador de estados considerando o tratamento de erros grosseiros por detecção, identificação e supressão/correção. O fluxograma foi dividido em blocos para facilitar a explanação realizada a seguir.

Figura 11 – Fluxograma da metodologia empregada





- Bloco-1: Este bloco indica a inicialização do método;
- Bloco-2: O plano de medição é definido nesta etapa, determinando-se quais serão as medições a serem obtidas pelos medidores alocados em campo;
- Bloco-3: Neste passo, o Estimador de Estados é executado usando MQP;
- Bloco-4: A Equação (4.23) é aplicada verificando se há extrapolação do valor limítrofe para a função objetivo. Em caso afirmativo, há suspeita de erros grosseiros e o algoritmo segue para o bloco 5. E caso contrário, parte-se para o bloco 7;
- Bloco-5: A medição comprometida com erro grosseiro deve ser identificada de acordo as Equações (4.18)-(4.21);
- Bloco-6: Uma vez identificada a medição com erro grosseiro, esta deve ser suprimida por reponderação da medição, ou então corrigida, a partir do processo de EE fornecendo robustez necessária para o algoritmo;
- Bloco-7: Forma-se a Jacobiana reduzida a partir dos valores estimados de magnitudes e ângulos de tensões;
- Bloco-8: A Jacobiana reduzida é separada em autovetores e autovalores pela aplicação da análise modal;
- Bloco-9: Os autovetores associados ao menor autovalor são multiplicados ponto a ponto para se estimar os fatores de participação de cada barra de carga;
- Bloco-10: Este bloco indica o fim do algoritmo.

#### 4.5 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo, foi abordada a metodologia proposta de avaliação da estabilidade de tensão por meio da EE híbrida que considera medições fasoriais e não fasoriais para restaurar a observabilidade da rede elétrica.

Além disso, as etapas de detecção, identificação e tratamento de erros grosseiros foram explanadas. Ao final, foi apresentada uma modelagem do problema de otimização com nova formulação que possibilita realizar correção de erros grosseiros após passar por processo de detecção e identificação. Para tal, foi abordado e descrito o método de algoritmo genético utilizado para solução desse problema.

A análise modal para avaliação da estabilidade de tensão também foi abordada com detalhes e é clara a sua praticidade. Os autovalores são capazes de direcionar *modos* críticos do sistema. Assim, depois com os modos críticos obtém-se qual a barra crítica no sistema, ou seja, é norteado em qual barra há necessidade de realizar reforços a fim de evitar a instabilidade.

## 5 ANÁLISES, TESTES E RESULTADOS

Neste capítulo, estudos nos sistemas testes do IEEE (sistema de 30 barras e 33 barras) serão apresentados e discutidos tomando todos os conceitos abordados até então. Um sistema real de distribuição universitário baseado na rede da UFJF (Universidade Federal de Juiz de Fora), tomando como referência Diogo *et al.* (2021), de 23 barras também será utilizado para conduzir testes e resultados.

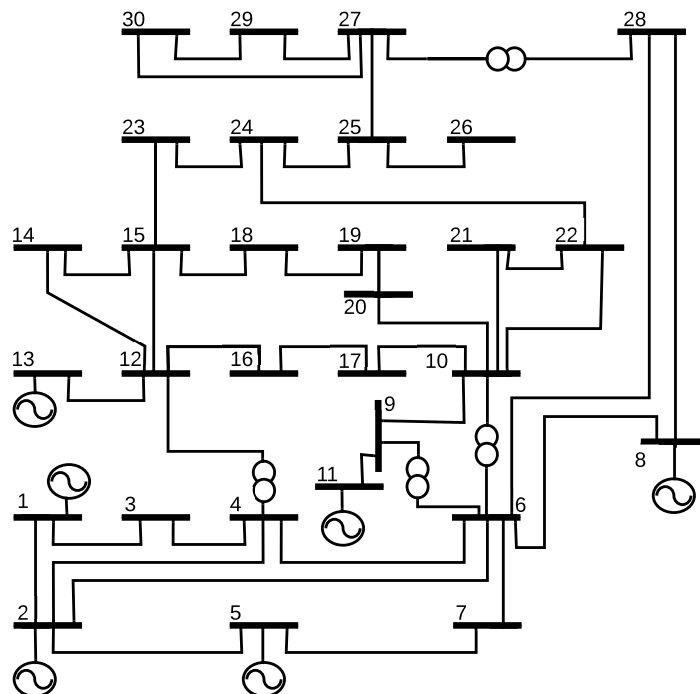
Todas as análises efetuadas por meio da EE são comparadas com os resultados obtidos por intermédio da aplicação do fluxo de potência. Dessa forma, os resultados obtidos pela EE são chamados de valores estimados e os resultados obtidos pelo fluxo de potência são adotados como valores reais neste trabalho, servindo como referência para análise dos erros de estimação.

### 5.1 ESTUDOS COM SISTEMA IEEE 30 BARRAS

#### 5.1.1 Sistema em estudo

Na Figura 12 é mostrado o sistema IEEE 30 barras. Os dados originais estão de acordo com Al-Roomi (2015).

Figura 12 – Sistema Teste IEEE 30 barras



Fonte: Autor.

Para as simulações computacionais, um plano de medição foi proposto incluindo medições de PMUs e medições tradicionais do SCADA conforme mostrado na Tabela 1.

Foi considerada a alocação de PMUs conforme Babu & Bhattacharyya (2016), sendo as mesmas instaladas nas barras 1, 5, 10, 11, 13, 15, 16, 18 e 27. Note que, as medições de PMUs englobam magnitudes e ângulos de tensão ( $V_k$  e  $\theta_k$ , respectivamente) nas barras em que as PMUs foram alocadas, além das correntes (magnitude  $I_{km}$  e ângulo  $\delta_{km}$ ) passantes nos ramais conectados às barras em questão. As medições SCADA são compostas por valores de potências ativas e reativas (injetadas e fluxo em linhas).

Tabela 1 – Plano de medição

| Tipo         | Medições   |
|--------------|--|
| <b>PMU</b>   | $V_1, V_5, V_{10}, V_{13}, V_{15}, V_{16}, V_{18}, V_{27}, I_{1-2}, I_{1-3}, I_{5-2}, I_{5-7}$<br>$I_{10-9}, I_{10-17}, I_{10-21}, I_{10-22}, I_{10-6}, I_{13-12}, I_{15-14}, I_{15-18}$<br>$I_{15-23}, I_{16-12}, I_{16-17}, I_{18-15}, I_{18-19}, I_{27-29}, I_{27-30}, I_{27-28}$<br>$\theta_1, \theta_5, \theta_{10}, \theta_{13}, \theta_{15}, \theta_{16}, \theta_{18}, \theta_{27}, \delta_{1-2}, \delta_{1-3}, \delta_{5-2}, \delta_{5-7}, \delta_{10-9}$<br>$\delta_{10-17}, \delta_{10-21}, \delta_{10-22}, \delta_{10-6}, \delta_{13-12}, \delta_{15-14}, \delta_{15-18}, \delta_{15-23}$<br>$\delta_{16-12}, \delta_{16-17}, \delta_{18-15}, \delta_{18-19}, \delta_{27-29}, \delta_{27-30}, \delta_{27-28}$ |
| <b>SCADA</b> | $P_4, P_6, P_8, P_{11}, P_{14}, P_{20}, P_{21}, P_{24}, P_{26}, P_{29}, P_{2-4}, P_{4-3}$<br>$P_{7-6}, P_{9-11}, P_{12-14}, P_{21-22}, P_{23-24}, P_{24-22}$<br>$Q_4, Q_6, Q_8, Q_{11}, Q_{14}, Q_{20}, Q_{21}, Q_{24}, Q_{26}, Q_{29}, Q_{2-4}, Q_{4-3}$<br>$Q_{7-6}, Q_{9-11}, Q_{12-14}, Q_{21-22}, Q_{23-24}, Q_{24-22}$   |

Fonte: Autor.

A fim de se considerar um cenário mais realista, erros aleatórios foram inseridos em cada valor de medição apresentado na Tabela 1. Os erros foram modelados com uma distribuição Gaussiana de média zero e classe de exatidão de no máximo 2% para medidas SCADA e no máximo 0,5% para as medições das PMUs, conforme considerado em Fantin *et al.* (2014). Um número de 200 amostras (*samples*) foi utilizado para gerar as distribuições Gaussiana advindas das PMUs.

### 5.1.2 Estudo de Caso e Discussões

Alguns estudos de caso são considerados e aplicados neste sistema teste. No primeiro caso, o sistema é considerando no ponto de máximo carregamento o qual equivale a 2,65 vezes o valor do carregamento nominal, de acordo com o método do fluxo continuado.

No segundo caso, é considerada uma fonte alternativa na barra 30 por intermédio da inserção de potência ativa nesta barra. Neste caso, um montante de 40MW é adicionado na potência especificada desta barra.

No terceiro caso, é realizada análise com aumento do carregamento em determinada área. O aumento do carregamento dessa área é realizado supondo aumento de carga somente nas barras 14, 15, 18, 19, 20, 21 e 22.

### 5.1.2.1 Caso 1: análise no ponto de máximo carregamento

Em um primeiro caso de estudo, o carregamento do sistema é considerado no ponto de máximo carregamento (PMC), para se avaliar quais barras serão indicadas como críticas. Para isso, multiplica-se o valor de potências demandadas das barras de carga do sistema por um fator de 2,65. Vale a ressalva que este valor foi obtido por meio do método continuado proposto por Ajarapu & Christy (1992).

Para obtenção dos resultados, foram realizadas 1000 repetições do algoritmo proposto, sendo os resultados de estimação tomados como a média dessas repetições.

Os fatores de participação ( $p^{est}$ ) estimados pelo método proposto são comparados com os valores correspondentes ( $p^{FP}$ ) obtidos pela análise modal tradicional (aplicada diretamente nas equações do fluxo de potência). Desta forma, o erro de estimação é determinado pela Equação (5.1) em que  $p_i^{est}$  e  $p_i^{FP}$  são fatores de participação obtidos para cada repetição  $i$ , respectivamente.

$$Erro(\%) = \frac{\sum_{i=1}^n \left| \frac{(p_i^{est} - p_i^{FP})}{p_i^{FP}} \right|}{n} \cdot 100\% \quad (5.1)$$

A Tabela 2 mostra os resultados de fatores de participação estimados e obtidos pelo método tradicional ( $p^{est}$  e  $p^{FP}$ , respectivamente), bem como o erro percentual médio entre os mesmos. Ainda, é possível notar que as mesmas barras são indicadas como críticas tanto pela aplicação do método proposto quanto pelo método tradicional conforme descrito em Gao *et al.* (1992).

Na primeira coluna da Tabela 2, são indicadas as cinco primeiras barras mais críticas do sistema determinadas pelo método proposto e, na terceira coluna, são indicadas aquelas determinadas pelo método tradicional.

Tabela 2 – Fatores de participação estimados  $p^{est}$ , verdadeiros  $p^{FP}$  e o erro médio - Caso 1

| Barra     | $p^{est}$ | Barra <sub>FP</sub> | $p^{FP}$ | Erro (%) |
|-----------|-----------|---------------------|----------|----------|
| <b>30</b> | 0,2406    | <b>30</b>           | 0,2431   | 1,0194   |
| <b>29</b> | 0,2019    | <b>29</b>           | 0,2006   | 0,7362   |
| <b>26</b> | 0,1694    | <b>26</b>           | 0,1666   | 1,6105   |
| <b>27</b> | 0,1035    | <b>27</b>           | 0,1004   | 2,9566   |
| <b>25</b> | 0,0960    | <b>25</b>           | 0,0988   | 2,9120   |

Fonte: Autor.

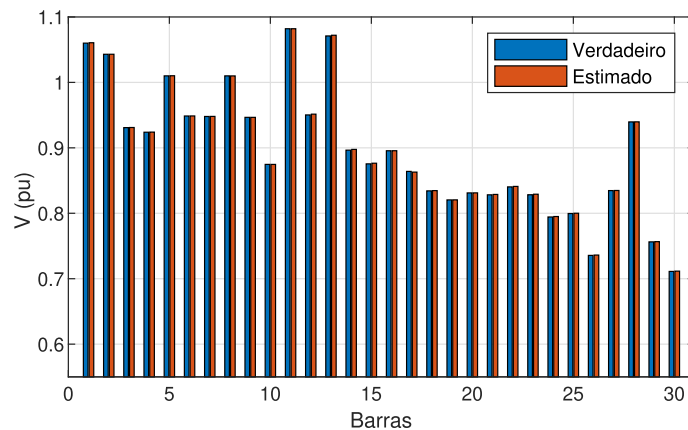
Note que, neste caso, a barra mais crítica seria a barra de número 30. O fator de participação desta barra é estimado em 0,2406 pelo método proposto e é igual a 0,2431 de acordo com o método tradicional. As demais barras consideradas sensíveis também têm seus fatores de participação satisfatoriamente estimados com erros reduzidos.

A Figura 13 apresenta os resultados de estimação das magnitudes de tensão em todas as barras do sistema (em laranja), comparados com os resultados obtidos por meio do fluxo de potência (em azul) no ponto de máximo carregamento. Percebe-se que, pela

proximidade dos valores, o resultado de estimação foi realizado satisfatoriamente; e, ainda assim, por meio da Figura 14 é possível corroborar essa afirmação.

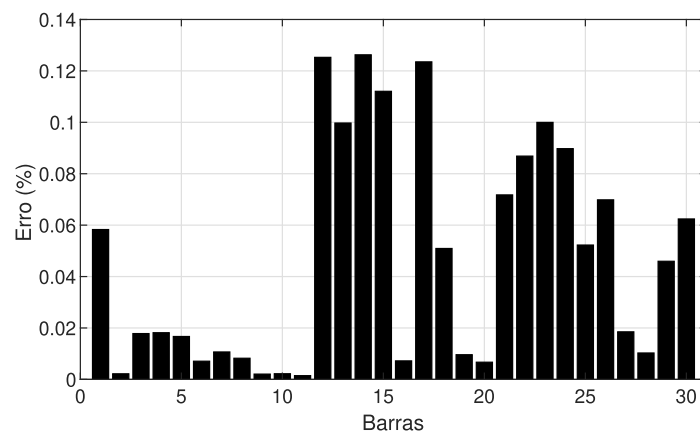
Os erros de estimação médios percentuais correspondentes entre os valores estimados e verdadeiros são apresentados na Figura 14 atestando que o processo de estimação foi bem efetuado visto que os erros são bem reduzidos.

Figura 13 – Estimação de magnitudes de tensão - Caso 1



Fonte: Autor.

Figura 14 – Erros das magnitudes de tensão - Caso 1



Fonte: Autor.

#### 5.1.2.2 Caso 2: análise supondo fonte alternativa na barra 30

Neste segundo caso de estudo, considera-se que seja inserida uma fonte alternativa na barra 30 por meio da inserção de potência ativa de 40 MW. Neste caso, o carregamento é determinado para o fator 2,85 segundo o método da continuação Ajarapu & Christy (1992).

Nota-se que a fonte alternativa foi simulada por meio da especificação do valor de 40 MW de potência ativa injetada no sistema. Neste caso, a barra 30 continua sendo

essencialmente uma barra de carga (tratada no fluxo de potência como barra PQ) como em da Costa *et al.* (2019).

Neste estudo de caso, os resultados de estimação dos fatores de participação são mostrados na Tabela 3 bem como as barras críticas. Observe que a barra mais crítica do sistema com a fonte alternativa é a 26, diferentemente do caso de estudo anterior. Esta é corretamente identificada, tendo o fator de participação estimado de maneira satisfatória.

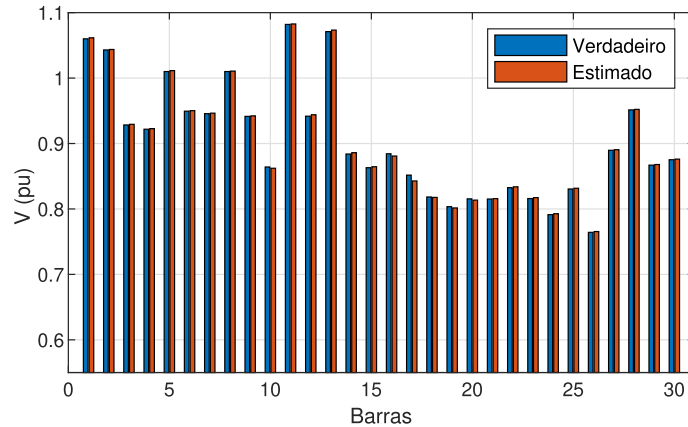
Tabela 3 – Fatores de participação estimados  $p^{est}$ , verdadeiros  $p^{FP}$  e o erro médio - Caso 2

| Barra     | $p^{est}$ | Barra <sub>FP</sub> | $p^{FP}$ | Erro (%) |
|-----------|-----------|---------------------|----------|----------|
| <b>26</b> | 0,1917    | <b>26</b>           | 0,1917   | 0,0270   |
| <b>30</b> | 0,1449    | <b>30</b>           | 0,1449   | 0,0306   |
| <b>29</b> | 0,1364    | <b>29</b>           | 0,1365   | 0,0304   |
| <b>25</b> | 0,1049    | <b>25</b>           | 0,1049   | 0,0197   |
| <b>27</b> | 0,0826    | <b>27</b>           | 0,0826   | 0,0259   |

Fonte: Autor.

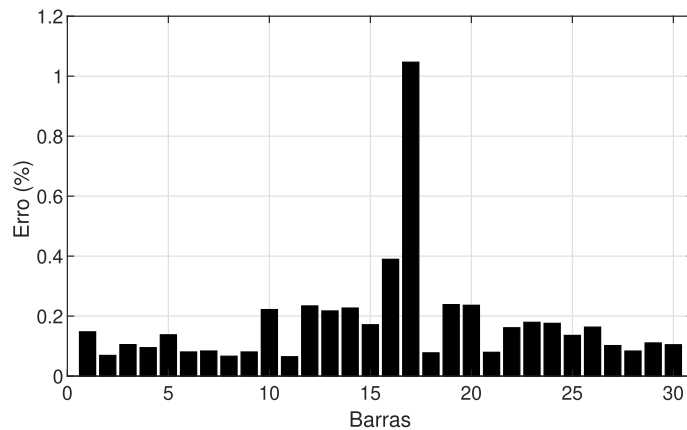
As estimativas das magnitudes de tensão são mostradas na Figura 15 e os erros correspondentes na Figura 16.

Figura 15 – Estimação de magnitudes de tensão - Caso 2



Fonte: Autor.

Figura 16 – Erros das magnitudes de tensão- Caso 2



Fonte: Autor.

### 5.1.2.3 Caso 3: Aumento do carregamento na área C

Como apresentado pela referência Hong & Gau (1994), o sistema de 30 barras pode ser subdividido em quatro áreas:

- Área A composta pelas barras 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 e 28;
- Área B incluindo as barras 9, 10, 11, 12, 13, 16 e 17;
- Área C contendo as barras 14, 15, 18, 19, 20, 21 e 22;
- Área D composta pelas barras 23, 24, 25, 26, 27, 29 e 30.

Neste caso de estudo, a carga do sistema será aumentada somente nas barras 14, 15, 18, 19, 20, 21 e 22 (área C). O intuito é averiguar se o algoritmo proposto será capaz de identificar novamente, de maneira correta, as barras mais sensíveis e seus fatores de participação.

Na Tabela 4 são apresentados os valores estimados e verdadeiros dos fatores de participação das cinco barras mais críticas identificadas para este caso de estudo. Nota-se que, neste estudo, a barra mais crítica é a 19. Seu fator de participação é corretamente estimado pelo método proposto. As demais barras críticas do sistema são identificadas corretamente pelo algoritmo proposto neste trabalho de pesquisa, assim como seus fatores de participação.

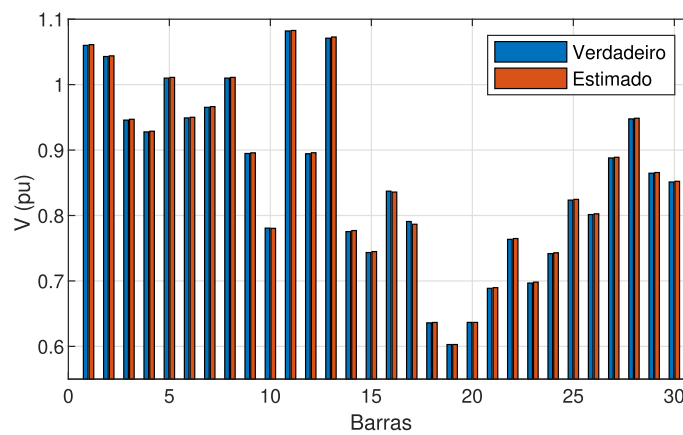
Nas Figuras 17 e 18, são mostrados os valores de magnitudes de tensão e seus erros correspondentes. Nota-se que o valor da magnitude de tensão na barra 19 encontra-se menor em relação às demais barras. Mesmo assim, seus resultados são bem estimados com erros reduzidos.

Tabela 4 – Fatores de participação estimados  $p^{est}$ , verdadeiros  $p^{FP}$  e o erro médio - Caso 3

| Barra     | $p^{est}$ | Barra <sub>FP</sub> | $p^{FP}$ | Erro (%) |
|-----------|-----------|---------------------|----------|----------|
| <b>19</b> | 0,1298    | <b>19</b>           | 0,1300   | 0,1797   |
| <b>20</b> | 0,1135    | <b>20</b>           | 0,1137   | 0,1603   |
| <b>18</b> | 0,1046    | <b>18</b>           | 0,1048   | 0,1231   |
| <b>21</b> | 0,0676    | <b>21</b>           | 0,0675   | 0,1161   |
| <b>23</b> | 0,0655    | <b>23</b>           | 0,0654   | 0,1595   |

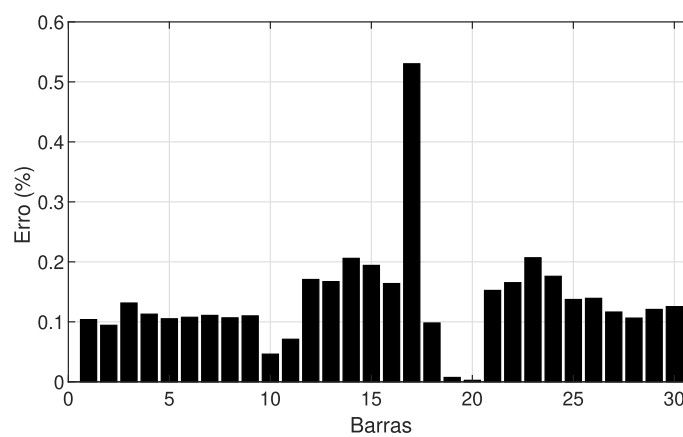
Fonte: Autor.

Figura 17 – Estimação de magnitudes de tensão - Caso 3



Fonte: Autor.

Figura 18 – Erros das magnitudes de tensão- Caso 3



Fonte: Autor.

### 5.1.3 Conclusões parciais

Diante de todas as análises realizadas e todas informações elencadas nesta seção, o método proposto atinge os objetivos iniciais, visto que se estima os fatores de participação



de maneira satisfatória. Como observado, o método foi validado por meio de comparações com os resultados do fluxo de potência, adotado como referência para este trabalho.

Destaca-se a utilidade e praticidade do método proposto, o qual pode auxiliar os operadores dos sistemas elétricos, pois possibilita determinar as barras mais sensíveis e suscetíveis ao colapso de tensão. Com isso, ações preditivas, preventivas e corretivas podem ser tomadas a partir do uso da metodologia proposta.

Além do mais, observou-se essa praticidade por meio de casos de estudos diversos que podem ocorrer na operação do sistema, como a inserção de fontes alternativas, que são capazes de alterar de maneira sistêmica e considerável características tangentes à estabilidade de tensão.

## 5.2 ESTUDOS COM SISTEMA IEEE 33 BARRAS

Nesta seção, será investigada a aplicabilidade da nova metodologia proposta no sistema teste IEEE 33 barras.

Será dissertado sobre a aplicação da análise modal com base nos resultados de uma técnica de estimação de estados robusta proposta para se determinar os barramentos mais críticos de sistemas de distribuição de energia no contexto da avaliação da estabilidade de tensão. Nesta abordagem, a técnica dos mínimos quadrados ponderados continua sendo usada para estimar variáveis de estado com base na coleta de medições de micro-PMUs (unidades de medição fasorial) e SM (medidores inteligentes). As magnitudes e ângulos de tensão estimados são usados para formar uma matriz Jacobiana reduzida que fornece as sensibilidades de potências reativas e magnitudes de tensão em cada barra de carga. Com base no cálculo de seus valores próprios e vetores próprios, são estimados os fatores de participação para cada barramento de carga. A fim de minimizar a influência de erros grosseiros, um procedimento de detecção de dados incorretos é realizado usando o teste Qui-quadrado. O procedimento de identificação proposto é baseado no MAD (desvio absoluto mediano) dos resíduos de medição normalizados. As medições corrompidas são reponderadas na metodologia proposta para suprimir sua influência nos resultados produzindo estimativas altamente precisas. O impacto de unidades de geração distribuídas, erros aleatórios e dados ruins são avaliados por diferentes estudos de caso para comprovar a eficiência do método proposto.

Diferentemente dos erros aleatórios inerentes às classes de exatidão dos medidores, os erros grosseiros podem causar desvios e erros de estimação significativos confundindo o centro de controle, podendo resultar em tomadas de decisão errôneas. A seguir, é discutido sobre a detecção de erros grosseiros, identificação da medição errônea e sua supressão.

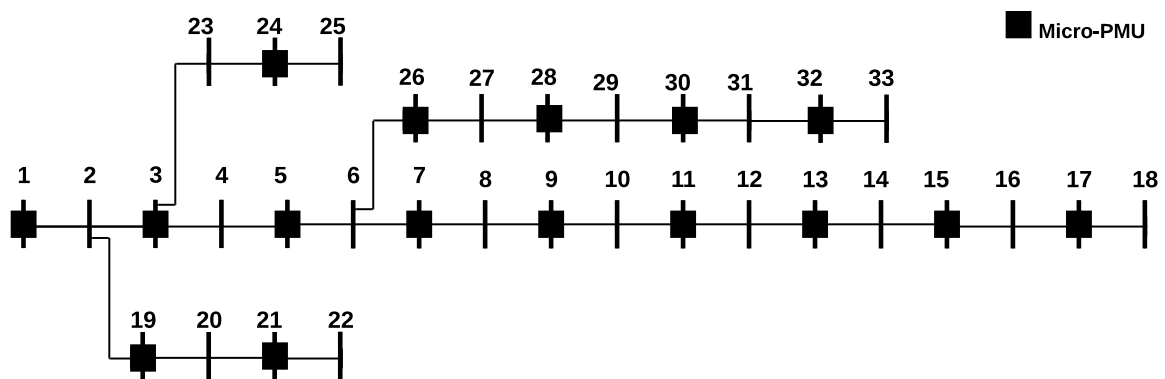
### 5.2.1 Sistema em Estudo

Para se validar a metodologia proposta, utiliza-se o sistema de 33 barras mantendo os dados da referência original Baran & Wu (1989), cujo digrama unifilar é representado

na Figura 19 em que são representados os 16 SMs e as 16 micro-PMUs alocadas no sistema de acordo com a legenda.

Utilizando-se programação linear como na referência Bhonsle & Junghare (2012), alocam-se micro-PMUs nas barras 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15, 17, 19, 21, 24, 26, 28, 30, 32. Dessa forma, a metodologia de programação linear garante a observabilidade do sistema Xu & Abur (2004). Neste caso, as tensões em cada nó em que há micro-PMU são consideradas disponíveis em tempo real, bem como as correntes ramais conectadas a jusante e a montante das unidades de medição.

Figura 19 – Sistema 33 barras com 16 micro-PMUs



Fonte: Autor.

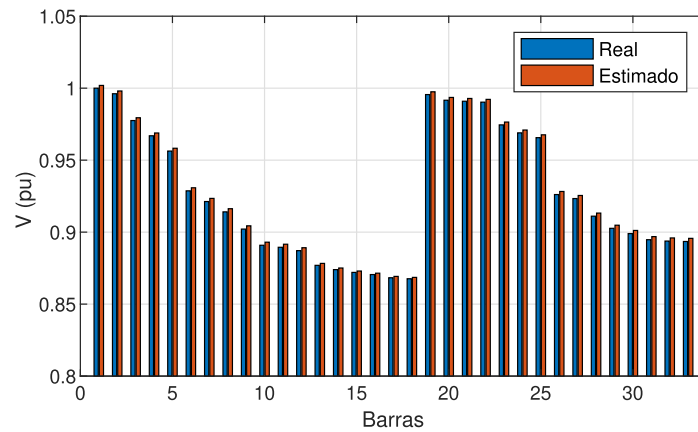
Nas demais barras em que não forem instaladas micro-PMUs, são consideradas informações de SMs: valores de potências ativas e reativas agregadas na barra de análise.

### 5.2.2 Estudo de Caso e Discussões

Inicialmente, para se testar a eficiência do método de estimação com a alocação proposta, para medições sincronizadas adotam-se erros aleatórios de média zero e classe de exatidão de no máximo 1% e para os SMs de, no máximo, 10%. Neste caso, os erros são modelados a partir de 200 amostras com distribuição Gaussiana para as micro-PMUs e 10 amostras para os SMs. O número de amostras é diferente para os dois tipos de medidores considerando que os mesmos possuem taxas de envio ao centro de controle diferenciadas.

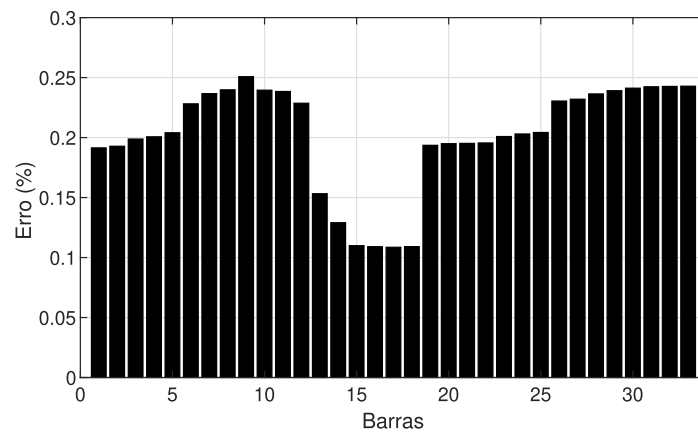
Aplicando-se o método MQP, estimam-se todas as tensões em cada barramento sendo os valores estimados comparados com os verdadeiros (advindos de um fluxo de potência convencional) na Figura 20. Os erros de estimação são exibidos na Figura 21, sendo possível notar que são bastante reduzidos e menores que 0,3% atestando que o estado do sistema foi corretamente estimado.

Figura 20 – Estimação de magnitudes de tensão



Fonte: Autor.

Figura 21 – Erros de estimação



Fonte: Autor.

### 5.2.2.1 Caso 1: Sem geração distribuída

Aplicando-se a análise modal nas equações de EE, determinam-se as seguintes barras críticas com os fatores de participação estimados de acordo com a Tabela 5.

Tabela 5 – Fatores de participação estimados  $p^{est}$ , verdadeiros  $p^{FP}$  e o erro médio - caso sem GD e sem erro grosseiro

| <b>Barra</b> | $p_{med}^{est}$ | $p_{med}^{FP}$ | $Erro_{med}$ (%) |
|--------------|-----------------|----------------|------------------|
| <b>18</b>    | 0,1155          | 0,1155         | 0,0126           |
| <b>17</b>    | 0,1132          | 0,1132         | 0,0132           |
| <b>16</b>    | 0,1004          | 0,1005         | 0,0191           |
| <b>15</b>    | 0,0947          | 0,0947         | 0,0237           |

Fonte: Autor.

Os fatores de participação são calculados para cada barra pela aplicação do método proposto sendo denotados por  $p_{med}^{est}$ . Os resultados correspondentes aplicando-se a análise

modal diretamente ao fluxo de potência como em Gao *et al.* (1992) são denotados por  $p_{med}^{FP}$ .

Os erros de estimação associados à diferença percentual entre os fatores calculados pela metodologia proposta e o método tradicional são evidenciados na Tabela 5 considerando classe de exatidão de no máximo 0,5% para  $\mu$ PMUs e de no máximo 1% para SMs.

Nota-se que os valores encontrados pelo método proposto são similares aos encontrados quando se aplica a análise modal tradicional nas equações do fluxo de potência determinístico, sendo os erros de estimação bem reduzidos.

A barra mais crítica apontada pelo método proposto neste caso é a barra 18, uma vez que sua tensão é extremamente reduzida e esta barra se encontra no final do ramal lateral mais longo do sistema.

Note que o método proposto aponta as mesmas barras críticas que aquelas determinadas pela análise modal tradicional proposta por Gao *et al.* (1992). Tal fato ocorre devido à alta precisão dos medidores considerados. Entretanto, devido a diferentes erros aleatórios, a análise modal aplicada à EE pode indicar barras críticas diferentes de maneira errônea.

O intuito da próxima análise é testar a confiabilidade do método proposto considerando o impacto de erros aleatórios na determinação das barras críticas. Para isso, os erros aleatórios das medições das micro-PMUs são variados por meio da classe de exatidão na faixa 0,5% até 5%; e o erro das SMs por meio da variação da classe de exatidão de 1% até 20%, como mostrado na Tabela 6.

O Estimador de Estados é executado considerando os erros aleatórios dos equipamentos um número  $N_{total}$  de 10.000 vezes. Ao final das execuções, mede-se a quantidade de vezes ( $N_{acertos}$ ) em que as barras críticas foram apontadas com sucesso pelo método proposto. Desta forma, calcula-se a taxa de acerto como na Equação (5.2):

$$\eta = \frac{N_{acertos}}{N_{total}} \cdot 100\% \quad (5.2)$$

A partir destas considerações, para o caso em análise, obtém-se a Tabela 6 em que é mostrada a taxa de acerto para cada uma das situações consideradas para classes de exatidão diversas dos medidores.

Tabela 6 – Taxa de acerto do método proposto para 10.000 repetições

| $\mu$ PMUs/SM | 1%     | 5%     | 10%    | 20%    |
|---------------|--------|--------|--------|--------|
| <b>0,5%</b>   | 99,93% | 61,69% | 63,00% | 56,38% |
| <b>1%</b>     | 99,88% | 73,12% | 61,36% | 56,07% |
| <b>5%</b>     | 99,86% | 72,91% | 60,98% | 55,42% |

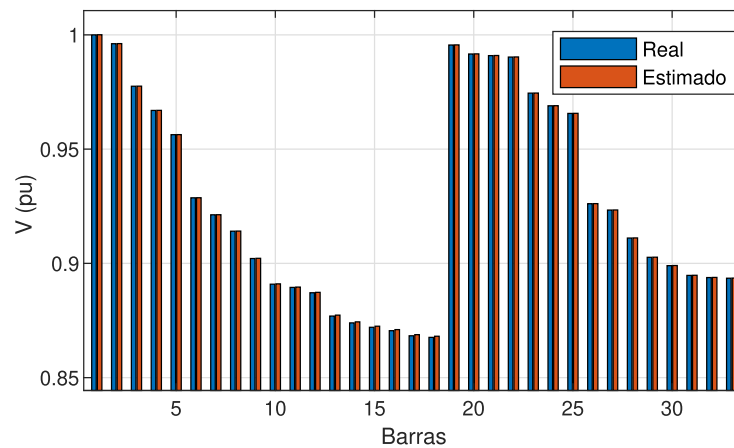
Fonte: Autor.

Pode-se perceber que as taxas de acerto são próximas de 100% quando erros aleatórios reduzidos são considerados. Entretanto, ao passo que a qualidade das medições obtidas é piorada e seus erros aleatórios correspondentes aumentados, menor tende a ser a taxa de acerto do método proposto.

Deve ser ressaltado que, no caso em estudo, a barra mais crítica é a 18 por se localizar ao final do ramal lateral maior do sistema. Quando o método proposto erra a resposta, a barra de número 33 é identificada como a mais crítica. Apesar de a barra 33 não ser a mais crítica, vale a pena ressaltar que a mesma está localizada ao final do segundo maior ramal do sistema - o que conecta a barra 6 à barra 33.

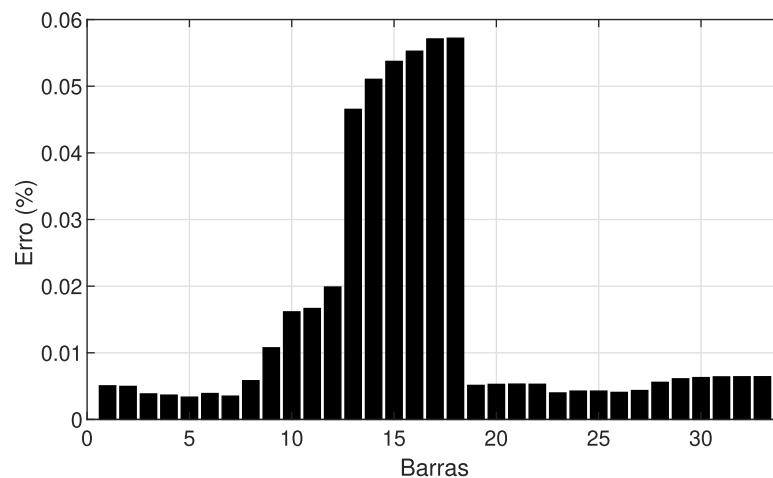
Os gráficos de tensão da EE e de erros obtidos para classe de exatidão de no máximo 0.5% para  $\mu$ PMUs e de no máximo 1% para SMs (melhor ocasião considerada de classes de exatidão) são mostrados pelas Figuras 22 e 23, respectivamente:

Figura 22 – Estimação de estados de tensão para classe de exatidão de 0,5% para  $\mu$ PMUs e 1% para SMs (melhor caso)



Fonte: Autor.

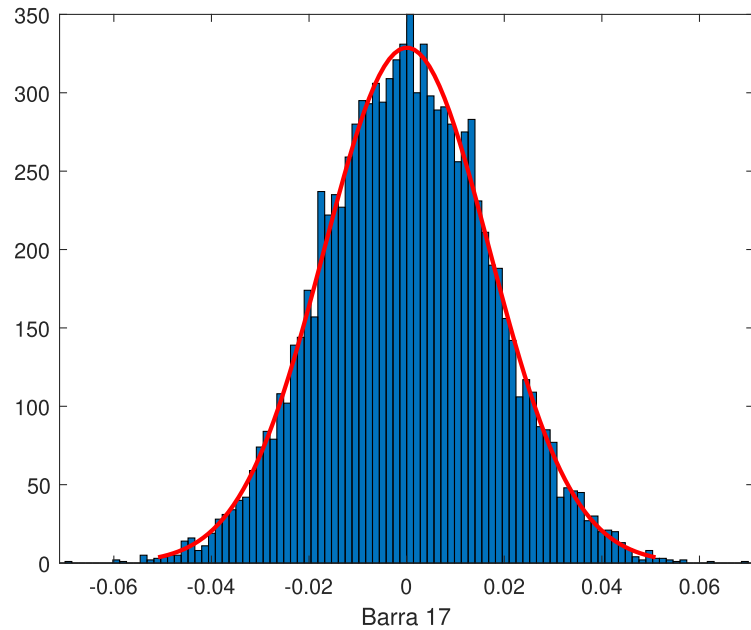
Figura 23 – Erros obtidos na Estimação de estados de tensão para classe de exatidão de 0,5% para  $\mu$ PMUs e 1% para SMs (melhor caso)



Fonte: Autor.

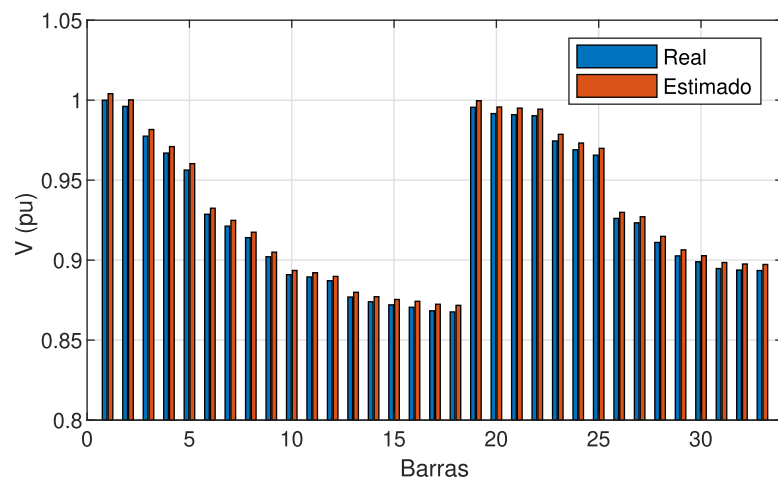
É mostrado na Figura 24 a distribuição dos erros para as 10.000 simulações para classes de exatidão de 0,5% para  $\mu$ PMUs e 1% para SMs referente à barra 17.

Figura 24 – Distribuição dos erros de tensão para barra 17



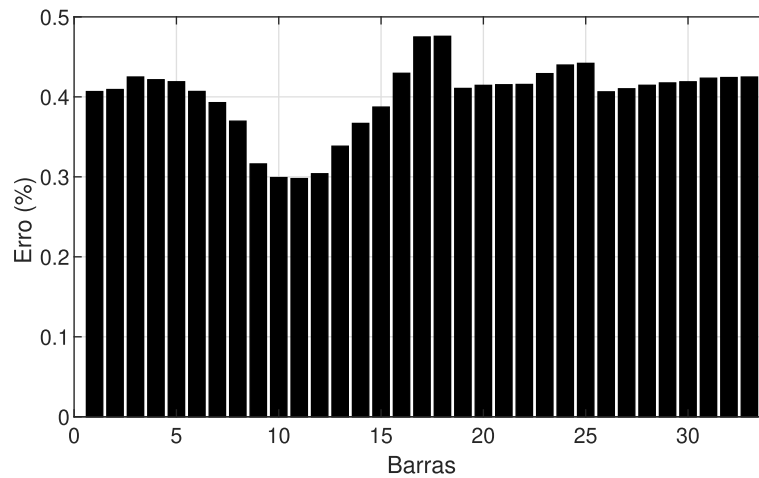
Fonte: Autor.

Os gráficos de tensão da EE e de erros obtidos para classe de exatidão de 5% para  $\mu$ PMUs e 20% para SMs (pior ocasião considerada de classes de exatidão) são mostrados pelas Figuras 25 e 26, respectivamente. Nota-se que, apesar de os erros de estimação ainda estarem minimizados, o impacto no algoritmo detector de barras críticas é notório uma vez que as taxas de acerto são bem reduzidas conforme Tabela 6.

Figura 25 – Estimação de estados de tensão para classe de exatidão de 5% para  $\mu$ PMUs e 20% para SMs (pior caso)

Fonte: Autor.

Figura 26 – Erros obtidos na estimação de estados de tensão para classe de exatidão de 5% para  $\mu$ PMUs e 20% para SMs (pior caso)



Fonte: Autor.

#### 5.2.2.2 Caso 2: Com geração distribuída na barra 18

Alocando-se uma GD de 2 MW na barra 18, o algoritmo é executado novamente.

Na Tabela 7 são mostradas as taxas de acerto para cada uma das classes de exatidão consideradas para  $\mu$ PMUs e SMs.

Tabela 7 – Taxa de acerto das barras críticas por EE para 10.000 repetições - caso 2

| $\mu$ PMUs/SM | 1%   | 5%   | 10%    | 20%    |
|---------------|------|------|--------|--------|
| <b>0,5%</b>   | 100% | 100% | 99,74% | 92,20% |
| <b>1%</b>     | 100% | 100% | 99,75% | 92,24% |
| <b>5%</b>     | 100% | 100% | 99,77% | 92,39% |

Fonte: Autor.

Considerando classe de exatidão de 1% para  $\mu$ PMUs e 10% para SMs, tem-se a estimativa das barras críticas como mostrado na Tabela 8. Nota-se que os fatores de participação e as barras críticas são bem estimados, todavia, a barra mais crítica, neste caso com inserção de GD, é a barra 33 (última barra do segundo maior ramal):

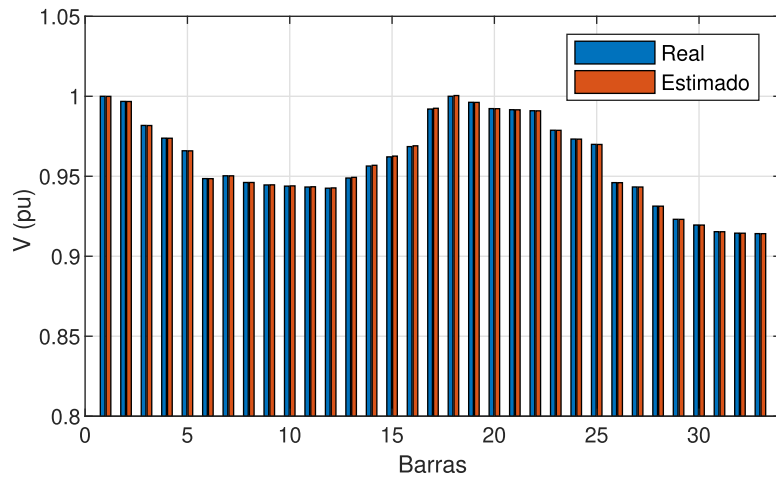
Tabela 8 – Fatores de participação estimados  $p^{est}$ , verdadeiros  $p^{FP}$  e o erro médio - Caso 2 (melhor ocasião de classes de exatidão)

| Barra     | $p_{med}^{est}$ | $p_{med}^{FP}$ | $Erro_{med}$ (%) |
|-----------|-----------------|----------------|------------------|
| <b>33</b> | 0,1357          | 0,1357         | 0,0032           |
| <b>32</b> | 0,1306          | 0,1306         | 0,0030           |
| <b>31</b> | 0,1237          | 0,1237         | 0,0027           |
| <b>30</b> | 0,0982          | 0,0982         | 0,0018           |

Fonte: Autor.

Nesse estudo de caso, foi considerada uma geração distribuída na barra 18 (última barra do ramal principal), portanto, pode ser observado que a barra 18 fornece um suporte de tensão ao fim do ramal, como mostrado pela Figura 27 para o caso de classes de exatidão de 0,5% para  $\mu$ PMUs e de 1% para SMs (melhor caso de classes de exatidão).

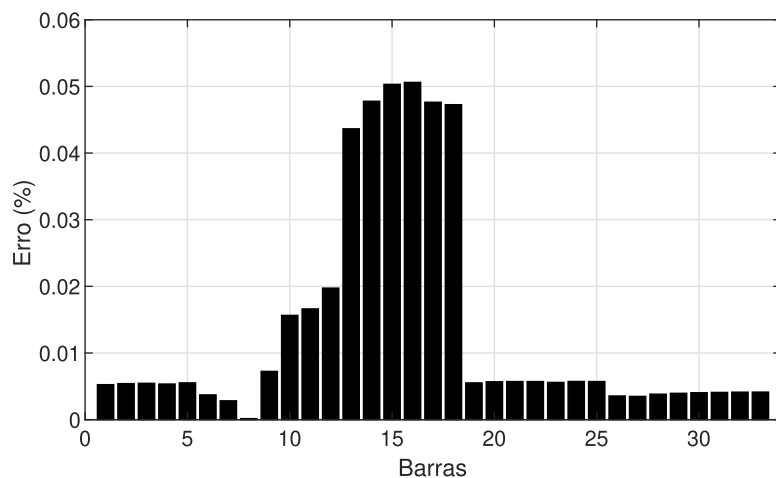
Figura 27 – Estimação de estados de tensão para classe de exatidão de 0,5% para  $\mu$ PMUs e 1% para SMs



Fonte: Autor.

Os erros na EE para classe de exatidão de 0,5% para  $\mu$ PMUs e 1% para SMs são mostrados na Figura 28.

Figura 28 – Erros obtidos na estimação de estados de tensão para classe de exatidão de 0,5% para  $\mu$ PMUs e 1% para SMs

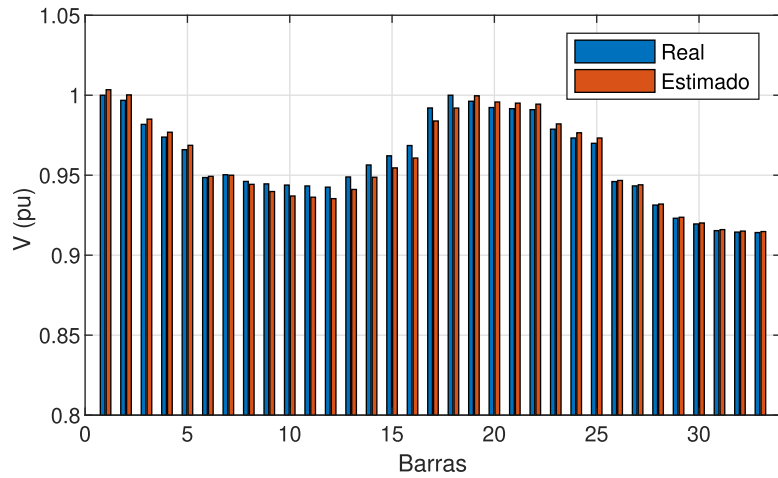


Fonte: Autor.

Para o pior caso de classe de exatidão das medições, a EE das tensões é mostrada pela Figura 29.



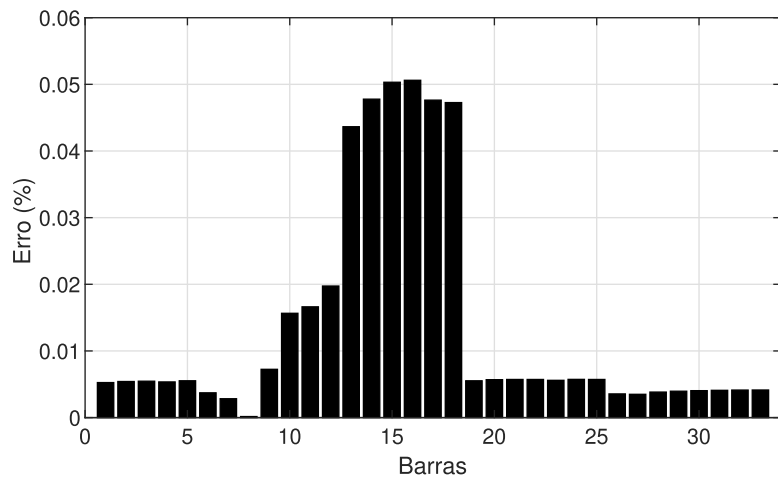
Figura 29 – Estimação de estados de tensão para classe de exatidão de 0,5% para  $\mu$ PMUs e 1% para SMs



Fonte: Autor.

Os erros na EE para classe de exatidão de 5% para  $\mu$ PMUs e 20% para SMs são mostrados na Figura 30.

Figura 30 – Erros obtidos na estimação de estados de tensão para classe de exatidão de 5% para  $\mu$ PMUs e 20% para SMs



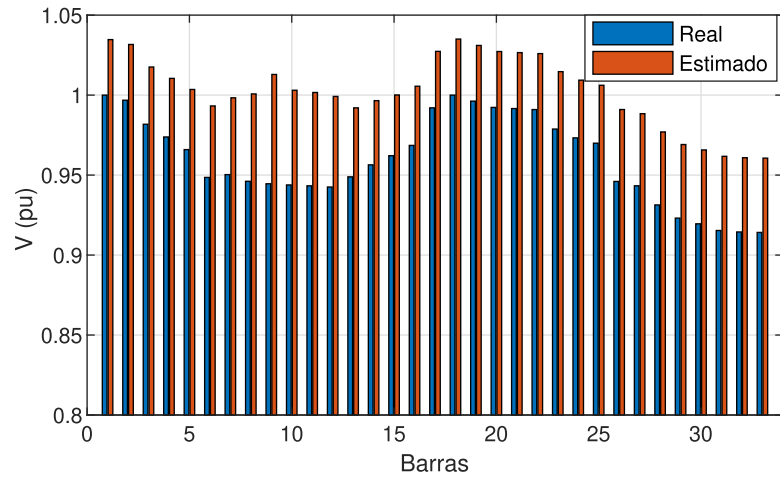
Fonte: Autor.

### 5.2.2.3 Caso 3: Com erro grosseiro na medição de tensão na barra 17

Mantendo-se a GD na barra 18, insere-se um erro grosseiro na magnitude de tensão medida pela micro-PMU na barra 17 sendo o valor do erro grosseiro igual a 1,7 vezes o valor original da medição.

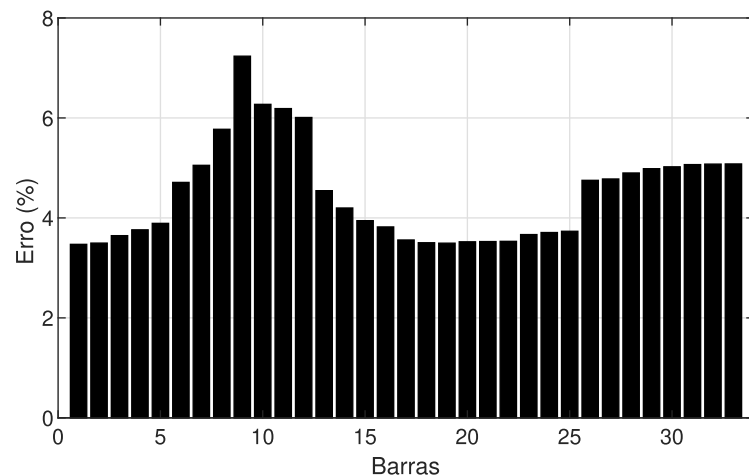
Antes da supressão do erro grosseiro, estimam-se as magnitudes de tensão sendo os resultados e erros de estimação mostrados nas Figuras 31 e 32, respectivamente.

Figura 31 – Estimação de magnitudes de tensão para caso de erro grosseiro



Fonte: Autor.

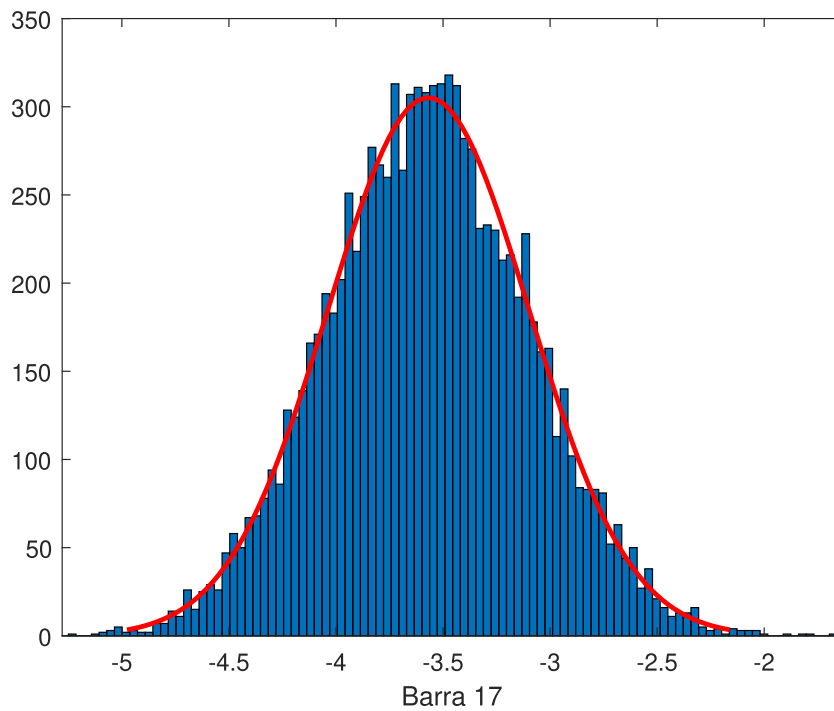
Figura 32 – Erros de estimação de magnitudes de tensão para caso de erro grosseiro



Fonte: Autor.

Na Figura 33 é mostrada a Gaussiana obtida para 10000 simulações para situação de erro grosseiro quando observado a distribuição da barra 17. Note que a distribuição Gaussiana é centrada em um valor de erro de 3.5% que é suficiente para mostrar que há erro grosseiro entre as medições.

Figura 33 – Distribuição Gaussiana com média diferente de zero - barra 17



Fonte: Autor.

O algoritmo é capaz de detectar que há erro grosseiro, visto que a função obtida ao final é de 658,9156 que é acima do valor limítrofe 84,8206.

Na 9 são mostrados os resultados para os quatro maiores valores de resíduos normalizados MAD. A magnitude de tensão no barramento 17 é a medida que está corrompida, pois o valor MAD é o maior encontrado e está relacionado justamente a essa barra.

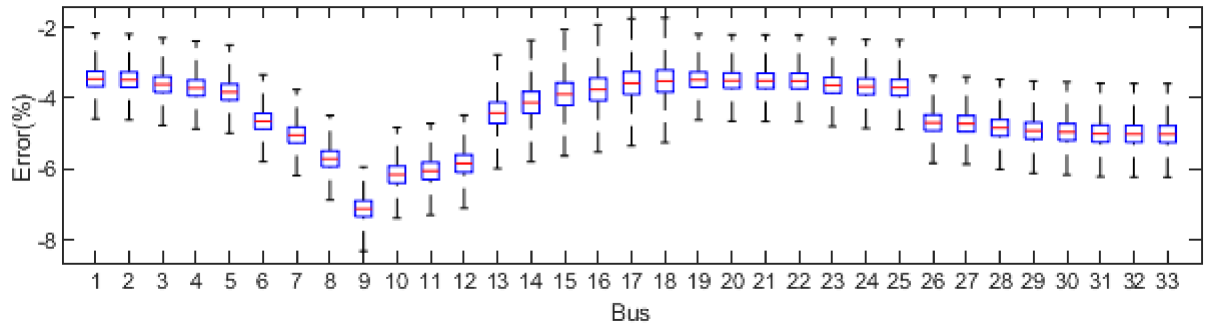
Tabela 9 – Valores MAD para os maiores resíduos de medições

| Medições | $r_j$  | $r_j^N$ | MAD       |
|----------|--------|---------|-----------|
| $V_{17}$ | 0,6942 | 23,1518 | 1895,8000 |
| $V_{15}$ | 0,0375 | 1,3358  | 58,1568   |
| $V_{13}$ | 0,0438 | 1,4644  | 71,0587   |
| $V_{11}$ | 0,0575 | 2,0244  | 117,2297  |

Fonte: Autor.

Na Figura 34 são mostrados os boxplots para cada uma das barras. É possível observar que a média dos erros aleatórios para todas as barras não é centrada em zero, porém é centrado em um valor elevado variando para cada uma das barras do sistema. O ideal é que o boxplot vinculado aos erros de cada barra seja centrado em zero, ou seja, tenha média zero e desvio padrão que é obtido via classe de exatidão dos medidores.

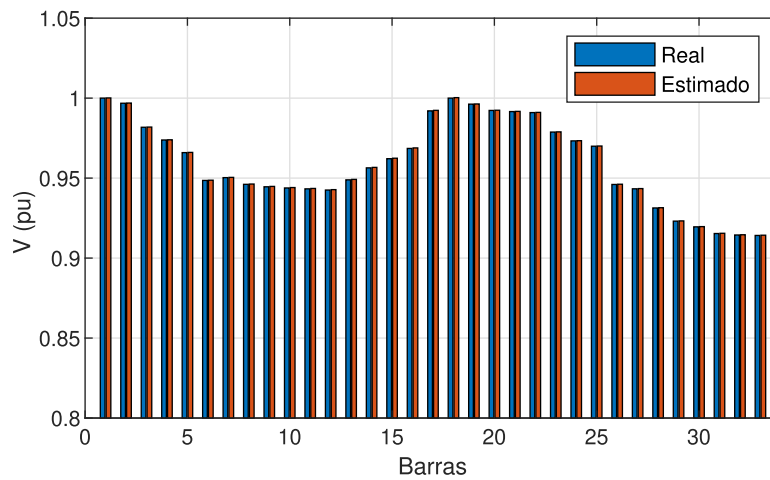
Figura 34 – Boxplot de erros para 10000 simulações



Fonte: Autor.

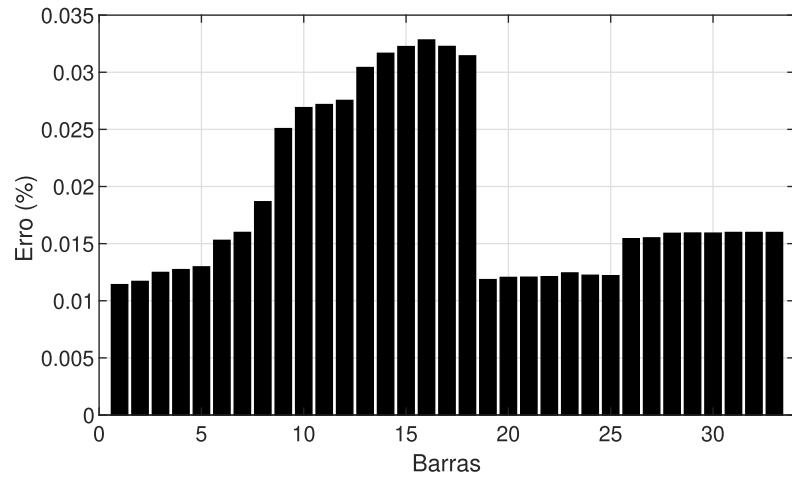
Depois da supressão do erro grosseiro, estima-se o novo estado operativo na rede conforme na Figura 35 e os erros de estimação são mostrados na Figura 36.

Figura 35 – EE com supressão de erro grosseiro



Fonte: Autor.

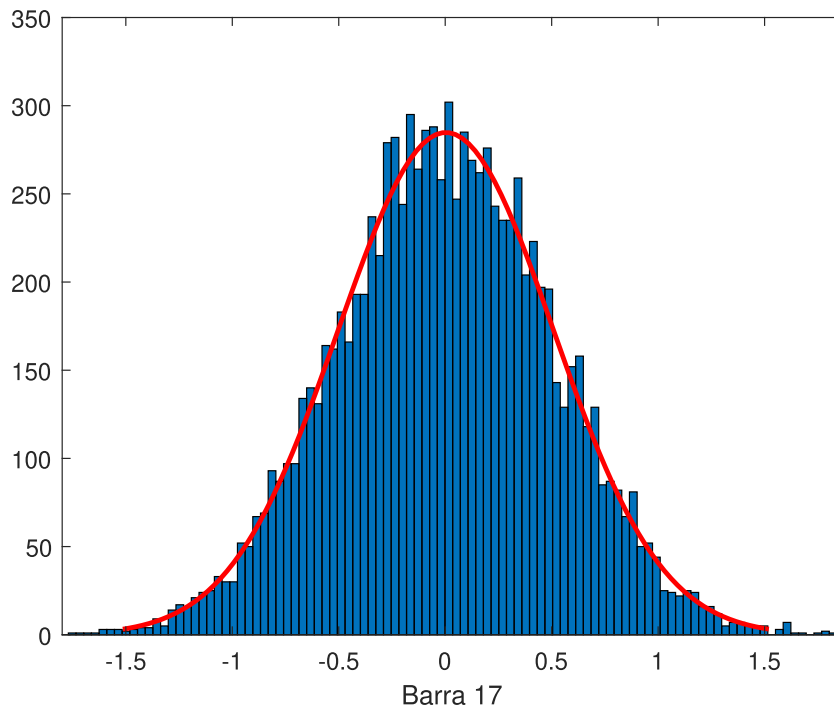
Figura 36 – Erros de EE com supressão de erro grosseiro



Fonte: Autor.

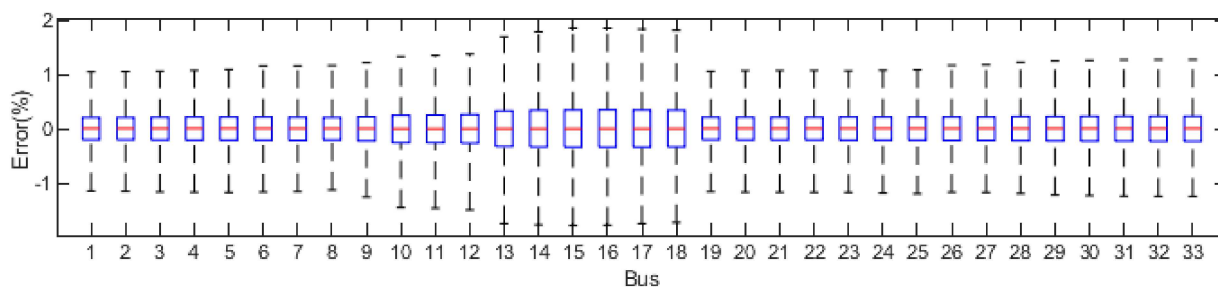
Nota-se que, após a supressão do erro, os resultados de EE são satisfatoriamente obtidos. Pela Figura 37 é possível observar que a distribuição Gaussiana agora é centrada em zero.

Figura 37 – Histograma obtido após supressão de erro grosseiro



Fonte: Autor.

Na Figura 38 são mostrados os *boxplots* de cada uma das barras com erros com média zero novamente após a supressão do erro grosseiro considerando as 10.000 simulações.

Figura 38 – *Boxplot* para cada uma das barras após supressão de erro grosseiro

Fonte: Autor.

Neste caso, as barras críticas são determinadas e os fatores de participação são estimados com sucesso como mostrados na Tabela 10:

Tabela 10 – Fatores de participação estimados  $p^{est}$ , verdadeiros  $p^{FP}$  e o erro médio - Caso 3 (melhor ocasião de classes de exatidão)

| Barra     | $p_{med}^{est}$ | $p_{med}^{FP}$ | $Erro_{med}$ (%) |
|-----------|-----------------|----------------|------------------|
| <b>33</b> | 0,1358          | 0,1357         | 0,0198           |
| <b>32</b> | 0,1307          | 0,1306         | 0,0194           |
| <b>31</b> | 0,1237          | 0,1237         | 0,0188           |
| <b>30</b> | 0,0982          | 0,0982         | 0,0161           |

Fonte: Autor.

A análise de confiabilidade o estimador para diferentes erros aleatórios é mostrada na Tabela 11 para cada uma das classes de exatidão consideradas para  $\mu$ PMUs e SMs.

Tabela 11 – Taxa de acerto das barras críticas por EE para 10.000 repetições - caso 3

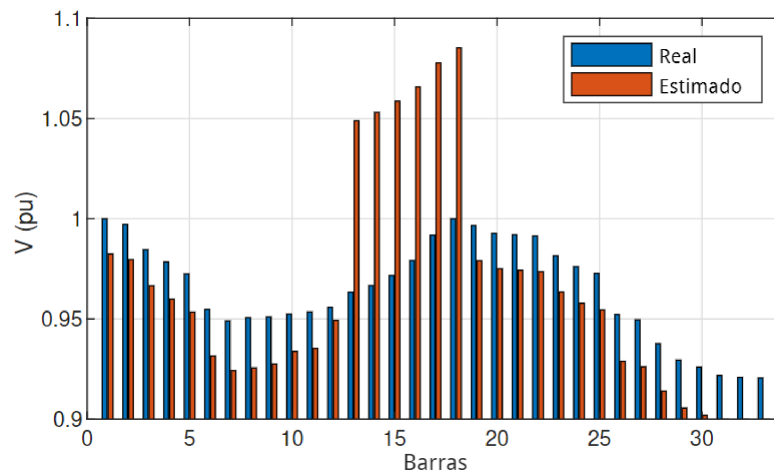
| $\mu$ PMUs/SM | 1%   | 5%   | 10%    | 20%    |
|---------------|------|------|--------|--------|
| <b>0,5%</b>   | 100% | 100% | 99,68% | 91,86% |
| <b>1%</b>     | 100% | 100% | 99,70% | 91,52% |
| <b>5%</b>     | 100% | 100% | 99,71% | 92,01% |

Fonte: Autor.

#### 5.2.2.4 Caso 4: Erro grosseiro em medição de corrente

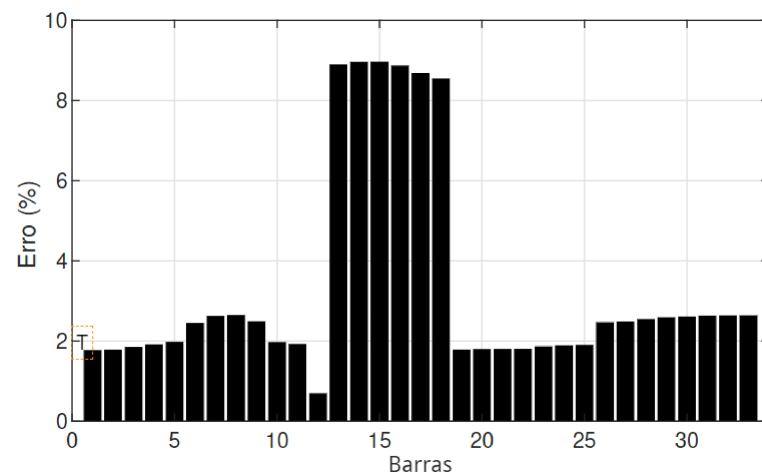
Neste quarto estudo de caso, um erro grosseiro é adicionado à magnitude da corrente medida em uma micro-PMU alocada na barra 11 que mede o fluxo de corrente da barra 11 para a barra 12 ( $I_{11-12}$ ) considerando um erro que representa 10 vezes o verdadeiro valor. Os resultados da estimativa da magnitude da tensão em cada barra do sistema são apresentados na Figura 39. Os erros correspondentes dos resultados da magnitude da tensão são apresentados na Figura 40.

Figura 39 – Magnitudes de tensão estimadas com erro grosseiro para o caso 4



Fonte: Autor.

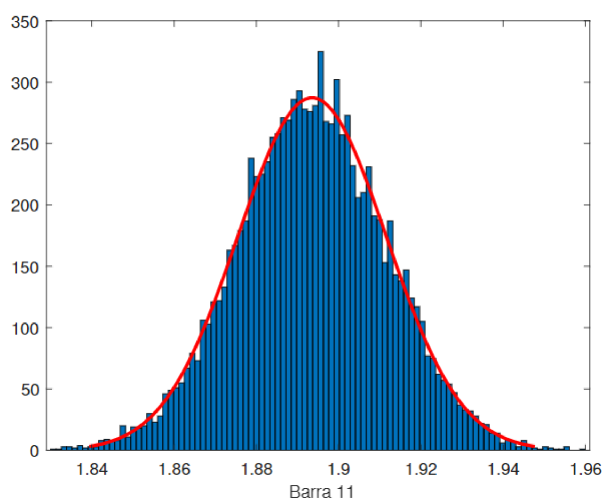
Figura 40 – Magnitudes dos erros da estimação de estados com erro grosseiro - caso 4



Fonte: Autor.

A distribuição de erro de estimativa para a barra 11 é apresentada pelo histograma na Figure 41.

Figura 41 – Histograma de erros de estimativa considerando dados ruins para o caso 4

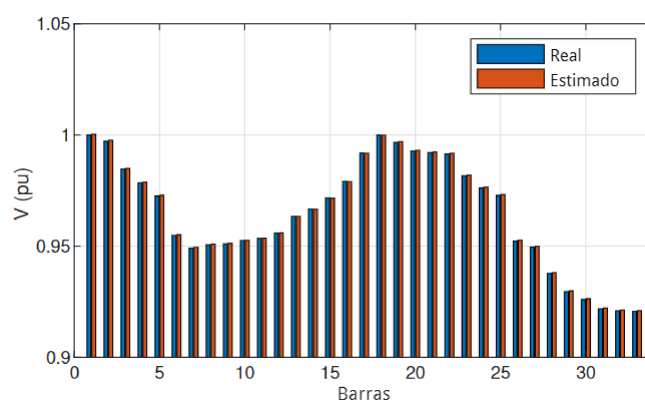


Fonte: Autor.

O algoritmo foi capaz de detectar os dados ruins e a função objetivo é 125,9602 e o valor limite é 84,8206.

Após a supressão dos dados ruins, o novo estado de operação na rede é estimado conforme apresentado na Figura 42 e os erros de estimativa são apresentados em 43.

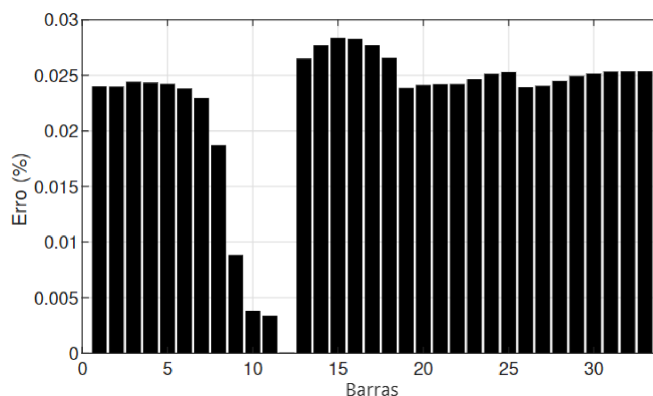
Figura 42 – Magnitudes de tensão estimadas com supressão de erro grosseiro para Caso 4



Fonte: Autor.



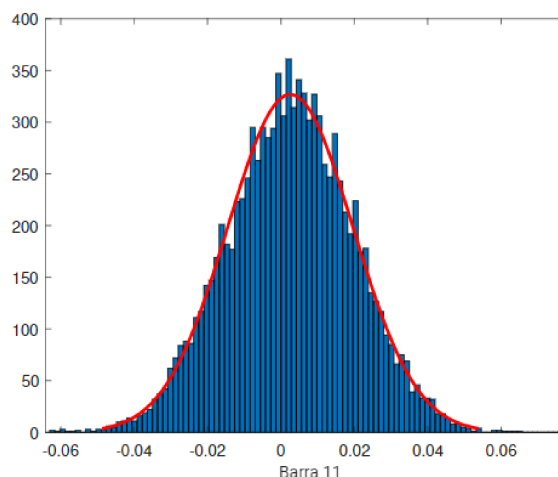
Figura 43 – Magnitudes dos erros com supressão de erro grosseiro - Caso 4



Fonte: Autor.

A Figura 44 mostra o histograma de erro com distribuição Gaussiana de média zero obtida logo após a supressão de dados ruins.

Figura 44 – Histograma de erros com supressão de dados incorretos para Caso 4

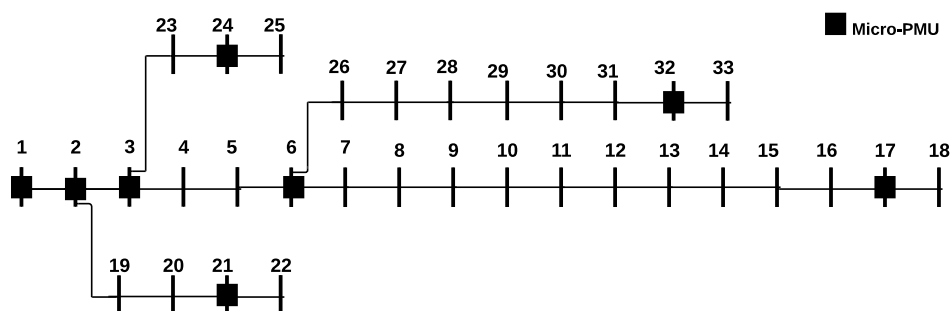


Fonte: Autor.

### 5.2.3 Estudo de caso e Discussões com outro plano de medição: alocação de 8 micro-PMUs e 25 SMs

Neste caso de estudo, adota-se um procedimento de alocação diferente para o mesmo sistema teste de 33 barras, conforme descrito na referência Melo (2018a). Neste caso, apenas 8 micro-PMUs são alocadas nas barras 1, 2, 3, 6, 17, 21, 24 e 32. Nas barras restantes, dados de SMs são considerados, assim como indicado na Figura 45:

Figura 45 – Sistema 33 barras com 8 micro-PMUs

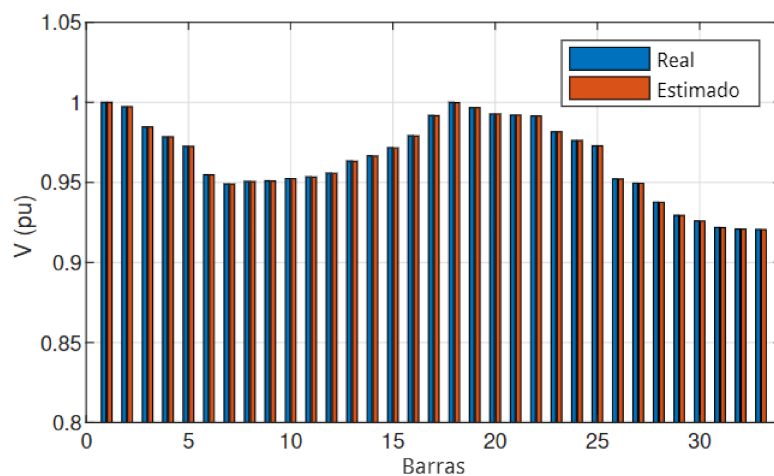


Fonte: Autor.

Ao alocar algumas medições fasoriais sincronizadas por micro-PMUs em alguns poucos barramentos estratégicos como mostrado anteriormente, a observabilidade é restaurada e os valores de magnitudes e ângulos de tensão são obtidos.

Os valores estimados das magnitudes de tensão podem ser comparados usando o valor real e estimados usando a Figura 46.

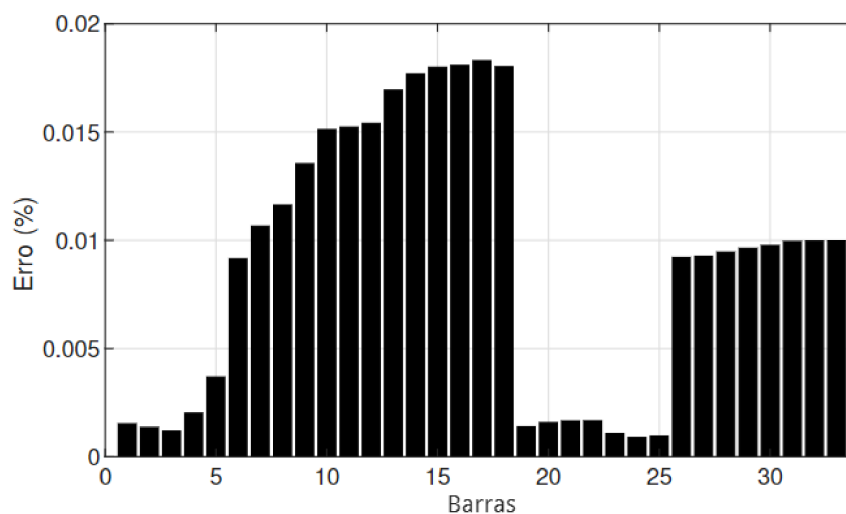
Figura 46 – Estimativa de magnitudes de tensão considerando erros de até 0,5 % para  $\mu$ -PMUs e 1 % para SMs e uma nova forma de alocação de medições com 8 micro-PMUs



Fonte: Autor.

Os valores de erro de tensão em cada um dos barramentos podem ser vistos na Figura 47.

Figura 47 – Erros de estimativa considerando erros de até 0,5 % para  $\mu$ -PMUs e 1 % para SMs e uma nova forma de alocação de medições com 8 micro-PMUs

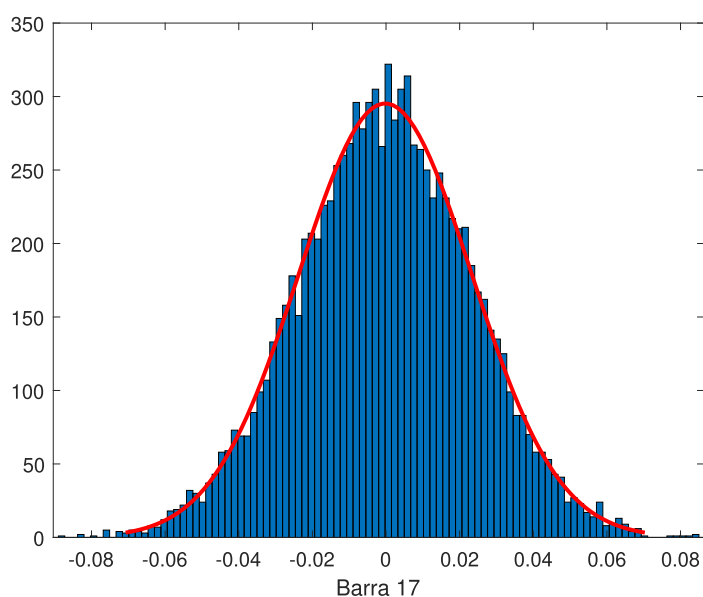


Fonte: Autor.

Assim, a observabilidade do sistema é obtida com um conjunto de medidas de micro-PMUs alocadas estrategicamente, mas há pouca redundância de informações para estimação de estados. Com essa pequena redundância de medições, torna a estimação de estados mais facilmente danificada pela intrusão de erros grosseiros.

Na Figura 48 tem-se o histograma do erro com uma distribuição Gaussiana de média zero obtida para este caso de estimação de estados para um novo plano de medição estabelecido.

Figura 48 – Histograma de erros de estimativa com nova forma de alocação de medições com 8 micro-PMUs



Fonte: Autor.

### 5.2.3.1 Sem erros grosseiros

Mantendo-se a GD na barra 18, analisam-se os fatores de participação de acordo com a Tabela 12.

Tabela 12 – Fatores de participação estimados  $p^{est}$ , verdadeiros  $p^{FP}$  e o erro médio - alocação de 8  $\mu$ PMUs (Classe de exatidão de 1% para  $\mu$ PMUs e 0,5% para SMs)

| Barra     | $p_{med}^{est}$ | $p_{med}^{FP}$ | $Erro_{med}$ (%) |
|-----------|-----------------|----------------|------------------|
| <b>33</b> | 0,1357          | 0,1357         | 0,0112           |
| <b>32</b> | 0,1306          | 0,1306         | 0,0108           |
| <b>31</b> | 0,1237          | 0,1237         | 0,0103           |
| <b>30</b> | 0,0982          | 0,0982         | 0,0081           |

Fonte: Autor.

Os testes de confiabilidade são realizados supondo diversos erros aleatórios, como mostrado na Tabela 13.

Tabela 13 – Taxa de acerto das barras críticas por EE para 10.000 repetições - alocação de 8  $\mu$ PMUs

| $\mu$ PMUs/SM | 1%    | 5%   | 10%  | 20%    |
|---------------|-------|------|------|--------|
| <b>0,5%</b>   | 100%  | 100% | 100% | 99,24% |
| <b>1%</b>     | 100 % | 100% | 100% | 99,23% |
| <b>5%</b>     | 100%  | 100% | 100% | 99,21% |

Fonte: Autor.

### 5.2.3.2 Com correção do erro grosseiro

Para o caso de supressão de erros grosseiros utilizando este presente plano de medição, o algoritmo de estimação de estados não alcança a convergência não sendo possível restaurar a observabilidade da rede, visto as medições são críticas, portanto, todas elas são importantes no processo.

Portanto, visto que a supressão irá diluir a medição com erro grosseiro, uma alternativa para restaurar a observabilidade para esse caso com medições críticas é com uso de um algoritmo que realize a correção dos erros grosseiros após detecção e identificação.

## 5.2.4 Correção de Erros Grosseiros via Algoritmo Genético

Para a aplicação do AG no método proposto de correção de erros grosseiros da Seção 4.2.4 aplicado ao sistema teste de 33 barras do IEEE, foi utilizado um número de 200 indivíduos em uma população. Como critério de convergência, adotou-se o critério de estagnação da resposta após 20 gerações.

O cruzamento se dá através do método de torneio, a taxa de mutação é 1% da população com distribuição uniforme e a taxa de elitismo usada é de 10% do número de indivíduos em uma dada geração.

As simulações foram conduzidas com uso do *software* MATLAB em um computador de 4GHz, i5 com 6GB de RAM e sistema operacional Windows 10.

Nas simulações computacionais conduzidas, utilizaram-se os seguintes valores para as restrições de desigualdade: os limites inferiores ( $\tau_j^{min}$ ) e limites superiores ( $\tau_j^{max}$ ) dos fatores de calibração como 0,1 e 2, respectivamente.

Para exposição dos resultados, foi considerado em um primeiro caso o plano de medição da Figura 19. Em um segundo caso é feita a consideração do plano de medição da Figura 45. Mais especificamente, têm-se:

1. **Caso 1:** Plano de medição com 16 micro-PMUs:
  - a) **Caso 1-a:** erro grosseiro na medição de tensão da barra 17;
  - b) **Caso 1-b:** dois erros grosseiros nas medições das barras 3 e 17;
2. **Caso 2:** Plano de medição com 8 micro-PMUs:
  - a) **Caso 2-a:** um erro grosseiro na medição de tensão da barra 17;
  - b) **Caso 2-b:** dois erros grosseiros nas medições de tensão das barras 3 e 24.

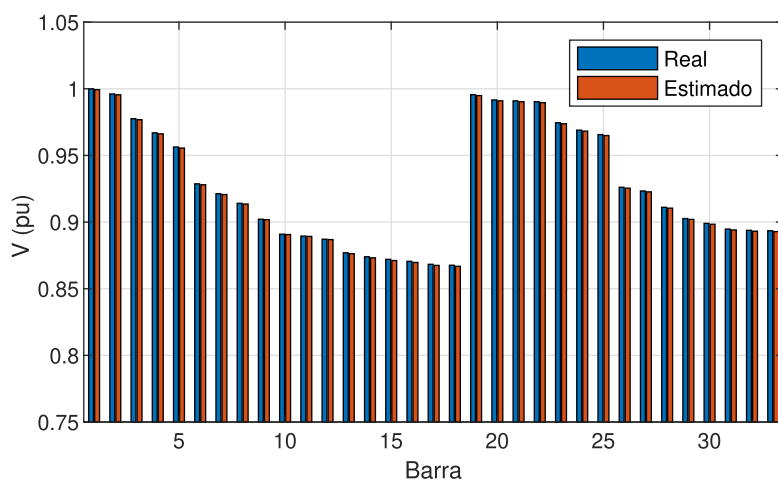
#### 5.2.4.1 Caso 1: Plano de medição com 16 micro-PMUs

Para o primeiro plano de medição, na Figura 19 é mostrada a topologia do sistema de 33 barras, bem como a localização das micro-PMUs.

Os limites inferiores e superiores, definidos na Equação (4.32) e relacionados aos fatores de calibração são determinados iguais a 0,1 e 2 para as simulações computacionais, respectivamente, sendo admitidos valores mínimos e máximos dos fatores de calibração iguais a 10% e 100% do valor da medição, conforme anteriormente explicitado.

Considerando-se, primeiramente, a estimação de estados sem intrusão de erros grosseiros, com medições das micro-PMUs com classes de exatidão de no máximo 1% e dos SMs com classes de exatidão de no máximo 10%, tem-se mostrado na Figura 49 as magnitudes de tensão para cada uma das barras com seus valores reais e estimados correspondentes.

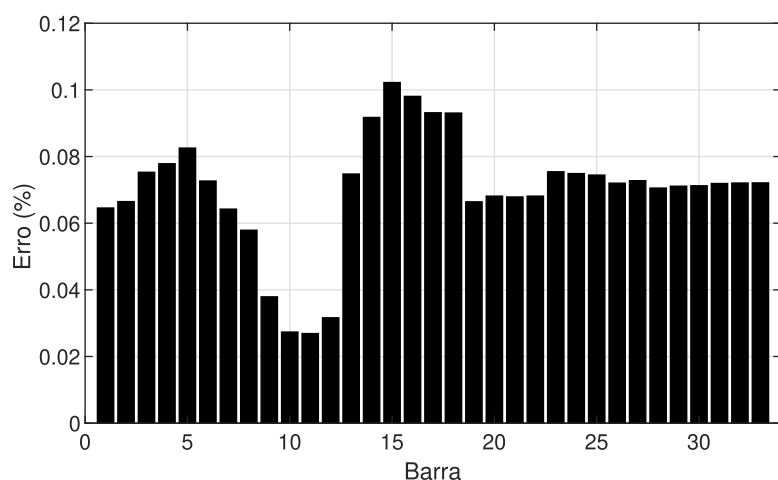
Figura 49 – Estimação de magnitudes de tensão - caso 1



Fonte: Autor.

Na Figura 50 são mostrados os erros de estimação para este caso de estudo em relação aos valores de magnitude de tensão para cada uma das barras.

Figura 50 – Erros de estimação - caso 1



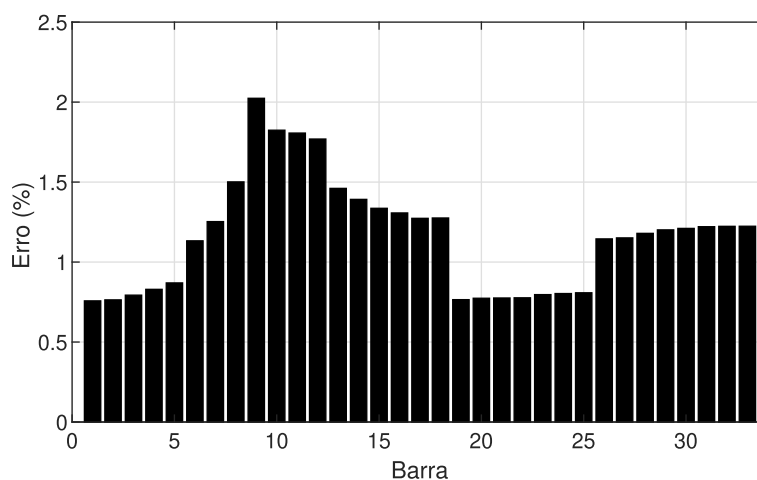
Fonte: Autor.

É notório que os erros de estimação são reduzidos, abaixo de 0,12%. Para esse caso sem intrusão de erros grosseiros, a função objetivo é igual a 0,0146.

#### 5.2.4.1.1 Caso 1-a: Erro de Medição de Tensão na barra 17

Considerando um erro grosseiro na medição da magnitude de tensão da barra 17 com 20% (considera-se, neste caso, que a medição é multiplicada por um fator igual a 1,2 para as simulações), observam-se elevados valores de erros de estimação, como mostrado pela Figura 51.

Figura 51 – Erros na estimação das magnitudes de tensão - caso 1-a



Fonte: Autor.

O valor da função objetivo, para este estudo de caso, é de 33,531. A medição com erro grosseiro é devidamente identificada uma vez que possui resíduo normalizado muito maior quando comparado aos resíduos normalizados de todas as medições suspeitas como pode ser visto pela Tabela 14. A medição identificada com erro grosseiro possui valor de resíduo normalizado associado de 5,7670.

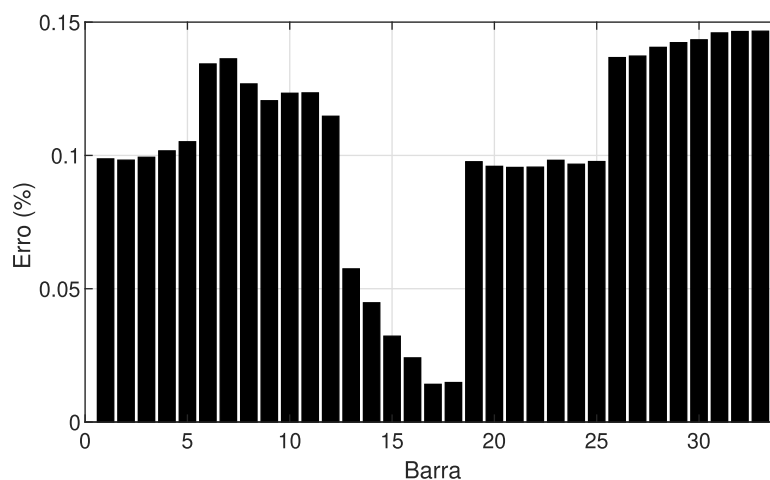
Tabela 14 – Quatro maiores resíduos normalizados - caso 1-a

| Medição   | Resíduo Normalizado |
|-----------|---------------------|
| $V_{17}$  | 5,7670              |
| $V_{30}$  | 0,7127              |
| $V_{32}$  | 0,6402              |
| $I_{7-8}$ | 0,6635              |

Fonte: Autor.

Após o processo de otimização, em que os fatores de calibração são determinados para compensar os erros grosseiros, é possível observar, pela Figura 52, que os erros de estimação são bem reduzidos. O valor da função objetivo após a otimização é de 0,178087.

Figura 52 – Erros de estimação após correção dos erros grosseiros - caso 1-a

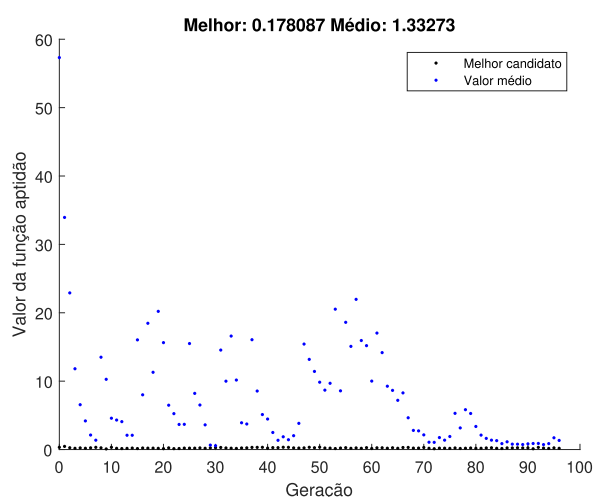


Fonte: Autor.

O fator de calibração resultante do processo de otimização é de 0,8304, corrigindo o erro de 20% introduzido na medição de tensão da barra 17 corretamente.

A Figura 53 mostra a trajetória de convergência do processo de otimização contendo os valores da função objetivo a cada geração do AG. Percebe-se que o valor correspondente ao melhor candidato, dentre de uma população gerada, vai decrescendo até atingir o valor otimizado, ao fim do processo.

Figura 53 – Trajetória de convergência do AG - caso 1-a



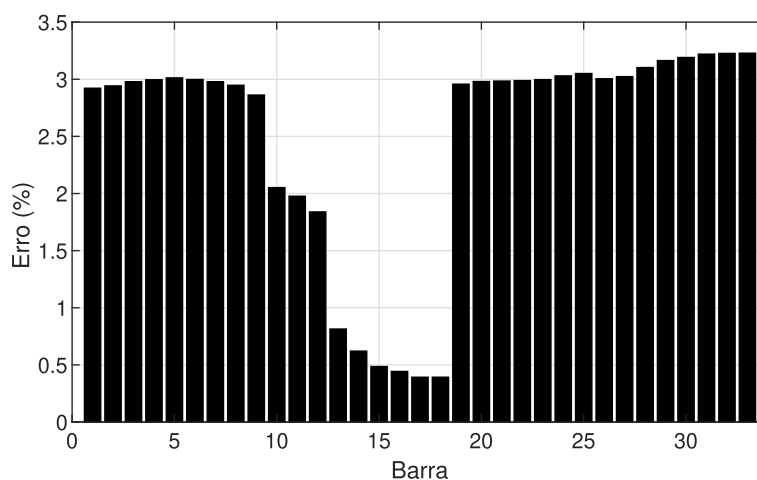
Fonte: Autor.

#### 5.2.4.1.2 Caso 1-b: Erro de Medição de Tensão nas barras 3 e 17

Considera-se, neste caso de estudo, a intrusão de *bad data* nas medições de tensão na barra 3 e na barra 17, ambos com erro grosseiro de +20%. Os erros de estimação são mostrados na Figura 54.



Figura 54 – Erros de estimação - caso 1-b



Fonte: Autor.

A função objetivo para esse caso assume um elevado valor de 77,1225. Para um caso como esse de dois erros grosseiros, o processo de detecção, identificação e correção exige maior esforço computacional. Os resíduos normalizados das medições identificadas com erros grosseiros são bem maiores quando comparados com as outras medições suspeitas como mostrado na Tabela 15, com valores de resíduos normalizados de 5,8769 e 6,0401 para as medições de tensão nas barras 3 e 17, respectivamente.

Tabela 15 – Quatro maiores resíduos normalizados - caso 1-b

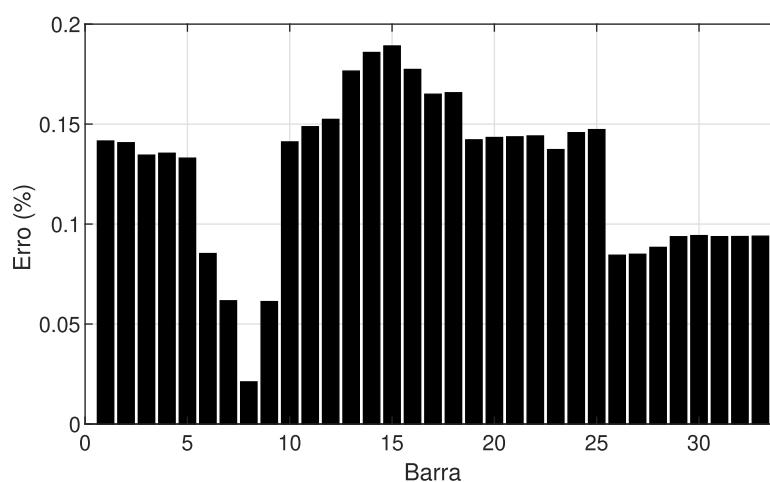
| Medição   | Resíduo Normalizado |
|-----------|---------------------|
| $V_3$     | 5,8769              |
| $V_{17}$  | 6,0401              |
| $V_{21}$  | 1,3855              |
| $I_{6-7}$ | 1,4706              |

Fonte: Autor.

Após o processo de otimização seguindo a metodologia proposta, a estimação de estados é bem sucedida, sendo a função objetivo de 0,190170. Os erros de estimação são mostrados na Figura 55.

Os fatores de calibração resultantes do processo de otimização são 0,8335 e 0,8306 associados às medições de tensão da barra 3 e 17, respectivamente.

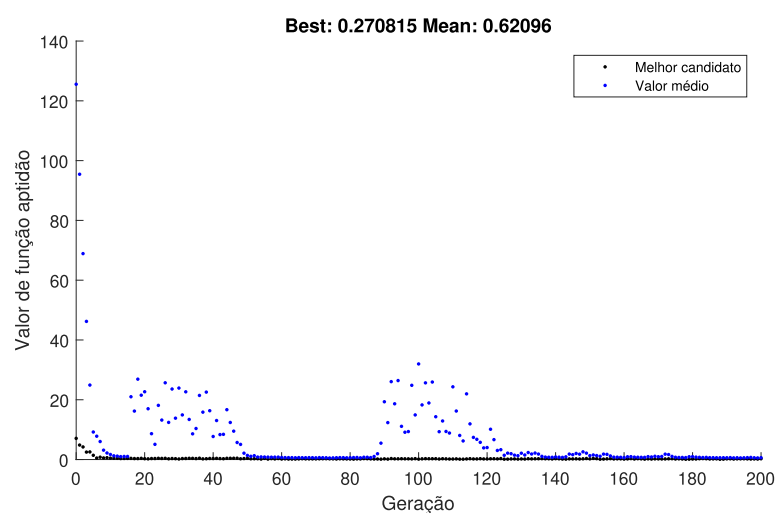
Figura 55 – Erros de estimação após correção dos erros grosseiros - caso 1-b



Fonte: Autor.

A Figura 56 mostra a trajetória de convergência para este caso de estudo.

Figura 56 – Trajetória de convergência do AG - caso 1-b



Fonte: Autor.

#### 5.2.4.2 Caso 2: Plano de medição com 8 micro-PMUs

Neste caso de estudo, adota-se um procedimento de alocação diferente para o sistema teste de 33 barras, conforme descrito na referência de Oliveira *et al.* (2018).

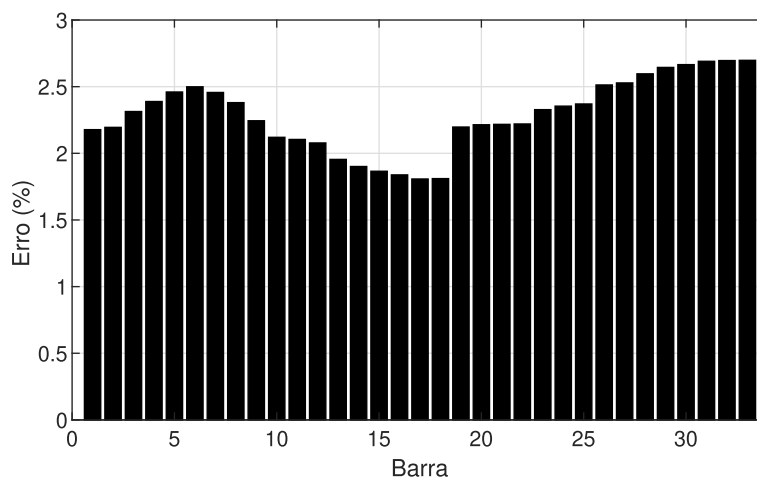
Neste caso, apenas 8 micro-PMUs são alocadas nas barras 1, 2, 3, 6, 17, 21, 24 e 32, assim como indicado na Figura 45. Nas barras restantes, dados de SMs são considerados.

##### 5.2.4.2.1 Caso 2-a: Erro de Medição de Tensão na barra 17

Considerando um erro de medição de tensão na barra 17 de +20%, a estimação de estados é associada a um elevado valor de função objetivo (igual a 31,36) e a erros de

estimação elevados, como pode ser constatado pela Figura 57.

Figura 57 – Erros de magnitudes de tensão - caso 2-a



Fonte: Autor.

A medição com erro grosseiro é detectada e identificada com valor residual muito maior do que o valor encontrado para as outras medições, como mostra a Tabela 16, de acordo com o método proposto, e igual a 5,5988.

Tabela 16 – Quatro maiores resíduos normalizados - Caso 2-a

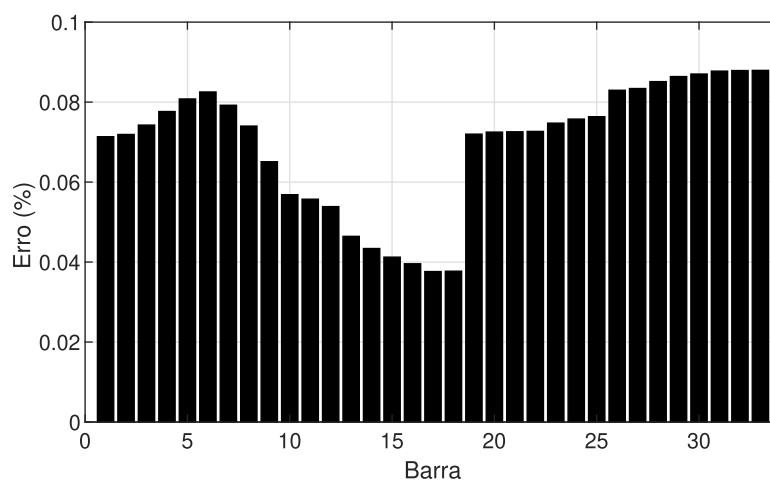
| Medição  | Resíduo Normalizado |
|----------|---------------------|
| $V_3$    | 0,8051              |
| $V_6$    | 0,8038              |
| $V_{17}$ | 5,5988              |
| $V_{32}$ | 0,9133              |

Fonte: Autor.

Após a realização do processo de otimização com algoritmo genético, um fator de calibração de 0,8221 foi obtido. O valor da função objetivo obtido foi de 0,1430.

A Figura 58 mostra os resultados de magnitudes de erros de tensão obtidos após aplicação do método proposto, os quais são bem mais reduzidos em relação ao caso anterior.

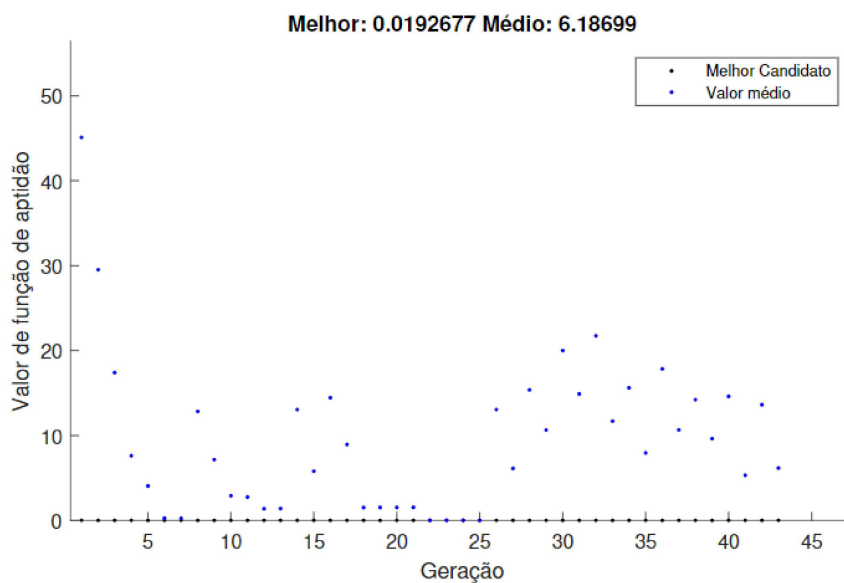
Figura 58 – Erros de magnitudes de tensão após correção - caso 2-a



Fonte: Autor.

Na Figura 59 é mostrada a trajetória de convergência obtida com o AG para este caso.

Figura 59 – Trajetória de convergência do AG - caso 2-a



Fonte: Autor.

#### 5.2.4.2.2 Caso 2-b: Erro de Medição de Tensão nas barras 2 e 24

Considerando dois erros grosseiros de medição de tensão de +15% da barra 2 e +30% da barra 24, observa-se por meio da Figura 60, o impacto deles no processo de estimação mostrando as elevadas magnitudes de erros de estimação.

O valor da função objetivo para este caso é de 65,7879, sendo bem elevada. Para este caso, a dificuldade de se encontrar a solução ótima e estimar o estado da rede é maior, o que resulta em maior esforço computacional com a execução do AG.

O conjunto de medições consideradas com maiores valores de resíduos, sendo detectadas e, posteriormente, também identificadas como suspeitas foram as medições de tensão das barras 2 e 24 com resíduos normalizados 3,5048 e 8,6359, respectivamente. A Tabela 17 mostra os quatro maiores resíduos normalizados encontrados.

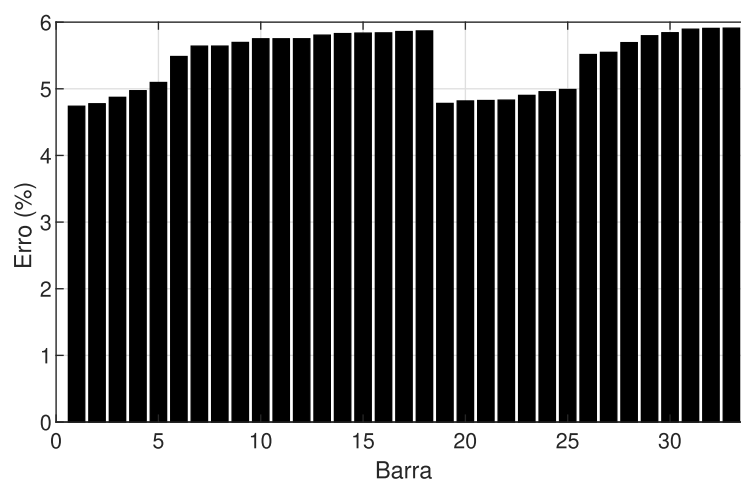
Tabela 17 – Quatro maiores resíduos normalizados - Caso 2-b

| Medição  | Resíduo Normalizado |
|----------|---------------------|
| $V_1$    | 1,8298              |
| $V_2$    | 3,5048              |
| $V_{21}$ | 1,8654              |
| $V_{24}$ | 8,6169              |

Fonte: Autor.

Após o processo de otimização realizado, seguindo a formulação apresentada e proposta, a função objetivo é bem sucedida e estabelecida com valor de 0,0139 realizando a correção dos dois erros grosseiros intrusos nas medições.

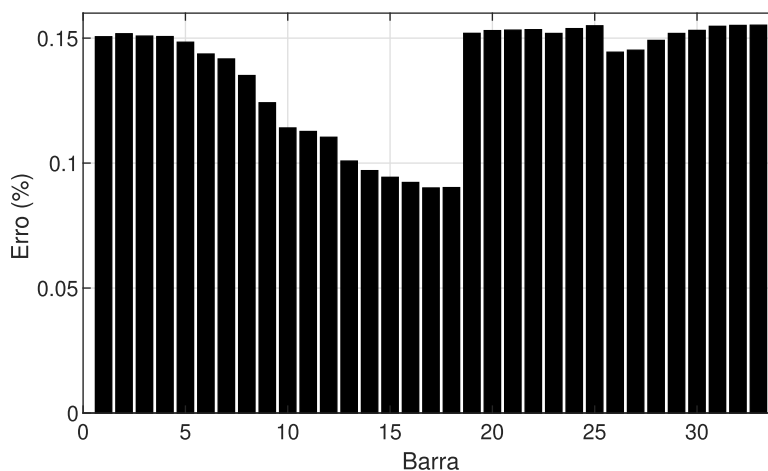
Figura 60 – Erros de estimação para caso de dois erros grosseiros - Caso 2-b



Fonte: Autor.

A Figura 61 mostra os resultados de erros de estimação obtidos após otimização, podendo-se verificar pequenos valores de erros associados.

Figura 61 – Erros de estimação após correção de erros grosseiros - caso 2-b

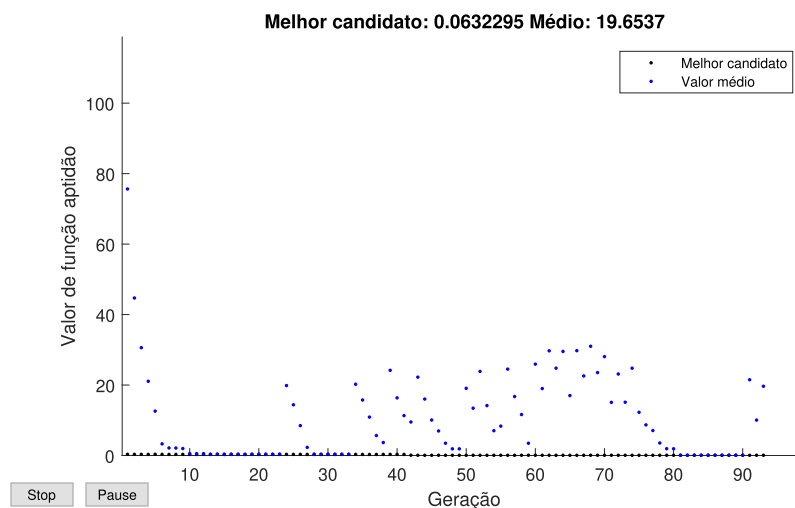


Fonte: Autor.

Os fatores de calibração obtidos na otimização foram 0,8734 para medição de tensão da barra 2 e 0,7707 para medição de tensão da barra 24. Para esse caso de dois erros grosseiros e plano com número de medições limitadas, o esforço computacional é maior.

Na Figura 62 é mostrada a trajetória de convergência obtida com o AG para este caso.

Figura 62 – Trajetória de convergência do AG - caso 2-b



Fonte: Autor.

### 5.2.4.3 Tempos computacionais obtidos

A Tabela 18 mostra os tempos computacionais obtidos para cada um dos casos de estudo.

É perceptível que os tempos associados ao processo de otimização para correção de dois erros grosseiros (casos *b*) são maiores que os mesmos relacionados à correção de

apenas um erro grosseiro (casos *a*). Além disso, a correção de dois erros grosseiros no sistema com maior limitação de medições fasoriais instaladas em campo (8 micro-PMUs) se mostrou mais custosa, resultando em maior tempo computacional.

Tabela 18 – Tempos computacionais

| Tempo Computacional | Tempo (s) |
|---------------------|-----------|
| Caso 1-a            | 162,739   |
| Caso 1-b            | 221,53    |
| Caso 2-a            | 129,90    |
| Caso 2-b            | 460,21    |

Fonte: Autor.

### 5.2.5 Considerações Finais Parciais

Esta seção apresentou uma nova abordagem para tratamento de erros grosseiros durante o processo de estimação de estados em redes de distribuição.

Mediante todas as informações e análises realizadas, os objetivos iniciais propostos foram atingidos, tendo em vista que os fatores de participação foram estimados e as barras mais críticas foram determinadas permitindo uma avaliação da confiabilidade da estimação de fatores de participação por meio de diferentes cenários: com medições diferentes (medições sincronizadas e SMs), incidência de erros grosseiros, inserção de fontes alternativas e diferentes planos de medição.

Como maior contribuição desta seção, destaca-se a proposta da introdução de técnicas de supressão de erros grosseiros de medições capazes de eliminar o efeito negativo na EE, garantindo, portanto, que não apenas as estimativas sejam sempre obtidas com alta precisão, como também a análise de estabilidade seja satisfatoriamente realizada indicando-se as barras mais suscetíveis ao fenômeno.

Foi possível notar também que a supressão de erros grosseiros em sistemas de distribuição com medições críticas é ainda desafiador para restaurar a observabilidade do sistema.

Há destaque para utilidade e praticidade do método proposto de estimação robusto em que foram avaliadas as taxas de acertos das barras mais críticas em diferentes cenários. As barras mais críticas também são consideradas as mais sensíveis e suscetíveis a levar o sistema ao colapso de tensão, portanto, avaliar a confiança da estimação dos fatores de participação é de vital importância.

É possível observar que para esse estudo de caso, por meio da introdução de fonte alternativas no sistema, um sistema com suportes de tensão alocados de forma mais otimizada tem influência positiva nas taxas de acertos do estimador de fatores de participação.

Ao final de todos os estudos, estudos e análises foram apresentados com a metodologia proposta de correção de erros grosseiros via algoritmo genético. Essa metodologia foi capaz de restaurar a observabilidade para casos com dois erros grosseiros e com medições

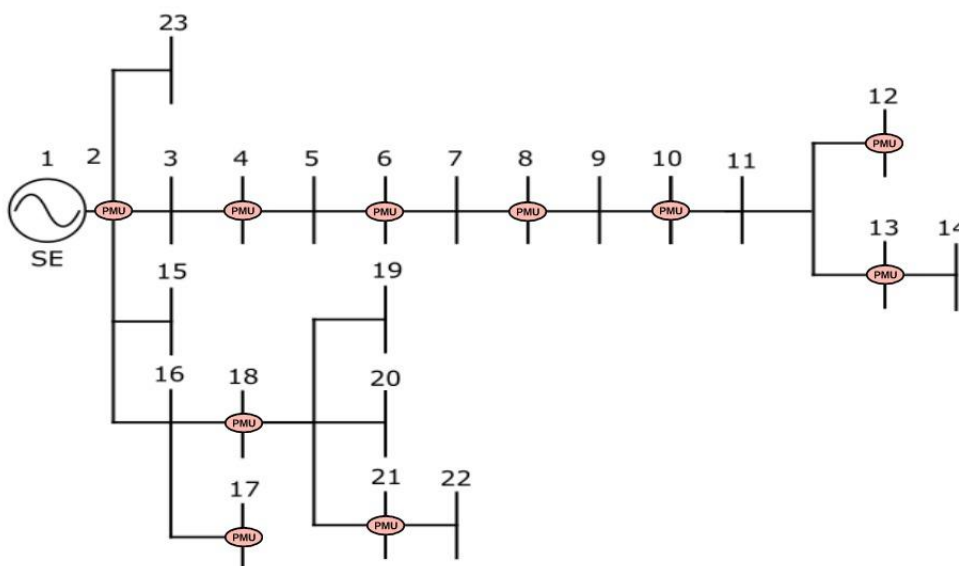
que se comportam como críticas. Isso mostra uma grande vantagem do método. O tempo computacional para esse caso se mostrou aceitável e justificável, visto que foram obtidos valores 360 segundos (6 minutos). Vale destacar que para casos de mais de um erro grosseiro, o esforço computacional é maior resultando em maior tempo computacional comparando com a mesma condição de apenas um erro grosseiro.

### 5.3 ESTUDOS COM O SISTEMA UNIVERSITÁRIO DE 23 BARRAS

#### 5.3.1 Sistema em Estudo

Nesta seção, é utilizado um sistema baseado na referência Diogo *et al.* (2021), que modela o sistema de distribuição da Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) por meio de 23 barras de acordo com o representado pela Figura 63 com 10  $\mu$ -PMUs. Nas barras de carga são consideradas medições provenientes de SMS, de acordo com o plano de medição da Tabela 19. Os dados desse sistema foram coletados por medições realizadas em campo para obtenção deste modelo.

Figura 63 – Sistema teste universitário de 23 barras



Fonte: Autor.

Cada uma das barras do sistema mostrado modela certa parte da Universidade Federal de Juiz de Fora, tal como:

- Barra 1: Subestação principal;
- Barra 2: Barra de passagem;
- Barra 3: Instituto de Ciências Biológicas (ICB);
- Barra 4 : Centro de Gestão do Conhecimento Organizacional (CGCO);



- Barra 5: Departamento da Faculdade de Física e Química;
- Barra 6: Departamento de Modelagem Computacional, Computação e Estatística;
- Barra 7: Departamento da Faculdade de Engenharia e Arquitetura;
- Barra 8: Restaurante Universitário (RU);
- Barra 9: Biblioteca do Instituto de Ciências Exatas (ICE);
- Barra 10: Laboratório Solar da Faculdade de Engenharia (LabSolar);
- Barra 11: Instituto de Artes e Design (IAD) e Edifício Itamar Franco;
- Barra 12: Centro Regional de Inovação e Transferência de Tecnologia (CRITT);
- Barra 13: Faculdade de Educação Física 1 (FAEFID 1);
- Barra 14: FAEFID 2;
- Barra 15: Estação Meteorológica;
- Barra 16: Instituto de Ciências Humanas (ICH);
- Barra 17: Faculdade de Serviço Social;
- Barra 18: Iluminação Pública;
- Barra 19: Faculdade de Economia;
- Barra 20: Faculdade de Odontologia;
- Barra 21: Faculdade de Comunicação;
- Barra 22: Bombeiros e Pórtico Sul;
- Barra 23: Reitoria.

Por meio de otimização por programação linear proposto por Bhonsle & Junghare (2012), pode-se alocar as  $\mu$ -PMUs nas barras 2, 4, 6, 8, 10, 12, 13, 17, 18 e 21. Dessa maneira, a observabilidade é restaurada considerando-se que nas outras medições das barras de carga são empregadas medidas de potência ativa e reativa de consumos acumulados por meio de medidores inteligentes. As  $\mu$ -PMUs fornecem medições de tensão  $V_k$ , ângulo  $\theta_k$  e valores fasoriais de correntes passantes nas linhas de distribuição com magnitude  $I_{km}$  e ângulo  $\delta_{km}$ .

O plano de medição acima composto é mostrado pela Tabela 19.

Tabela 19 – Plano de medição

| Tipo                | Medições   |
|---------------------|--|
| $\mu$ PMU           | $V_2, V_4, V_6, V_8, V_{10}, V_{12}, V_{13}, V_{17}, V_{18}, V_{21}$<br>$I_{1-2}, I_{2-3}, I_{3-4}, I_{4-5}, I_{5-6}, I_{6-7}, I_{7-8},$<br>$I_{8-9}, I_{9-10}, I_{10-11}, I_{11-12}, I_{11-13}, I_{13-14},$<br>$I_{2-15}, I_{2-16}, I_{16-17}, I_{16-18}, I_{18-19},$<br>$I_{18-20}, I_{18-21}, I_{21-22}, \theta_2, \theta_4, \theta_6, \theta_8, \theta_{10},$<br>$\theta_{12}, \theta_{13}, \theta_{17}, \theta_{18}, \theta_{21}, \delta_{1-2}, \delta_{2-3}, \delta_{3-4}, \delta_{4-5},$<br>$\delta_{5-6}, \delta_{6-7}, \delta_{7-8}, \delta_{8-9}, \delta_{9-10}, \delta_{10-11}, \delta_{11-12},$<br>$\delta_{11-13}, \delta_{13-14}, \delta_{2-15}, \delta_{2-16}, \delta_{16-17},$<br>$\delta_{18-21}, \delta_{18-19}, \delta_{18-20}, \delta_{21-22}$ |
| <b>SMART METERS</b> | $P_3, P_5, P_7, P_9, P_{11}, P_{14}, P_{15}, P_{16}, P_{19}, P_{22}, P_{23}$<br>$Q_3, Q_5, Q_7, Q_9, Q_{11}, Q_{14}, Q_{15}, Q_{16}, Q_{19}, Q_{22}, Q_{23}$   |

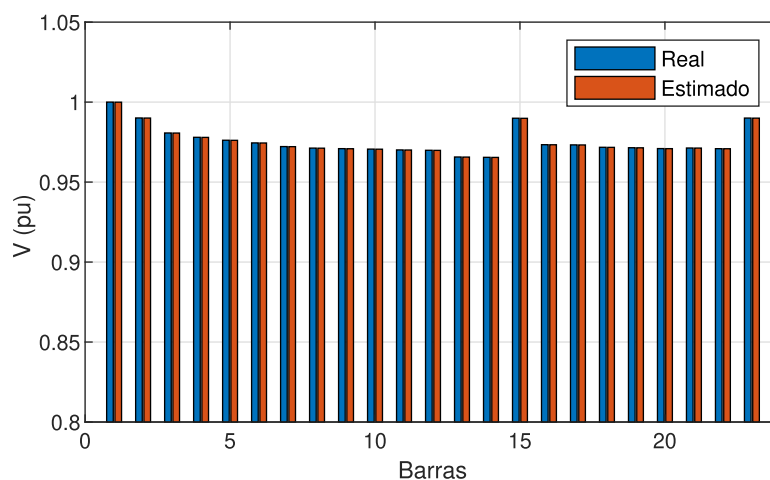
Fonte: Autor.

Nos estudos apresentados, primeiro é definido um plano de medição, determinando-se quais serão as medições a serem obtidas pelos medidores alocados em campo; logo, a EE é executada usando MQP; a Equação (4.23) é aplicada verificando se há extrapolação do valor limítrofe para a função objetivo. Em caso afirmativo, há suspeita de erros grosseiros e o algoritmo pode seguir. E caso contrário, parte-se para o fim dos estudos; a medição comprometida com erro grosseiro deve ser identificada de acordo as Equações (4.26)-(4.29); uma vez identificada a medição com erro grosseiro, esta deve ser suprimida a partir de sua reponderação no processo de EE fornecendo robustez necessária para o algoritmo; todos os estudos podem ser analisados e discutidos, o que são realizados na próxima subseção.

### 5.3.2 Resultados e Discussões

Considerando as condições nominais e um monitoramento do sistema por medidores que possuem erros aleatórios associados, pode-se estimar o estado da rede. Considerando que esses medidores, inicialmente, possuem classe de exatidão de, no máximo, 1% para micro-PMUs e 1% para os medidores inteligentes, tem-se o estado da rede estimado e mostrado na Figura 64.

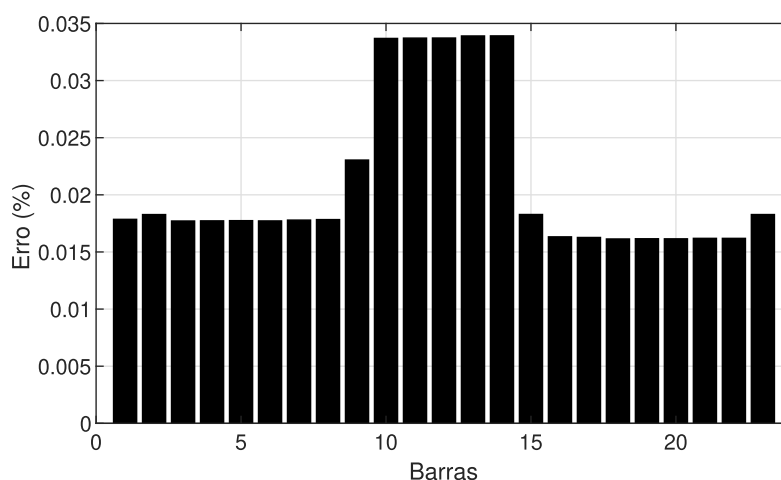
Figura 64 – Estado da rede estimado



Fonte: Autor.

Os módulos dos erros da estimação de estados das tensões são mostrados na Figura 65.

Figura 65 – Erros da estimação de tensões da rede



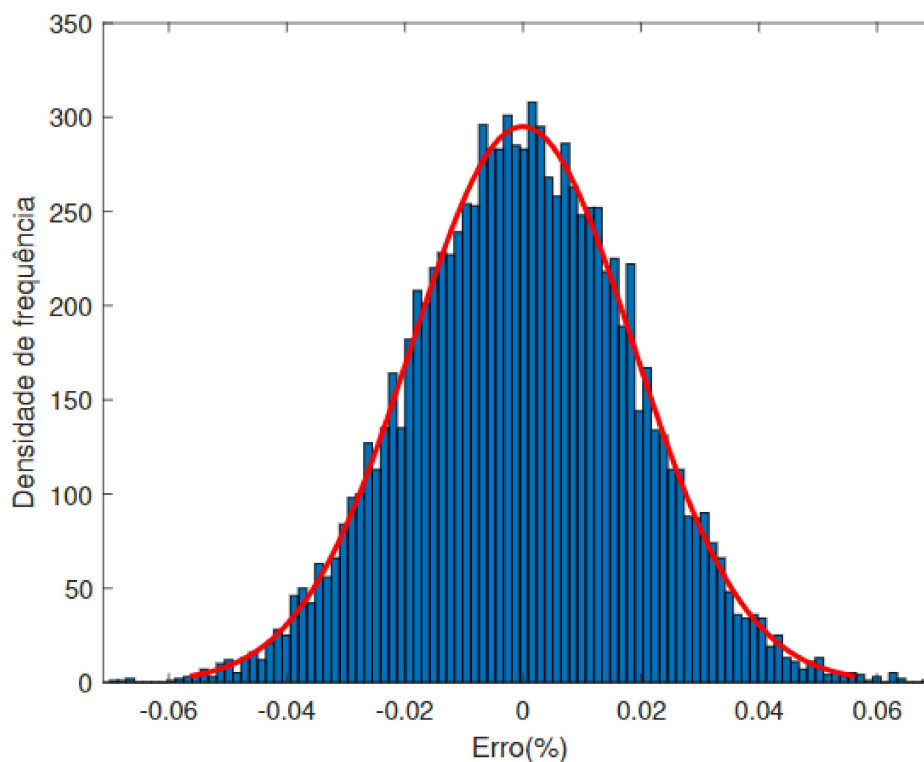
Fonte: Autor.

É possível observar que os maiores erros encontrados são relacionados à barra 14. Assim sendo, realizando 10.000 replicações de simulações por Monte Carlo pelas mesmas classes de exatidão dos medidores, pode-se obter um padrão do erro. Pode ser notado que o erro da barra 14 nas 10.000 replicações de simulações possui aproximação também distribuição Gaussiana tendo em vista os erros aleatórios das medições, como mostrado pela Figura 66.

É possível notar que a maior frequência de erros encontrada é justamente próxima de zero, o que é coerente tendo em vista a modelagem possível por distribuição Gaussiana de média zero. Além disso, é possível observar certa dispersão em torno da média que é

bem pequena. É importante ressaltar que os erros são bem pequenos e não comprometem a estimação de estados.

Figura 66 – Distribuição do Erro da estimação de tensão na barra 14



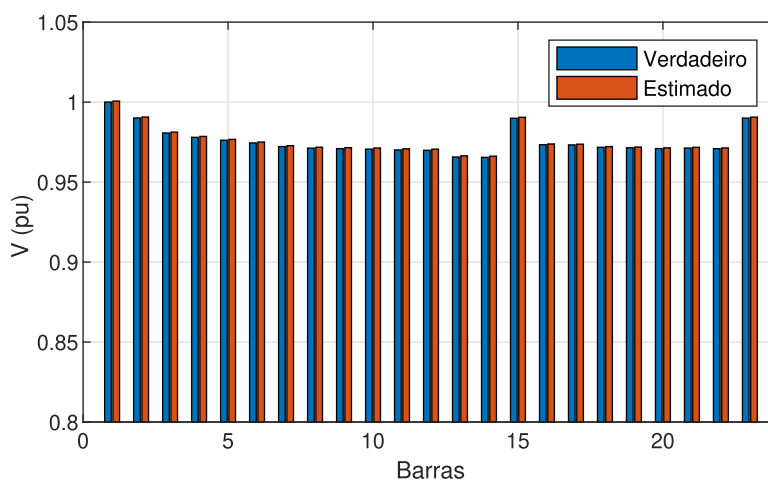
Fonte: Autor.

A fim de se observar o comportamento dos erros aleatórios com as classes de exatidão dos medidores, são considerados agora medidores de micro-PMUs e medidores inteligentes com classe de exatidão de 5%.

Na Figura 67 são mostradas as estimativas de tensão considerando medidores com classes de exatidão maiores.

Nesta ocasião, a estimação de estados ainda é muito bem estimada, como pode ser observado entre valores verdadeiro e estimado de tensão em cada uma das barras do sistema de 23 barras.

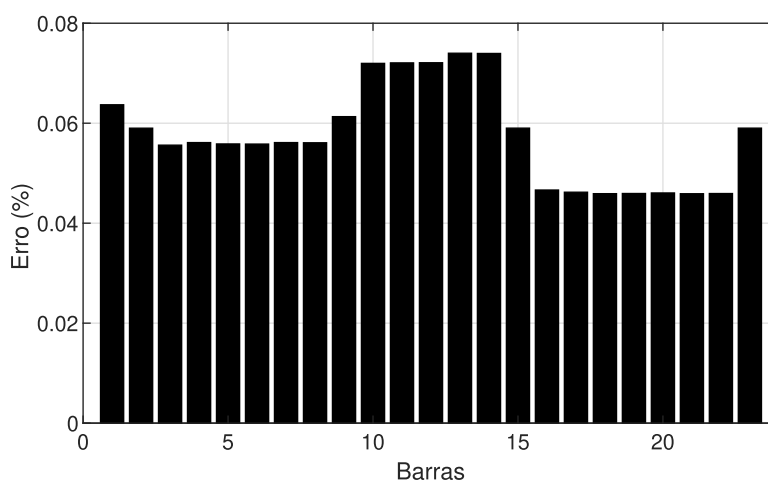
Figura 67 – Estado da rede estimado com classe de exatidão de 5%



Fonte: Autor.

O módulo dos erros da estimativa de tensão são mostrados na Figura 68. Comparativamente à Figura 65, é possível observar um aumento dos módulos dos erros tendo em vista o aumento das classes de exatidão dos medidores, o que é perfeitamente coerente.

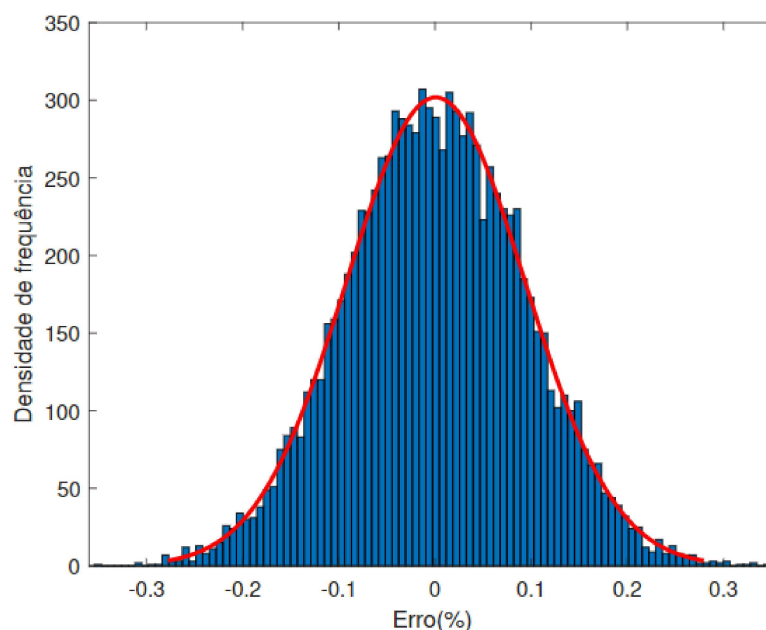
Figura 68 – Erros da estimação de tensões da rede com classe de exatidão de 5%



Fonte: Autor.

Na Figura 69 é possível observar a alteração da distribuição dos erros para a barra 14 nas 10.000 replicações de Monte Carlo considerando classes de exatidão maiores. É possível observar que a dispersão dos erros aleatórios aumenta consideravelmente quando comparada à dispersão da Figura 66. Ainda nessa ocasião é possível notar que a distribuição Gaussiana possui média centralizada em zero e a dispersão dos erros aleatórios é maior com o aumento da classe de exatidão dos medidores.

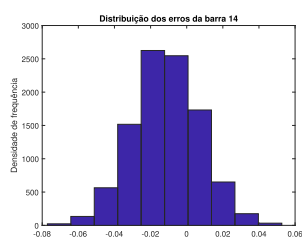
Figura 69 – Distribuição do Erro da estimação de tensão na barra 14 com classe de exatidão de 5%



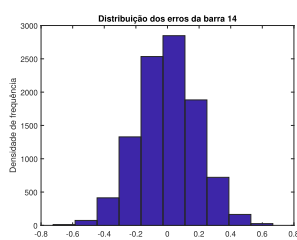
Fonte: Autor.

Diante deste contexto de 10.000 replicações de simulações de Monte Carlo, foi considerada a variação das classes de exatidão dos medidores de micro-PMUs (denotado pela Figura 70 apenas por PMUs) e dos *Smart Meters* e plotados as distribuições dos erros obtidas, como bem mostrado pela Figura 70.

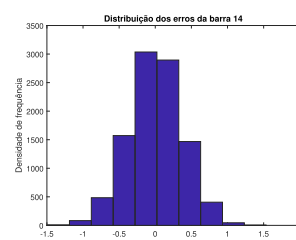
Figura 70 – Variação das classes de exatidão dos medidores e distribuições dos erros na barra 14



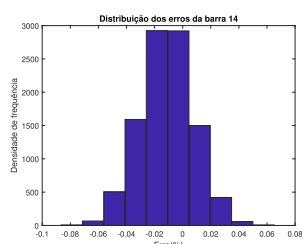
(a) PMUs 1% e SMs 1%



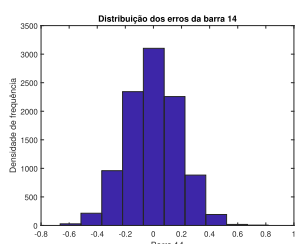
(b) PMUs 1% e SMs 10%



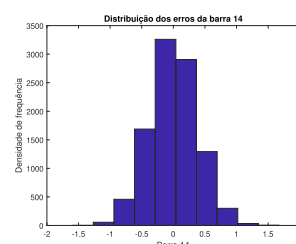
(c) PMUs 1% e SMs 20%



(d) PMUs 5% e SMs 1%



(e) PMUs 5% e SMs 10%



(f) PMUs 5% e SMs 20%

Fonte: Autor.

É possível observar o impacto das diferenças de classes de exatidão sobre a distribui-

ção de erros. É notório que à medida que as classes de exatidão aumentam, as dispersões em torno da média zero também aumentam e, com isso, maiores são os erros associados às estimativas de tensões e ângulos. É notória também a tendência de se ter a maior quantidade de erros próxima a zero, visto a modelagem inicial por distribuição Gaussiana de média zero, entretanto, é observado o impacto das diferentes classes de exatidão de medidores sobre as distribuição obtidas.

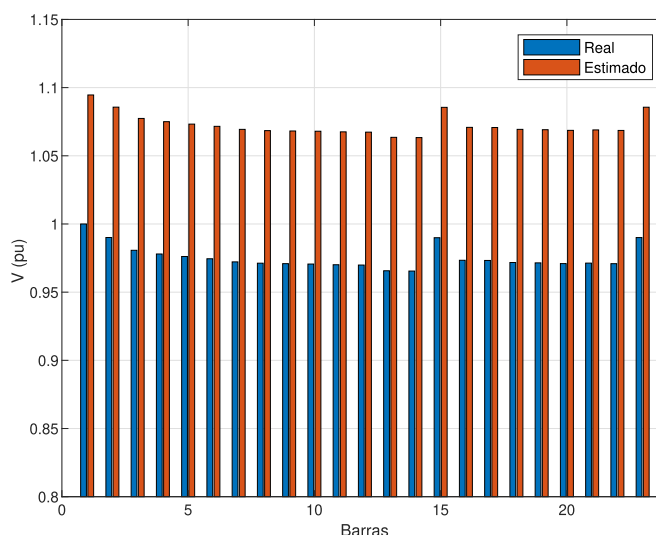
### 5.3.3 Análise na Condição de Carregamento Nominal com Erros Grosseiros

Considerando um contexto de medição em que haja algum medidor defeituoso, por qualquer motivo que seja, o resultado da EE é afetado.

Na operação dos sistemas elétricos de potência em tempo real, é completamente desconhecido o valor real. Nas simulações aqui empregadas, esses valores reais são obtidos via fluxo de potência por método de Newton-Raphson, porém, devem existir na prática formas de detecção, identificação e supressão/correção de erros grosseiros, pois os valores obtidos são sempre (e precisam ser) tomados como seguros e confiáveis.

Na Figura 71 é mostrada a EE com resultados sem boa precisão (não foi bem sucedida), tendo em vista a incidência de erro grosseiro. O erro grosseiro nessa ocasião foi inserido de maneira proposital na medição de tensão da micro-PMU da barra 8, em que seu valor de tensão medido foi tomado como o dobro do valor nominal que deveria ser medido.

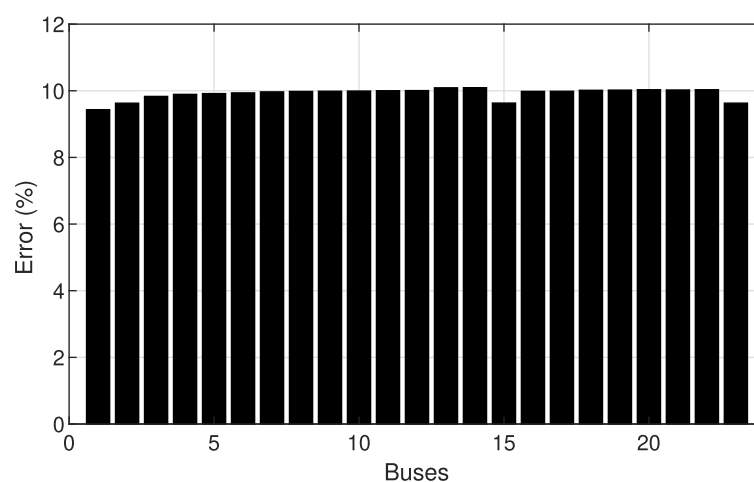
Figura 71 – EE com erro grosseiro



Fonte: Autor.

Na Figura 72 são mostrados os erros na estimação de tensão com a incidência de um erro grosseiro na medição da barra 8 com elevados erros encontrados.

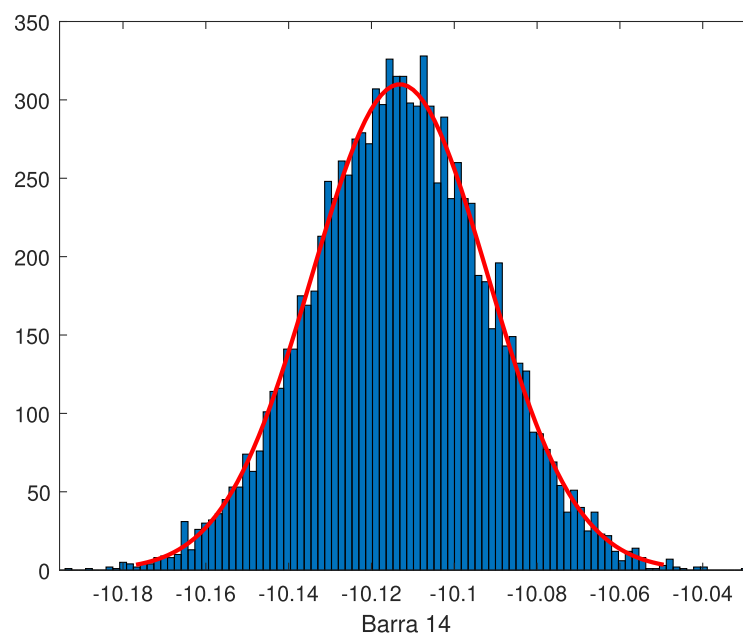
Figura 72 – Erros na EE com erro grosseiro



Fonte: Autor.

Na Figura 73 é mostrada a distribuição encontrada para a barra 14. É perceptível que se tem uma distribuição normal nessa ocasião, porém a média do erro em valor diferente de zero, tendo em vista a incidência de um erro grosseiro em uma das medições.

Figura 73 – Distribuição encontrada para a barra 14 quando há incidência de erro grosseiro



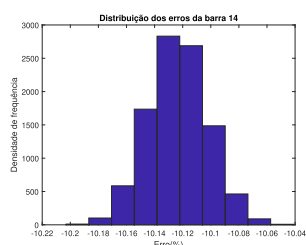
Fonte: Autor.

Diante deste contexto de incidência de erro grosseiro na operação nominal e de 10.000 replicações de simulações de Monte Carlo, foi considerada a variação das classes de exatidão dos medidores de micro-PMUs (denotado pela Figura 74 apenas por PMUs) e

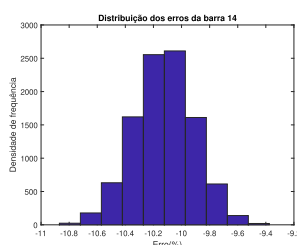


dos *Smart Meters* e plotados as distribuições dos erros obtidas, como bem mostrado pela Figura 70.

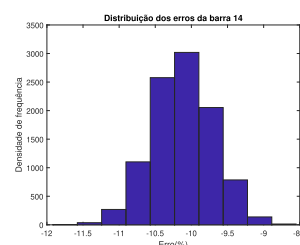
Figura 74 – Variação das classes de exatidão dos medidores e distribuições dos erros na barra 14 com erro grosseiro entre as medições



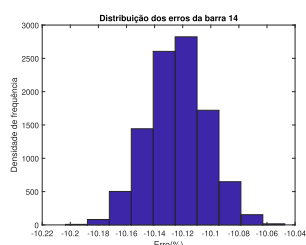
(a) PMUs 1% e SMs 1%



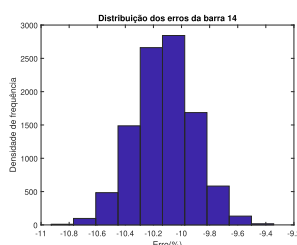
(b) PMUs 1% e SMs 10%



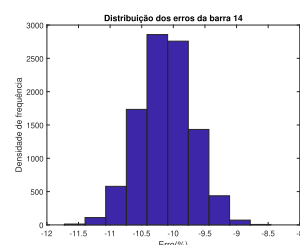
(c) PMUs 1% e SMs 20%



(d) PMUs 5% e SMs 1%



(e) PMUs 5% e SMs 10%

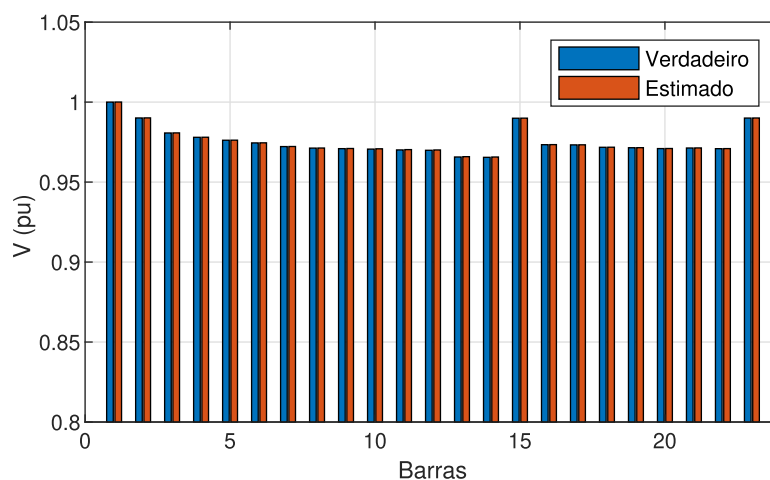


(f) PMUs 5% e SMs 20%

Fonte: Autor.

Depois de todo o processo de tratamento de erro grosseiro por meio de detecção por teste Qui-quadrado, identificação por MRN e supressão de erro grosseiro, é possível estimar o estado da rede mesmo com uma medição se encontrando com um erro grosseiro associado, porém esse erro foi tomado com menor peso e diluído durante o processo de EE. Assim, a estimação de estados neste contexto é demonstrada na Figura 75 por meio da comparação valor verdadeira e estimado para magnitudes de tensão de cada uma das barras.

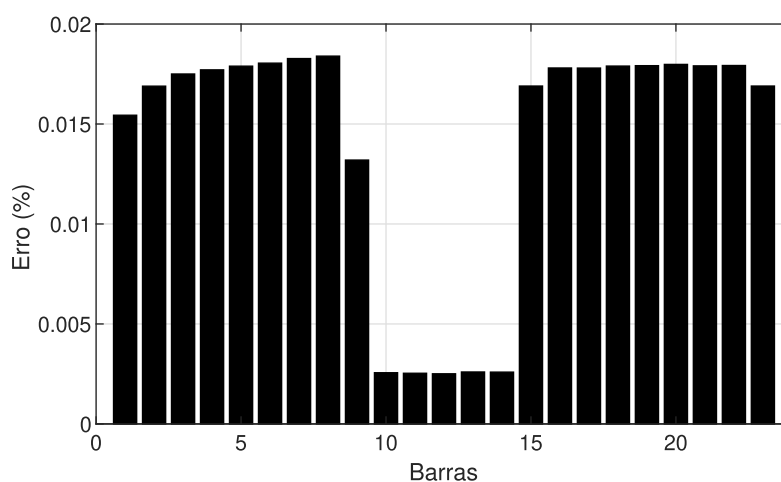
Figura 75 – EE com tratamento de erro grosseiro



Fonte: Autor.

Na Figura 76, é mostrado o resultado obtido de módulos de estimativas de tensão no contexto medição de erro grosseiro tratada por meio da detecção, identificação por MRN e reponderação, como apresentado pelo fluxograma da Figura 11. É possível observar que os erros obtidos na estimativa de tensões em cada uma das barras são aceitáveis.

Figura 76 – Erros de estimação de tensão com tratamento de erro grosseiro



Fonte: Autor.

Assim, o método proposto de detecção por Qui-quadrado, identificação por MAD e supressão de erros grosseiros também pode ser aplicado possibilitando estimar com sucesso o estado operativo da rede elétrica.

### 5.3.4 Análise da confiabilidade da estimação de fatores de participação no estudo de estabilidade de tensão

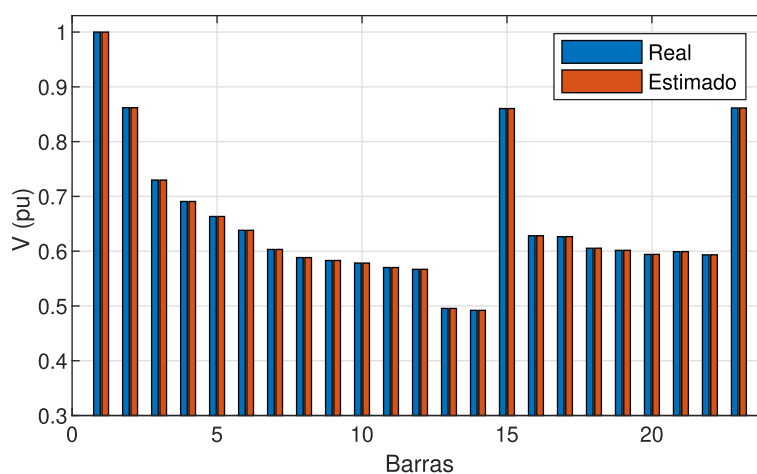
Esta subseção é destinada à avaliação da estabilidade de tensão a partir dos fatores de participação estimados.

Portanto, embora os valores de tensão atinjam valores muito baixos no PMC (para  $\pi = 8.6$ ) para o sistema em estudo de 23 barras (que inviabilizam a operação nessa condição), foi considerada essa condição com intuito apenas de se avaliar a confiabilidade do algoritmo MAD em capturar as barras mais críticas ou mais sensíveis à instabilidade de tensão considerando a variação dos erros aleatórios vinculados às medições.

Além disso, a mesma análise de confiabilidade de estimação de fatores de participação foi empregada para identificação por método convencional MRN.

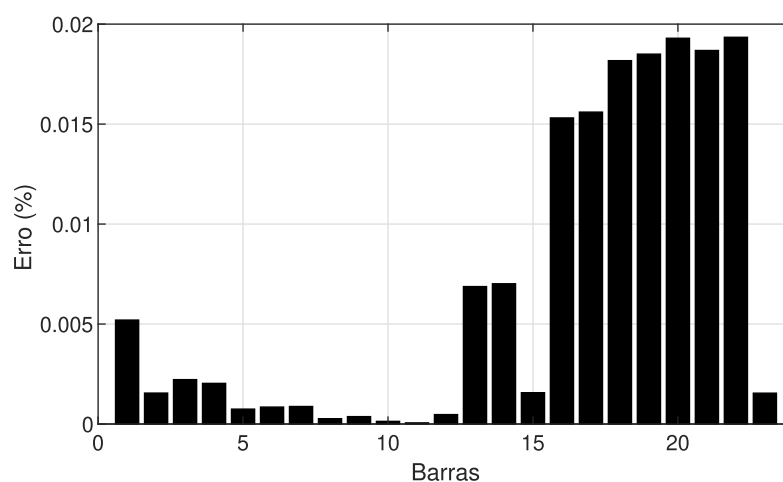
Primeiramente, considerando o estado da rede no máximo carregamento ( $\pi = 8.6$ ) com medidores fasoriais sincronizados de micro-PMUs com classes de exatidão de 1% e com medidores inteligentes de 5%, tem-se o estado da rede elétrica estimado. As tensões são bem estimadas, como mostrado pela Figura 77. Além disso, os erros de estimação são bem pequenos, como mostrado pela Figura 78.

Figura 77 – Estimação de magnitudes de tensão para o sistema de 23 barras no PMC



Fonte: Autor.

Figura 78 – Erros de estimação de magnitudes de tensão para o sistema de 23 barras no PMC



Fonte: Autor.

#### 5.3.4.1 Caso 1: Sem incidência de erro grosseiro

Estimando os fatores de participação para o sistema de 23 barras para todas as barras de cargas e separando as quatro barras mais críticas, tem-se o mostrado pela Tabela 20. Para este caso mostrado, foi considerada classe de exatidão de 1% para micro-PMUs e de 10% para SMs.

Tabela 20 – Fatores de participação estimados  $p^{est}$ , verdadeiros  $p^{FP}$  e o erro médio - caso sem GD e sem erro grosseiro

| Barra     | $p_{med}^{est}$ | $p_{med}^{FP}$ | $Erro_{med}$ (%) |
|-----------|-----------------|----------------|------------------|
| <b>14</b> | 0,1211          | 0,1212         | 0,0164           |
| <b>13</b> | 0,1177          | 0,1178         | 0,0155           |
| <b>12</b> | 0,0643          | 0,0643         | 0,0035           |
| <b>11</b> | 0,0627          | 0,0627         | 0,0001           |

Fonte: Autor.

É notada a barra mais crítica como sendo a barra 14 que é também a barra mais longínqua eletricamente da subestação, portanto, é a barra mais sensível para levar o sistema primeiramente à instabilidade de tensão.

Considerando o impacto de erros aleatórios, é avaliada a confiabilidade do algoritmo para estimar as barras críticas, como mostrado na Tabela 21.

Tabela 21 – Taxa de acerto das barras críticas por EE para 10.000 repetições

| $\mu$ PMUs/SM | 1%   | 5%   | 10%    | 20%    |
|---------------|------|------|--------|--------|
| <b>0,5%</b>   | 100% | 100% | 99,92% | 99,50% |
| <b>1%</b>     | 100% | 100% | 99,90% | 99,48% |
| <b>5%</b>     | 100% | 100% | 99,90% | 99,47% |

Fonte: Autor.

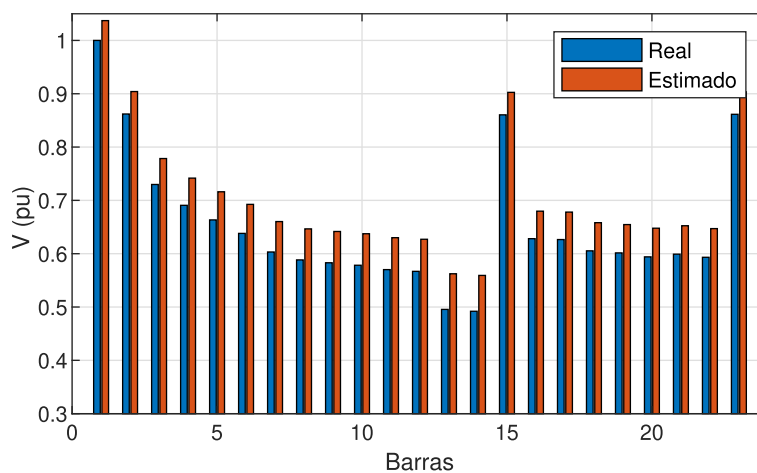
À medida que as classes de exatidão se tornam maiores, tanto para micro-PMUs quanto para SMs, a taxa de acerto cai sensivelmente. Ou seja, o algoritmo passa a errar ao indicar por estimativa as barras mais críticas.

#### 5.3.4.2 Caso 2: com incidência de erro grosseiro

Considerando a ocorrência de erro grosseiro na medição de tensão da barra 13 com valor de tensão que foi dobrado na condição de máximo carregamento do sistema ( $\pi = 8,6$ ).

Na Figura 79, são mostrados os valores de magnitudes de tensão estimados sendo comparados com valores reais após incidência de erro grosseiro entre as medições. É notória a discrepância obtida entre cada valor de tensão das barras entre estimado e real.

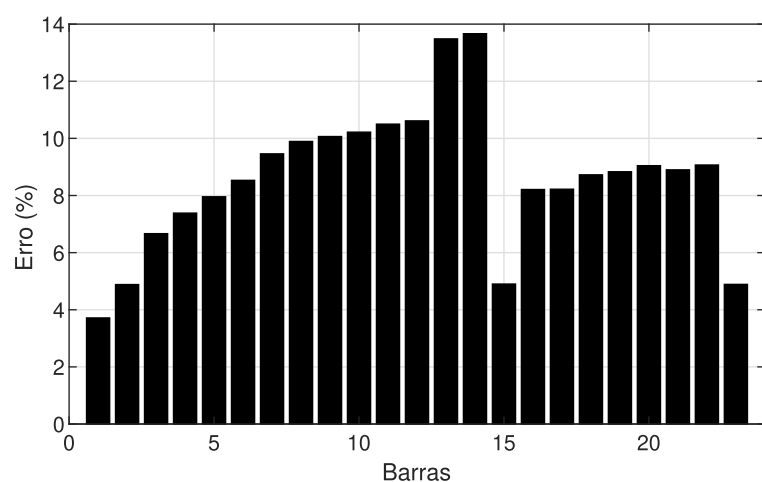
Figura 79 – Estimativa de magnitudes de tensão com incidência de erro grosseiro



Fonte: Autor.

A Figura 80 serve para corroborar o impacto de erros grosseiros mostrando os elevados valores de erros das estimativas de tensão em cada uma das barras.

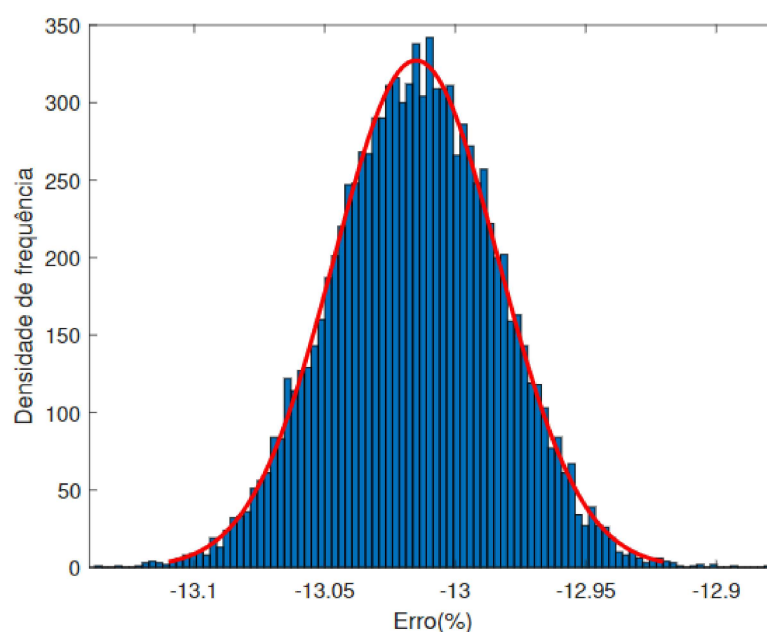
Figura 80 – Erros de estimativas de magnitudes de tensão com incidência de erro grosseiro



Fonte: Autor.

Tomando a maior barra com erro pela Figura 80, barra 14, é possível verificar a distribuição dos erros de tensão para 10.000 replicações de simulações de Monte Carlo, dado pela Figura 81. É possível verificar que a distribuição possui média diferente de zero, apontando que há um erro grosseiro entre as medições, visto que inicialmente as medições possuem erros que podem ser modelados por distribuição de média zero, enquanto a média encontrada da distribuição fica em torno de -13,03%.

Figura 81 – Distribuição dos Erros de estimativas de magnitudes de tensão na barra 14 para caso de incidência de erro grosseiro



Fonte: Autor.

Considerando o impacto de erros aleatórios e considerando o tratamento dos erros grosseiros por meio de detecção por método da Qui-quadrada, identificação por método

proposto MRN e supressão do erro grosseiro por meio de reponderação da medição com erro, é avaliada a confiabilidade do algoritmo para estimar as barras mais críticas, como mostrado na Tabela 22.

Tabela 22 – Taxa de acerto das barras críticas por EE para 10.000 repetições com MRN

| $\mu$ PMUs/SM | 1%   | 5%   | 10%    | 20%    |
|---------------|------|------|--------|--------|
| <b>0,5%</b>   | 100% | 100% | 99,80% | 99,39% |
| <b>1%</b>     | 100% | 100% | 99,96% | 99,46% |
| <b>5%</b>     | 100% | 100% | 99,90% | 99,00% |

Fonte: Autor.

Considerando o impacto de erros aleatórios e considerando o tratamento dos erros grosseiros por meio de detecção por método da Qui-quadrada, identificação por método proposto MAD e supressão do erro grosseiro por meio de reponderação da medição com erro, é avaliada a confiabilidade do algoritmo para estimar as barras mais críticas, como mostrado na Tabela 23.

Tabela 23 – Taxa de acerto das barras críticas por EE para 10.000 repetições com identificação pela metodologia proposta MAD

| $\mu$ PMUs/SM | 1%   | 5%   | 10%    | 20%    |
|---------------|------|------|--------|--------|
| <b>0,5%</b>   | 100% | 100% | 99,94% | 99,43% |
| <b>1%</b>     | 100% | 100% | 99,96% | 99,46% |
| <b>5%</b>     | 100% | 100% | 99,97% | 99,49% |

Fonte: Autor.

### 5.3.5 Correção de erros grosseiros com algoritmo genético

Para a aplicação do AG no método proposto de correção de erros grosseiros da Seção 4.2.4, foi utilizado um número de 200 indivíduos em uma população. Como critério de convergência, adotou-se o critério de estagnação da resposta após 20 gerações.

O cruzamento se dá através do método de torneio, a taxa de mutação é 1% da população com distribuição uniforme e a taxa de elitismo usada é de 10% do número de indivíduos em uma dada geração.

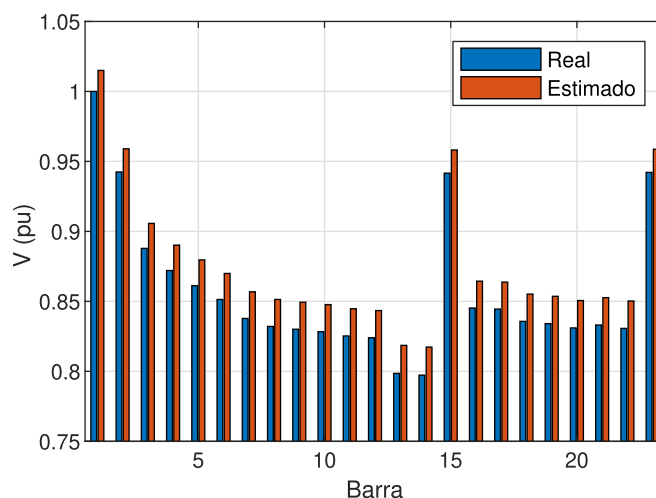
As simulações foram conduzidas com uso do *software* MATLAB em um computador de 4GHz, i5 com 6GB de RAM e sistema operacional Windows 10.

Nas simulações computacionais conduzidas, utilizaram-se os seguintes valores para as restrições de desigualdade: os limites inferiores ( $\tau_j^{min}$ ) e limites superiores ( $\tau_j^{max}$ ) dos fatores de calibração como 0,1 e 2, respetivamente.

#### 5.3.5.1 Caso 1: Erro grosseiro em medição de tensão da $\mu$ – PMU da barra 18

Neste caso de estudo, considerando que há um erro grosseiro de 20% na medição de tensão da barra 18 proveniente da  $\mu$ -PMU respectiva, a estimação de estado é rigorosamente afetada, como pode ser observado pela Figura 82.

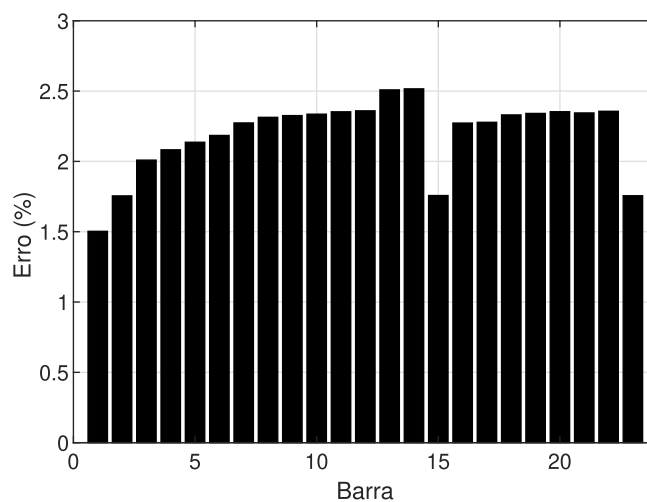
Figura 82 – Estimação de magnitudes de tensão - Caso 1



Fonte: Autor.

Na Figura 83 é possível verificar os elevados valores de erros quando há erro grosseiro em uma medição do sistema, tornando a estimativa demasiadamente insatisfatória.

Figura 83 – Erros de estimação - Caso 1



Fonte: Autor.

É notória a EE não sendo bem realizada e isso é ainda corroborado pelo valor da função objetivo que possui valor de 43,8801, que é um valor elevado em relação ao caso base sem erros grosseiros.

Após executar o estimador de estados com tratamento de erros grosseiros, o conjunto de medições que possuem os maiores resíduos normalizados é calibrado por um fator  $\tau$ , de acordo com o método proposto.

Na Tabela 24 é possível observar os valores de resíduos normalizados para as medições suspeitas para este caso de estudo. As medições consideradas suspeitas são as



medições de tensão das barras 2, 4, 6, 8, 10, 12, 13, 17, 18 e 22, medição de magnitudes de fluxo de corrente  $I_{km}$  da barra 1 para barra 2 ( $I_{1-2}$ ) e da barra 2 para barra 3 ( $I_{2-3}$ ), ou seja, 12 medições são suspeitas de conter erro grosseiro. Nota-se que a medição de tensão da barra 18 se encontra entre as medições suspeitas e é a que possui o resíduo normalizado maior que a média entre todas as suspeitas, portanto, a medição com erro grosseiro é devidamente identificada.

Tabela 24 – Valores de Resíduos Normalizados por medição suspeita - caso 1

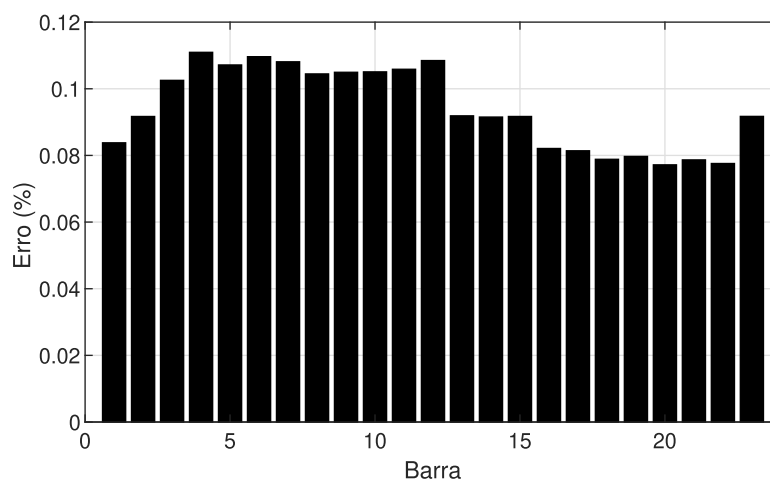
| <b>Medição suspeita - barra(s)</b> | <b>Resíduo Normalizado</b> |
|------------------------------------|----------------------------|
| $V_2 - 2$                          | 0,3430                     |
| $V_4 - 4$                          | 0,5749                     |
| $V_6 - 6$                          | 0,2634                     |
| $V_8 - 8$                          | 0,4371                     |
| $V_{10} - 10$                      | 0,3553                     |
| $V_{12} - 12$                      | 0,9208                     |
| $V_{13} - 13$                      | 0,9319                     |
| $V_{17} - 17$                      | 0,8080                     |
| $V_{18} - 18$                      | 4,9319                     |
| $V_{21} - 21$                      | 0,4305                     |
| $I_{11} - 11$                      | 0,2187                     |
| $I_{16} - 16$                      | 0,2186                     |
| $I_{1-2}$ - Barra 1/Barra 2        | 0,3656                     |
| $I_{2-3}$ - Barra 2/Barra 3        | 0,3262                     |
| $I_{3-4}$ - Barra 3/Barra 4        | 0,1579                     |
| $I_{16-17}$ - Barra 16/Barra 17    | 0,2186                     |
| $I_{16-18}$ - Barra 16/Barra 18    | 0,2186                     |

Fonte: Autor.

Após a detecção e identificação da medição com erro grosseiro, executa-se o problema de otimização a fim de se calcular o fator de calibração associado à medição identificada que restaure a qualidade da estimação de estados do sistema de potência em análise.

Após a execução da otimização, pela Figura 84 obtida é possível observar os valores de erros obtidos na estimação das magnitudes de tensão com valores menores que 0,3% após a aplicação do método, mostrando o sucesso do método.

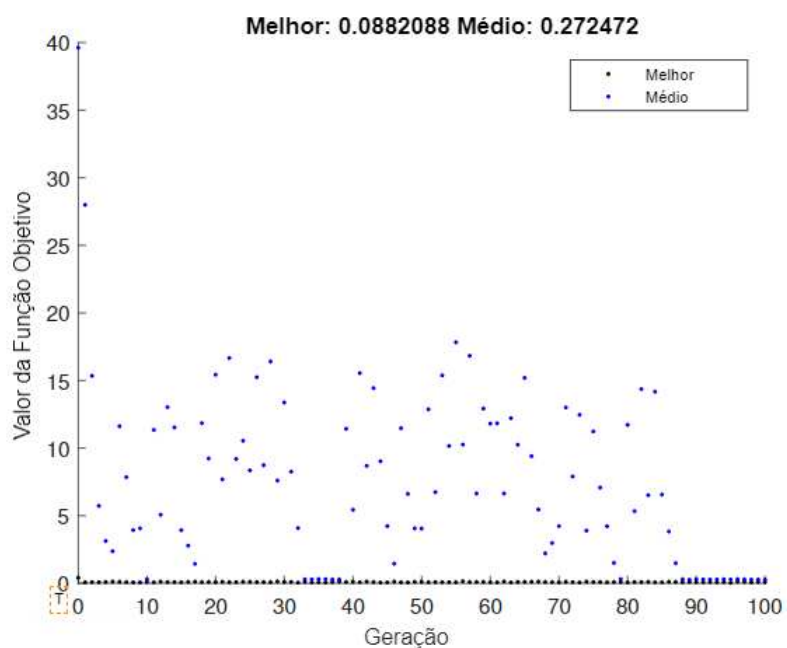
Figura 84 – Erros na estimação de Magnitudes de Tensão após otimização - caso 1



Fonte: Autor.

Na Figura 85 é possível observar o mapeamento da trajetória de convergência do método de otimização de AG utilizado para este fim.

Figura 85 – Trajetória de convergência do AG - Caso 1



Fonte: Autor.

Ao final do processo de otimização, é notado que, na barra que inicialmente estava com erro grosseiro de 20% a mais do valor real, possui um fator de calibração que multiplica a medição por 0,8207, ou seja, atua retirando aproximadamente 90% do valor do erro grosseiro o que é suficiente para restaurar a EE de maneira plausível. Idealmente, todos os fatores de calibração são unitários quando não há erro grosseiro, porém quando há erro grosseiro há mudança nesse fator de calibração que precisa ser restaurado com o

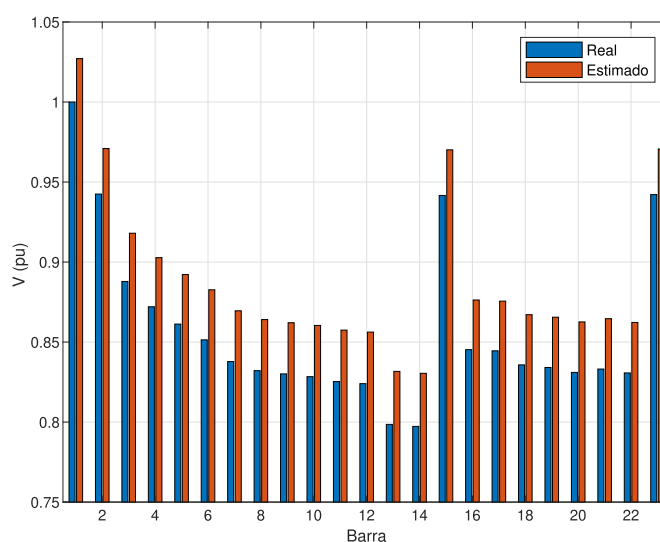
valor negativo do valor de erro grosseiros inserido, portanto, um valor ideal de correção vinculado ao fator de calibração para a ocasião tratada é de -20%, ou seja,  $\tau_{18} = 20\%$ , restaurando 100% da medição verdadeira. O valor da função objetivo após o processo de otimização é de 0,1107 mostrando o sucesso do processo de otimização.

### 5.3.5.2 Caso 2: Erro grosseiro de medição de tensão no meio do ramal

Agora, considerando a intrusão de um erro grosseiros em medição do meio do ramal principal, especificamente um erro grosseiro de 40% do valor verdadeiro de medição de tensão da micro-PMU da barra 8, pode-se verificar os resultados de EE duramente afetados.

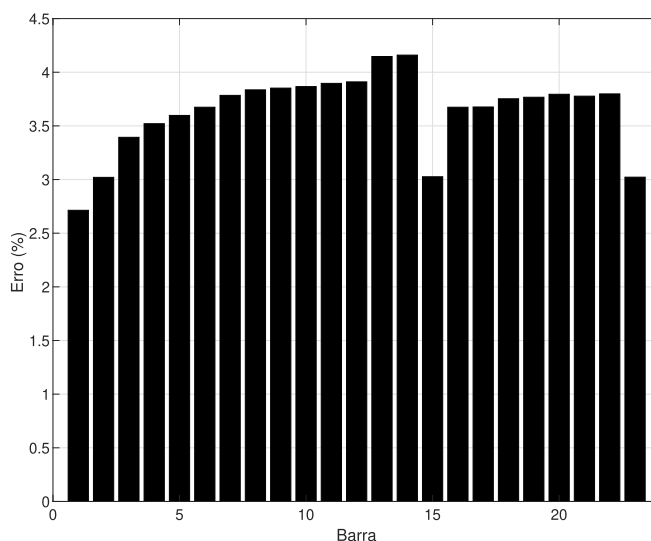
O valor encontrado para função objetivo para este caso é de 116,9005. Nas Figuras 90 e 91 são mostrados os gráficos de estimação de magnitudes de tensão comparando real e estimado, bem como os valores de erros de estimação das magnitudes de tensão, respectivamente.

Figura 86 – Estimação de magnitudes de tensão - Caso 2



Fonte: Autor.

Figura 87 – Erros de estimação de magnitudes de tensão com introdução - Caso 2



Fonte: Autor.

O conjunto de medições consideradas suspeitas são as medições de tensão das barras 2, 4, 6, 8, 10, 12, 13, 17, 18, 21, medição de magnitudes de fluxo de corrente  $I_{km}$  da barra 1 para barra 2 ( $I_{1-2}$ ) e da barra 2 para barra 3 ( $I_{2-3}$ ), ou seja, 12 medições são suspeitas de conter erro grosseiro. Na Tabela 27 é possível observar os valores de resíduos normalizados para as medições suspeitas. Nota-se que a medição 4, que é a medição de tensão da barra 8, possui o valor de resíduo normalizado muito maior comparado a todas as medições suspeitas e pode ser identificada como a medição que possui intrusão de erro grosseiro.

Tabela 25 – Valores de Resíduos Normalizados por medição suspeita - Caso 2

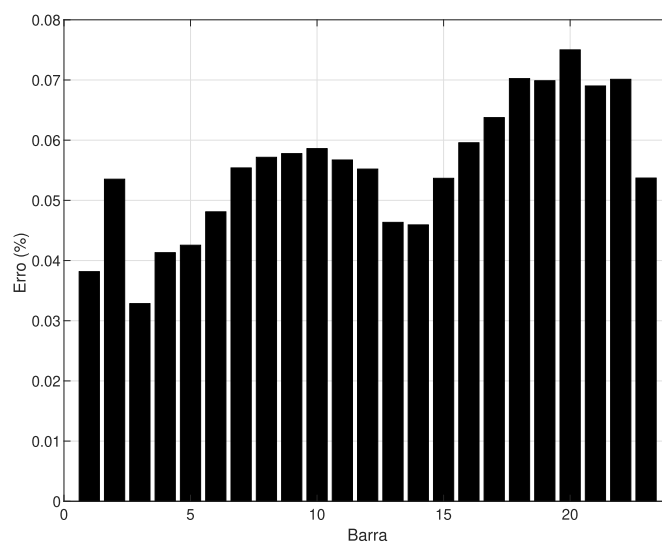
| Medição suspeita (Barra) | Resíduo Normalizado |
|--------------------------|---------------------|
| 2                        | 1,119               |
| 4                        | 1,3117              |
| 6                        | 1,2366              |
| 8                        | 10,8286             |
| 10                       | 0,8748              |
| 12                       | 1,1778              |
| 13                       | 1,3261              |
| 17                       | 1,3166              |
| 18                       | 1,1332              |
| 21                       | 1,2686              |
| Barra 1 - Barra 2        | 1,0505              |
| Barra 2 - Barra 3        | 0,4368              |

Fonte: Autor.

Após a execução do processo de otimização seguindo a formulação apresentada na Seção 4.2.4, é realizada a correção do erro grosseiro e a EE é bem sucedida. Os erros de

estimação das magnitudes de tensão se mantêm todos abaixo de 0,08%, como mostrado na Figura 92.

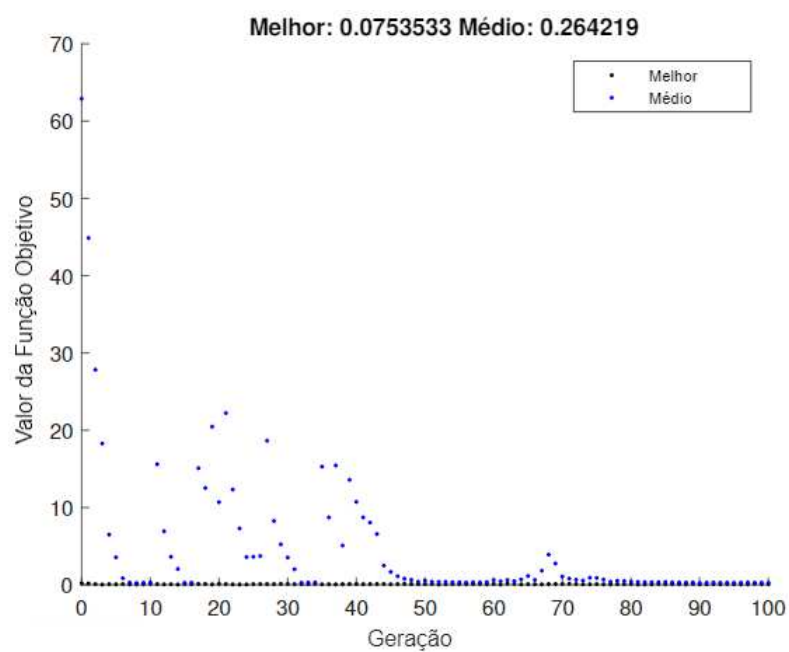
Figura 88 – Erros na estimação de magnitudes de tensão após otimização - Caso 2



Fonte: Autor.

Na Figura 93 é mostrada a trajetória de convergência obtida com o AG. A função objetivo ao final do processo de otimização possui valor de 0,3380.

Figura 89 – Trajetória de convergência do AG - caso 2



Fonte: Autor.

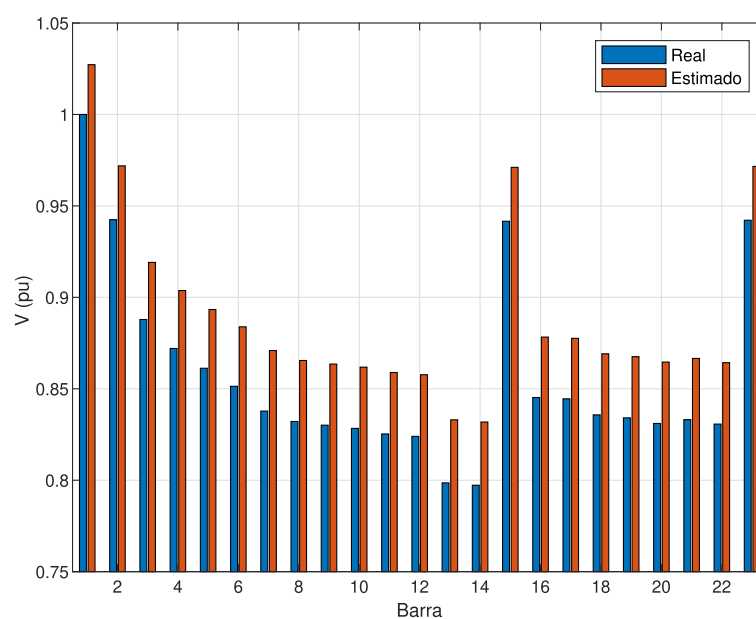
### 5.3.5.3 Caso 3: Dois erros grosseiros de 20% das medições de tensão das $\mu$ -PMUs das barras 10 e 17

Agora, considerando a intrusão de erro grosseiro em um dos ramais laterais (especificamente, na medição de tensão da barra 17) e outro em uma medição no meio do ramal principal (especificamente, na medição de tensão da barra 10).

Para o caso da detecção, identificação e correção de erros grosseiros em duas medições de duas barras diferentes, a dificuldade de se encontrar a solução ótima e estimar o estado da rede é maior, exigindo maior esforço computacional via AG.

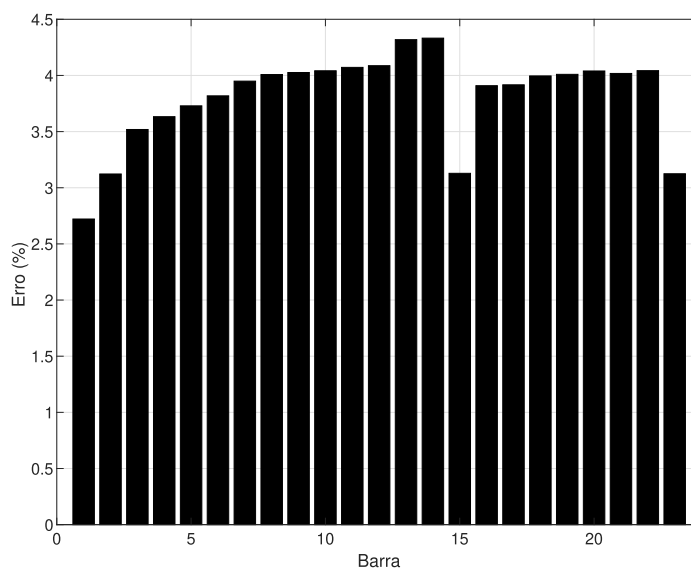
O valor encontrado para função objetivo para este caso é de 51,6672. Nas Figuras 90 e 91 são mostrados os gráficos de estimação de magnitudes de tensão comparando real e estimado, bem como os valores de erros de estimação das magnitudes de tensão, respectivamente.

Figura 90 – Estimação de magnitudes de tensão - Caso 3



Fonte: Autor.

Figura 91 – Erros de estimação de magnitudes de tensão com introdução - Caso 3



Fonte: Autor.

O conjunto de medições consideradas suspeitas são as medições de tensão das barras 2, 4, 6, 8, 10, 12, 13, 17, 18 e 21, medição de magnitudes de fluxo de corrente  $I_{km}$  da barra 1 para barra 2 ( $I_{1-2}$ ) e da barra 2 para barra 3 ( $I_{2-3}$ ), ou seja, 12 medições são suspeitas de conter erro grosseiro. Na Tabela 27 é possível observar os valores de resíduos normalizados para as medições suspeitas, bem como as medições de tensão das barras 10 e 17 identificadas. Nota-se que a medição de tensão da barra 10 e 17 estão entre as medições suspeitas a conter erro grosseiro e que são identificadas, visto que possuem erro normalizado acima do valor médio.

Tabela 26 – Valores de Resíduos Normalizados por medição suspeita - Caso 3

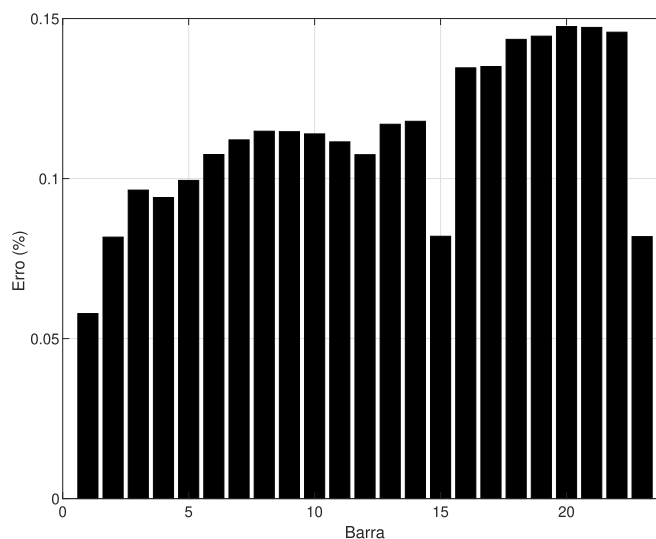
| Medição suspeita (Barra) | Resíduo Normalizado |
|--------------------------|---------------------|
| 2                        | 0,8347              |
| 4                        | 1,6219              |
| 6                        | 1,3582              |
| 8                        | 1,3240              |
| 10                       | 4,8403              |
| 12                       | 1,2463              |
| 13                       | 1,0898              |
| 17                       | 4,6576              |
| 18                       | 1,2748              |
| 22                       | 0,9910              |
| Barra 1 - Barra 2        | 0,8380              |
| Barra 2 - Barra 3        | 0,4295              |

Fonte: Autor.

Após a execução do processo de otimização seguindo a formulação apresentada na

Seção 4.2.4, é realizada a correção dos dois erros grosseiros e a EE é bem sucedida. Os erros de estimação das magnitudes de tensão se mantêm todos abaixo de 0,07%, como mostrado na Figura 92.

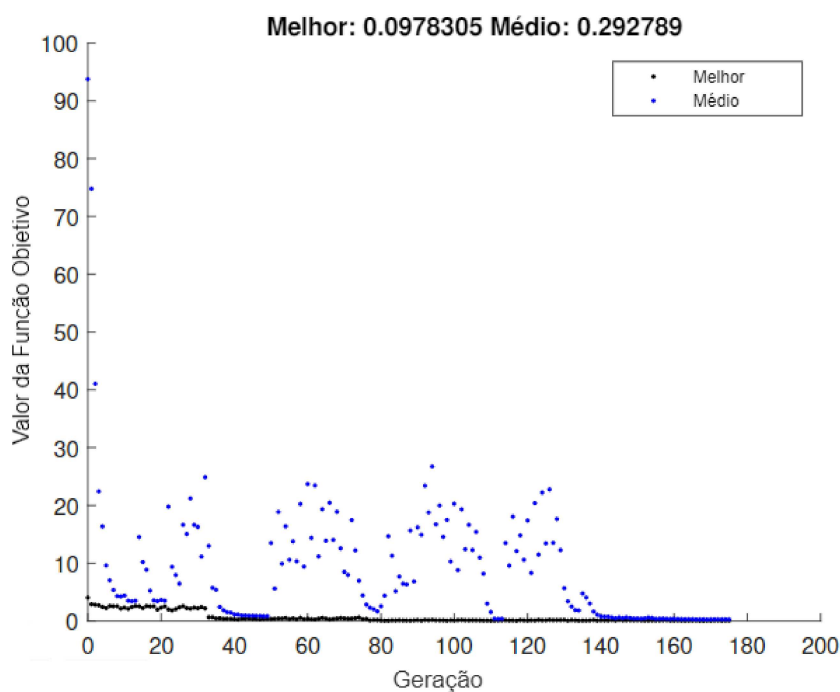
Figura 92 – Erros na estimação de magnitudes de tensão após otimização - Caso 3



Fonte: Autor.

Na Figura 93 é mostrada a trajetória de convergência obtida com o AG. A função objetivo ( $J(x, \tau)$ ) ao final do processo de otimização possui valor de 0,4332.

Figura 93 – Trajetória de convergência do AG - caso 3



Fonte: Autor.



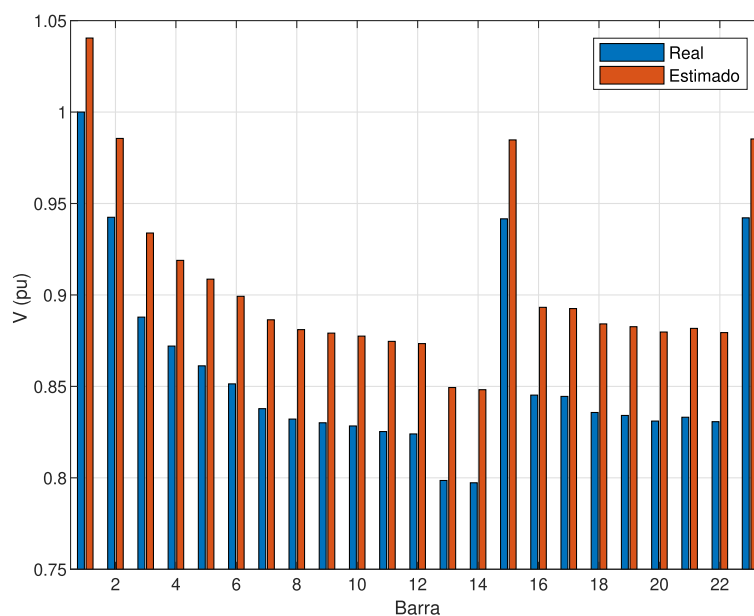
Pelos fatores de calibração resultantes ao final do processo de otimização, é notado que nas barras em que foram inseridos os erros grosseiros de 20% a mais do valor que realmente deveria ser medido, são compensados com aproximadamente -20% no processo de otimização com  $\tau$  com valores multiplicativos de 0,8292 para medição de tensão da barra 10 e com 0,8313 para medição de tensão da barra 17.

#### 5.3.5.4 Caso 4: Ocorrência de três erros grosseiros de 20% nas medições de tensão das $\mu$ -PMUs das barras 4, 8 e 17

Para o caso de três erros grosseiros intrusos, a estimação de estado não é bem sucedida, com elevada discrepância entre valor real e valor estimado, como mostrado na 94. O valor da função objetivo nesse caso é de 67,774.

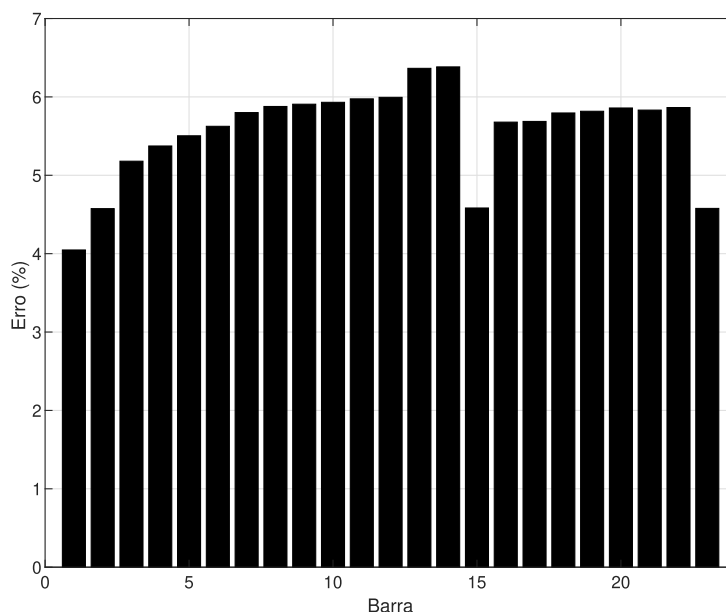
Da mesma maneira, há elevados valores de erros de estimação nas magnitudes de tensão e que são mostrados pela Figura 95 com valor menores do que 7%.

Figura 94 – Comparação de valores de tensão estimados e real - Caso 4



Fonte: Autor.

Figura 95 – Erros na estimação das magnitudes de tensão - Caso 4



Fonte: Autor.

As medições suspeitas foram as medições das barras 2, 4, 6, 8, 10, 12, 13, 17, 22 e medição de fluxo de corrente da barra 1 para barra 2 ( $I_{1-2}$ ).

Na Tabela 27 é possível observar os valores de resíduos normalizados para as medições detectadas suspeitas para caso de introdução de erros grosseiros em três medições. Pela mesma tabela é visto a perfeita identificação das medições que possuem erro grosseiro (medições das barras 4, 8 e 17) com valores de resíduo normalizado maiores que o valor médio entre todos os resíduos.

Tabela 27 – Valores de Resíduos Normalizados por medição suspeita

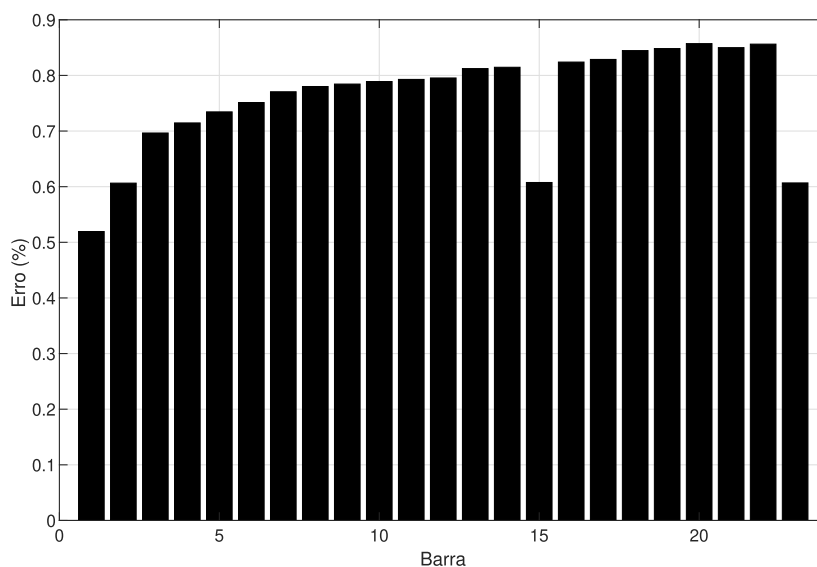
| Medição suspeita (Barra) | Resíduo Normalizado |
|--------------------------|---------------------|
| 2                        | 1,3765              |
| 4                        | 4,4491              |
| 6                        | 1,7180              |
| 8                        | 4,1055              |
| 10                       | 1,8569              |
| 12                       | 1,8732              |
| 13                       | 1,8111              |
| 17                       | 4,0021              |
| 18                       | 1,7539              |
| 22                       | 1,8889              |
| Barra 1 - Barra 2        | 1,3533              |

Fonte: Autor.

Após o processo de otimização usando fatores de calibração, a estimação de estados pode ser novamente bem restabelecida com erros de estimação das magnitudes de tensão

todos abaixo de 1,2%, como mostrado na Figura 96.

Figura 96 – Erros na estimação das magnitudes de tensão para o caso de três erros grosseiros após a otimização - Caso 4



Fonte: Autor.

O valor da função objetivo ao final do processo de otimização é de 0,3503 que é aceitável e próximo de zero, mostrando que o processo de minimização da função objetivo foi bem estabelecido.

Os fatores de calibração obtidos foram de 0,8204 para barra 3, 0,8235 para barra 8 e 0,8232 para barra 17. Para esse caso de maior quantidade de erros grosseiros, o tempo computacional se mostrou bem maior do que para os casos anteriores de dois ou menos erros grosseiros. O tempo de simulação foi de 8 minutos e 20 segundos, apesar de um tempo mais elevado, mostra-se aceitável e justificável tendo em vista a dificuldade em corrigir três erros grosseiros.

### 5.3.6 Considerações Finais Parciais

Diante de todas as análises empregadas, observa-se a importância do devido conhecimento das classes de exatidão dos medidores e o impacto nos resultados finais por meios de erros aleatórios e dispersão desses erros considerando os medidores utilizados.

Observou-se o impacto que uma medição errônea pode provocar na EE e o quanto isso pode ser maléfico nas tomadas de decisão de operação dos sistemas elétricos de potência, em especial nos sistemas de distribuição que possuem tendência de ter medições críticas e não redundantes.

Foi possível observar e entender uma técnica aplicada de tratamento de erros grosseiros e sistemáticos por meio da identificação por MRN para que a EE seja ainda mais robusta e permita a tomada de decisão de maneira adequada.

Além disso, foi possível atestar a eficiência da técnica proposta por meio da identificação de erros grosseiros por método MAD com resultados plausíveis e confiáveis para estimação de fatores de participação para avaliação da estabilidade de tensão.

A nova metodologia proposta de correção de erro grosseiros se mostrou eficiente e satisfatória para restaurar o processo de EE com uso de Algoritmo Genético (AG) com erros grosseiros em diferentes medições do sistema.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo tem o objetivo de apresentar as principais conclusões e direcionamento de trabalhos futuros a partir da metodologia proposta e desenvolvida ao longo de toda a dissertação.

### 6.1 CONCLUSÕES

O objetivo geral proposto para esta dissertação foi alcançado realizando-se a avaliação da estabilidade de tensão usando a EE e a análise modal, subsequentemente, averiguando a confiabilidade do algoritmo em estimar fatores de participação para determinação de barras críticas.

Além disso, todos os objetivos específicos foram alcançados com elaboração de um algoritmo híbrido de EE com medições fasoriais e não fasoriais. Além disso, foi bem sucedida a elaboração de uma metodologia para detecção, identificação e supressão de erros grosseiros para possibilitar maior robustez ao algoritmo tanto para fins de estimação de fatores de participação quanto para determinar as barras mais críticas do sistema. Por fim, foi alcançado o objetivo de obter um algoritmo de EE incorporando medições de PMUs na matriz Jacobiana com inclusão de medições de tensões e correntes fasoriais.

Todos os testes corroboraram a metodologia proposta considerando um cenário de dados espúrios provenientes das medições com erros grosseiros e aplicações de técnicas de detecção, identificação e supressão de erros grosseiros. Para detecção de erros grosseiros, foi utilizada a técnica do teste da Qui-Quadrada. Para identificação da medição com erro grosseiro, foram usadas duas metodologias, uma já muito empregada e outra metodologia proposta. Portanto, o método do Máximo Resíduo Normalizado foi aplicado também em sistemas testes de distribuição, mostrando-se eficaz. Assim, foi mostrada a eficiência da metodologia proposta de identificação de erros grosseiros por meio do MAD (sigla em inglês, *Median Absolute Deviation*). De maneira subsequente, para supressão de erros grosseiros, com uso do conceito de robustez estatística reponderando a medição que possui erro grosseiro, ou seja, atribuindo o menor peso possível para medição identificada com erro grosseiro, obteve-se êxito nos resultados.

Além disso, foi empregada uma análise estatística para mostrar o impacto de diferentes classes de exatidão dos medidores para acertar quais as barras mais críticas do sistema considerando desde medidores extremamente precisos a medidores não tão precisos. Essas taxas de acertos foram calculadas também para diversas ocasiões de novos cenários de gerações intermitentes e de ocorrência de erros grosseiros.

Foram empregados diferentes tipos de planos de medições. Em especial para monitoramento de sistemas de transmissão, em que foram consideradas medições de PMUs mescladas às medições do sistema SCADA a fim de determinar as barras mais críticas por meio da EE. Para sistemas de distribuição, foram consideradas medições de medidores inteligentes mescladas às medições fasoriais de micro-PMUs para restaurar a

observabilidade, estimar os fatores de participação das barras de carga destacando as mais críticas de forma a obter uma taxa de acerto das barras críticas para medidores com diferentes classes de exatidão.

É notório o grande impacto que as diferentes classes de exatidão de medidores têm em influenciar os resultados finais obtidos na EE. Esses erros aleatórios impactam nas diversas análises de estabilidade de tensão, despacho ótimo, análise dinâmica, análises de contingências, avaliação da segurança, etc. Quanto mais precisas as medições empregadas em campo, mais precisos são os resultados obtidos pelo estimador de estados e mais precisas são as análises posteriores que são empregadas, portanto, as medições fasoriais, além de possibilitarem o emprego de maiores redundâncias de dados, trazem o benefício de melhoria da precisão da EE e consequentes estimação de fatores de participação para determinação de barras críticas para avaliação da estabilidade de tensão.

Além disso, foram realizados estudos empregando uma metodologia proposta para a correção de erros grosseiros em sistemas de distribuição via algoritmo genético. Para casos de um plano de medição com medidores críticos, a supressão do erro não se mostrou uma boa alternativa visto que a observabilidade não é restaurada. No entanto, atribuindo um fator de calibração à medição detectada e identificada com erro grosseiro com uso da técnica de otimização de algoritmo genético, o algoritmo de EE se mostrou eficiente e robusto para restaurar a observabilidade para esses casos, garantindo resultados satisfatórios com erros de estimação abaixo de 1%, no geral.

## 6.2 TRABALHOS FUTUROS

Como trabalhos futuros há destaque para:

- A aplicação da metodologia trifásica pelo Método de Injeção de Correntes (MIC) para avaliação da estabilidade de tensão por meio dos resultados da EE;
- O emprego de análises de observabilidade com diferentes planos de medições (diferentes estratégias de alocação de medidores) para diferentes sistemas testes de distribuição considerando medições históricas, pseudomedidas como restrições de desigualdade da modelagem de um problema de otimização;
- O emprego de sistemas testes de maior porte de transmissão e distribuição para avaliação da estabilidade de tensão por meio da EE;
- A pesquisa e implementação de novas técnicas de tratamento de erros grosseiros por meio de detecção, identificação e supressão/correção com a aplicação de outras técnicas inteligentes de otimização.

## REFERÊNCIAS

- Abe, Shigeo, Fukunaga, Yasushi, Isono, Akira, & Kondo, Bunji. 1982. Power system voltage stability. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 3830–3840.
- Abur, Ali, & Celik, Mehmet K. 1993. Least absolute value state estimation with equality and inequality constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(2), 680–686.
- Abur, Ali, & Expósito, Antonio Gomez. 2004. *Power system state estimation: theory and implementation*. CRC press.
- Ahmad, Fiaz, Rasool, Akhtar, Ozsoy, Emre, Sekar, Raja, Sabanovic, Asif, & Elitaş, Meltem. 2018. Distribution system state estimation-A step towards smart grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 2659–2671.
- Ahmadi, Naime, Chakhchoukh, Yacine, & Ishii, Hideaki. 2020. Power Systems Decomposition for Robustifying State Estimation under Cyber Attacks. *IEEE Transactions on Power Systems*.
- Ajjarapu, Venkataramana, & Christy, Colin. 1992. The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis. *IEEE transactions on Power Systems*, 7(1), 416–423.
- Al-Roomi, Ali R. 2015. *Power Flow Test Systems Repository*.
- Albu, Mihaela M, Sănduleac, Mihai, & Stănescu, Carmen. 2016. Syncretic use of smart meters for power quality monitoring in emerging networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(1), 485–492.
- Aleixo, Renato Ribeiro. 2018. Proposta e implementação de uma Micro-PMU.
- Alves, GO. 2015. *Uma Nova Metodologia para Estimacão de Estados em Sistemas de Distribuicão Radiais Utilizando PMUs*. Ph.D. thesis, Master's Thesis, Universidade Federal de Juiz de Fora, Minas Gerais-Brasil.
- Aminifar, Farrokh, Fotuhi-Firuzabad, Mahmud, Safdarian, Amir, Davoudi, Ali, & Shahidehpour, Mohammad. 2014. Synchrophasor measurement technology in power systems: Panorama and state-of-the-art. *IEEE Access*, 2, 1607–1628.
- Antunes, Matheus Pereira. 2020. Uma nova metodologia para detecção, identificacão e monitoramento de fugas em linhas de transmissão utilizando PMUs. *Universidade Federal de Juiz de Fora*.
- Babu, Rohit, & Bhattacharyya, Biplab. 2016. Optimal allocation of phasor measurement unit for full observability of the connected power network. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 79, 89–97.

- Baran, Mesut, & McDermott, TE. 2009. Distribution system state estimation using AMI data. *Pages 1–3 of: 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*. IEEE.
- Baran, Mesut E, & Kelley, Arthur W. 1994. State estimation for real-time monitoring of distribution systems. *IEEE Transactions on Power systems*, 9(3), 1601–1609.
- Baran, Mesut E, & Kelley, Arthur W. 1995. A branch-current-based state estimation method for distribution systems. *IEEE transactions on power systems*, 10(1), 483–491.
- Baran, Mesut E, & Wu, Felix F. 1989. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. *IEEE Transactions on power Delivery*, 4(1), 725–734.
- Baran, Mesut E, Zhu, Jinxiang, & Kelley, Arthur W. 1996. Meter placement for real-time monitoring of distribution feeders. *IEEE Transactions on Power systems*, 11(1), 332–337.
- Baran, Mesut E, Jung, Jaesung, & McDermott, Thomas E. 2009a. Including voltage measurements in branch current state estimation for distribution systems. *Pages 1–5 of: 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. IEEE.
- Baran, Mesut E, Jung, Jaesung, & McDermott, Thomas E. 2009b. Topology error identification using branch current state estimation for distribution systems. *Pages 1–4 of: 2009 Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*. IEEE.
- Bećirović, Vedad, Pavić, Ivica, & Filipović-Grčić, Božidar. 2018. Sensitivity analysis of method for harmonic state estimation in the power system. *Electric power systems research*, 154, 515–527.
- Bhonsle, JS, & Junghare, AS. 2012. A novel approach for the optimal PMU placement using binary integer programming technique. *International Journal of Electrical and Electronics Engineering (IJEEE) ISSN (PRINT)*, 2231–5284.
- Bonanomi, P. 1981. Phase angle measurements with synchronized clocks-principle and applications. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 5036–5043.
- Braunstein, Sérgio Halpern, Bretas, Newton Geraldo, Rossoni, Aquiles, & Bretas, Arturo. 2015. Bad data analysis in distribution state estimation considering load models. *Pages 1–5 of: 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. IEEE.
- Bretas, AS, Bretas, NG, Braunstein, SH, Rossoni, A, & Trevizan, RD. 2017. Multiple gross errors detection, identification and correction in three-phase distribution systems WLS state estimation: A per-phase measurement error approach. *Electric Power Systems Research*, 151, 174–185.
- Canizares, Claudio A, *et al.* 2002. Voltage stability assessment: concepts, practices and tools. *IEEE/PES power system stability subcommittee special publication*.



- Carpentier, J. 1962. Contribution a l'étude du dispatching économique. *Bulletin de la Societe Francaise des Electriciens*, 3(1), 431–447.
- Celik, Mehmet K, & Liu, W-HE. 1999. A practical distribution state calculation algorithm. *Pages 442–447 of: IEEE Power Engineering Society. 1999 Winter Meeting (Cat. No. 99CH36233)*, vol. 1. IEEE.
- Cheng, Carol S, & Shirmohammadi, Dariush. 1995. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. *IEEE Transactions on Power systems*, 10(2), 671–679.
- Cho, Yun-Sung, & Choi, Yun-Hyuk. 2021. Methodology for Implementing the State Estimation in Renewable Energy Management Systems. *Energies*, 14(8), 2301.
- Clements, Kevin A, & Costa, A Simões. 1998. Topology error identification using normalized Lagrange multipliers. *IEEE Transactions on power systems*, 13(2), 347–353.
- Clements, Kevin A, Davis, Paul W, & Frey, Karen D. 1995. Treatment of inequality constraints in power system state estimation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(2), 567–574.
- Da Costa, Jhonatan Nascimento. 2019. *Avaliação do Impacto da Intermitência da Geração Eólica na Estabilidade de Tensão de Sistemas Elétricos de Potência Utilizando um Método de Análise de Sensibilidade*. Ph.D. thesis, Universidade Federal de Juiz de Fora.
- da Costa, Jhonatan Nascimento, Passos Filho, João Alberto, & Henriques, Ricardo Mota. 2019. Loading margin sensitivity analysis in systems with significant wind power generation penetration. *Electric Power Systems Research*, 175, 105900.
- Danish, Mir Sayed Shah, Senjyu, Tomonobu, Danish, Sayed Mir Shah, Sabory, Najib Rahman, Mandal, Paras, *et al.* 2019. A recap of voltage stability indices in the past three decades. *Energies*, 12(8), 1544.
- de Oliveira, Bráulio César, Pereira, José LR, Alves, Guilherme de O, Melo, Igor D, de Souza, Matheus A, & Garcia, Paulo AN. 2018. Decentralized three-phase distribution system static state estimation based on phasor measurement units. *Electric Power Systems Research*, 160, 327–336.
- De Oliveira, Bráulio César, Melo, Igor D, & de Souza, Matheus A. 2021. Bad data detection, identification and correction in distribution system state estimation based on PMUs. *Electrical Engineering*.
- de Souza, Matheus Alberto, Pereira, José LR, Alves, Guilherme de O, de Oliveira, Bráulio C, Melo, Igor D, & Garcia, Paulo AN. 2020. Detection and identification of energy theft in advanced metering infrastructures. *Electric Power Systems Research*, 182, 106258.

- Dehghanpour, Kaveh, Wang, Zhaoyu, Wang, Jianhui, Yuan, Yuxuan, & Bu, Fankun. 2018. A survey on state estimation techniques and challenges in smart distribution systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(2), 2312–2322.
- Deng, Youman, He, Ying, & Zhang, Boming. 2002. A branch-estimation-based state estimation method for radial distribution systems. *IEEE Transactions on power delivery*, 17(4), 1057–1062.
- Devi, MSNG Sarada, & Yesuratnam, G. 2020. Comparison of State Estimation Process on Transmission and Distribution Systems. *Pages 414–423 of: Advances in Decision Sciences, Image Processing, Security and Computer Vision*. Springer.
- Diogo, Vinicius, Melo, Igor Delgado, Mingorança, Jeanderson Soares, & Daniel, Glauber. 2021. Avaliação Probabilística da Capacidade de Hospedagem de Geração Distribuída em um Sistema de Distribuição Universitário. *ANAIS DA XIV CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, 2021, Online*, 7(1), 416–423.
- Do Coutto Filho, M Brown, Leite da Silva, AM, & Falcão, DM. 1990. Bibliography on power system state estimation (1968-1989). *IEEE transactions on power systems*, 5(3), 950–961.
- Dopazo, JF, Klitin, OA, Stagg, GW, & Van Slyck, LS. 1970. State calculation of power systems from line flow measurements. *IEEE transactions on power Apparatus and Systems*, 1698–1708.
- Dzafic, Izudin, & Huseinagic, Indira. 2014. Real time distribution system state estimation based on interior point method. *Southeast Europe Journal of Soft Computing*, 3(1).
- Fantin, CA, Massignan, JAD, Castillo, MR, & London, JBA. 2015. Observability, redundancy and gross error processing in state estimation using SCADA and synchronized phasor measurements. *Pages 1–5 of: 2015 IEEE Eindhoven PowerTech*. IEEE.
- Fantin, Camila A., Castillo, MR, & Junior, JBAL. 2014. Observabilidade e Análises de Erros Grosseiros em Estimação de Estado com medidas SCADA e Fasoriais Sincronizadas. *Anais do XX Congresso Brasileiro de Automatica*, 840–846.
- Farajollahi, Mohammad, Shahsavari, Alireza, Stewart, Emma M, & Mohsenian-Rad, Hamed. 2018. Locating the source of events in power distribution systems using micro-PMU data. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(6), 6343–6354.
- Freitas, Victor Silva de, *et al.* 2020. Estimação robusta de estados em sistemas elétricos de potência baseada em algoritmo ortogonal e modelos de máxima correntropia.
- Gao, Baofu, Morison, GK, & Kundur, Prabhashankar. 1992. Voltage stability evaluation using modal analysis. *IEEE transactions on power systems*, 7(4), 1529–1542.

- Ghosh, Atish K, Lubkeman, David L, Downey, Matthew J, & Jones, Robert H. 1997. Distribution circuit state estimation using a probabilistic approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(1), 45–51.
- Godoi, Adilson Preto de. 2020. Um modelo de fluxo de potência ótimo descontínuo e não suave com restrições de segurança pós-contingências.
- Gomez-Exposito, Antonio, Mili, Lamine, & Wu, Wenchuan. 2020. Guest Editorial: State Estimation for Future Cyber-physical Power and Energy Systems: Challenges and Solutions. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 8(4), 1–2.
- Granville, Sergio. 1994. Optimal reactive dispatch through interior point methods. *IEEE Transactions on power systems*, 9(1), 136–146.
- Guo, Ziyang, Shi, Dawei, Johansson, Karl Henrik, & Shi, Ling. 2016. Optimal linear cyber-attack on remote state estimation. *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, 4(1), 4–13.
- Haque, MH. 2008. Use of local information to determine the distance to voltage collapse. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, 9(2).
- Hasan, Zakareya, & El-Hawary, Mo E. 2014. Optimal power flow by black hole optimization algorithm. *Pages 134–141 of: 2014 IEEE Electrical Power and Energy Conference*. IEEE.
- Haughton, Daniel A, & Heydt, Gerald Thomas. 2012. A linear state estimation formulation for smart distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2), 1187–1195.
- Hoffman, Roy. 2006. Practical state estimation for electric distribution networks. *Pages 510–517 of: 2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*. IEEE.
- Holland, JH. 1975. *Adaptation in Natural and Artificial Systems*1975.
- Hong, Y-Y, & Gau, C-H. 1994. Voltage stability indicator for identification of the weakest bus/area in power systems. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, 141(4), 305–309.
- IRENA. 2019. International renewable energy agency. <https://www.irena.org/>, 2019.
- Kamyabi, Leila, Esmacili, Saeid, & Koochi, Mohammad Hossein Rezaeian. 2018. Power quality monitor placement in power systems considering channel limits and estimation error at unobservable buses using a bi-level approach. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 102, 302–311.
- Kessel, P, & Glavitsch, H. 1986. Estimating the voltage stability of a power system. *IEEE Transactions on power delivery*, 1(3), 346–354.

- Khorshidi, Reza, Shabaninia, Faridon, & Niknam, Taher. 2016. A new smart approach for state estimation of distribution grids considering renewable energy sources. *Energy*, 94, 29–37.
- Korres, George N, & Manousakis, Nikolaos M. 2011. State estimation and bad data processing for systems including PMU and SCADA measurements. *Electric Power Systems Research*, 81(7), 1514–1524.
- Kumar, C Santhosh, Rajawat, Ketan, Chakrabarti, Saikat, & Pal, Bikash C. 2020. Robust distribution system state estimation with hybrid measurements. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 14(16), 3250–3259.
- Kundur, Prabha, Morison, Kip, & Gao, Baofu. 1993. Practical considerations in voltage stability assessment. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 15(4), 205–215.
- Kundur, Prabha, Balu, Neal J, & Lauby, Mark G. 1994. *Power system stability and control*. Vol. 7. McGraw-hill New York.
- Larson, Robert E, Tinney, William F, & Peschon, John. 1970. State estimation in power systems Part I: Theory and feasibility. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 345–352.
- Lentz, Geovane Michael, & Alberto, Luís FC. 2020. Avaliação de Índices de Estabilidade de Tensão para Utilização em Sistemas de Medições Fasoriais. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE*, 1(1).
- Li, Ke. 1996. State estimation for power distribution system and measurement impacts. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(2), 911–916.
- Lin, W-M, & Teng, J-H. 1996. Distribution fast decoupled state estimation by measurement pairing. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, 143(1), 43–48.
- Lin, Whei-Min, & Teng, Jen-Hao. 1995. State estimation for distribution systems with zero-injection constraints. *Pages 523–529 of: Proceedings of Power Industry Computer Applications Conference*. IEEE.
- Lin, Whei-Min, Teng, Jen-Hao, & Chen, Shi-Jaw. 2001. A highly efficient algorithm in treating current measurements for the branch-current-based distribution state estimation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 16(3), 433–439.
- Long, Huan, Wu, Zhi, Fang, Chen, Gu, Wei, Wei, Xinchu, & Zhan, Huiyu. 2020. Cyber-attack detection strategy based on distribution system state estimation. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 8(4), 669–678.

- Lu, CN, Teng, JH, & Liu, W-HE. 1995. Distribution system state estimation. *IEEE Transactions on Power systems*, 10(1), 229–240.
- Lubkeman, David L, Zhang, Jianzhong, Ghosh, Atish K, & Jones, Robert H. 2000. Field results for a distribution circuit state estimator implementation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 15(1), 399–406.
- Majidi, M, Etezadi-Amoli, M, & Livani, H. 2017. Distribution system state estimation using compressive sensing. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 88, 175–186.
- Makasa, K Joseph, & Venayagamoorthy, Ganesh K. 2011. On-line voltage stability load index estimation based on PMU measurements. *Pages 1–6 of: 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. IEEE.
- Manitsas, Efthymios, Singh, Ravindra, Pal, Bikash C, & Strbac, Goran. 2012. Distribution system state estimation using an artificial neural network approach for pseudo measurement modeling. *IEEE Transactions on power systems*, 27(4), 1888–1896.
- Martin, KE, Brunello, Gustavo, Adamiak, MG, Antonova, Galina, Begovic, M, Benmouyal, G, Bui, PD, Falk, H, Gharpure, V, Goldstein, A, *et al.* 2014. An overview of the IEEE standard C37. 118.2—synchrophasor data transfer for power systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4), 1980–1984.
- Martin, Kenneth E. 2015. Synchrophasor Measurements under the IEEE Standard C37. 118.1-2011 with amendment C37. 118.1 a. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30(3), 1514–1522.
- Matsukawa, Yoshiaki, Watanabe, Masayuki, Abdul Wahab, Noor Izzri, & Othman, Mohammad Lutfi. 2019. Voltage Stability Index Calculation by Hybrid State Estimation Based on Multi Objective Optimal Phasor Measurement Unit Placement. *Energies*, 12(14), 2688.
- Medina, Rai N, Melo, Igor D, & Teixeira, Mariana ON. 2020. Análise de estabilidade de tensão em sistemas de potência considerando distorções harmônicas e contingências. *In: Congresso Brasileiro de Automática-CBA*, vol. 2.
- Melo, I. D. 2018a. Estimativa estática de estados harmônicos em redes trifásicas de distribuição monitoradas por PMUs: uma abordagem considerando curvas diárias de carga.
- Melo, ID. 2015. *Estimativa de estado harmônico para sistemas radiais de distribuição usando medição fasorial sincronizada*. Ph.D. thesis, Dissertação (Mestrado)-Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora.

- Melo, Igor D, Pereira, José LR, Variz, Abílio M, & Garcia, Paulo AN. 2017. Harmonic state estimation for distribution networks using phasor measurement units. *Electric Power Systems Research*, 147, 133–144.
- Melo, Igor D, Pereira, José LR, Ribeiro, Paulo F, Variz, Abílio M, & Oliveira, Bráulio C. 2019. Harmonic state estimation for distribution systems based on optimization models considering daily load profiles. *Electric Power Systems Research*, 170, 303–316.
- Melo, Igor D, Oliveira, Bráulio C, & Antunes, Matheus P. 2021. Voltage stability assessment using modal analysis based on power systems state estimation. *Electrical Engineering*, 1–10.
- Melo, Igor Delgado. 2018b. *Estimação de estados harmônicos em redes trifásicas de distribuição monitoradas por PMUs: uma abordagem considerando curvas diárias de carga*. Ph.D. thesis, Tese de Doutorado, PPEE/UFJF, 2018.
- Merrill, Hyde M, & Schweppe, Fred C. 1971. Bad data suppression in power system static state estimation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 2718–2725.
- Mili, Lamine, Cheniaie, Michael G, & Rousseeuw, Peter J. 1994. Robust state estimation of electric power systems. *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications*, 41(5), 349–358.
- Missout, G, & Girard, P. 1980. Measurement of bus voltage angle between Montreal and Sept-Iles. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 536–539.
- Missout, G, Beland, J, Bedard, G, & Lafleur, Y. 1981. Dynamic measurement of the absolute voltage angle on long transmission lines. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 4428–4434.
- Modarresi, Javad, Gholipour, Eskandar, & Khodabakhshian, Amin. 2016. A comprehensive review of the voltage stability indices. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 63, 1–12.
- Model, Macrodyne. 1990. 1690 PMU Disturbance Recorder. *Macrodyne Inc*, 4.
- Moghavvemi, M, & Faruque, MO. 2001. Technique for assessment of voltage stability in ill-conditioned radial distribution network. *IEEE Power Engineering Review*, 21(1), 58–60.
- Moghavvemi, Mahmoud, & Omar, FM. 1998. Technique for contingency monitoring and voltage collapse prediction. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, 145(6), 634–640.
- Mohamed, A, Jasmon, GB, & Yusoff, S. 1989. A static voltage collapse indicator using line stability factors. *Journal of industrial technology*, 7(1), 73–85.

- Monticelli, Alcir. 2012. *State estimation in electric power systems: a generalized approach*. Springer Science & Business Media.
- Monticelli, Alcir José. 1983. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. E. Blucher.
- Moreira, Tamires Gomes. 2016. Uma nova metodologia para detecção e identificação de erros grosseiros em sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando unidades de medição fasorial sincronizada. *Universidade Federal de Juiz de Fora*.
- Musirin, Ismail, & Rahman, TK Abdul. 2002. Novel fast voltage stability index (FVSI) for voltage stability analysis in power transmission system. *Pages 265–268 of: Student conference on research and development*. IEEE.
- Naka, Shigenori, Genji, Takamu, Yura, Toshiki, & Fukuyama, Yoshikazu. 2003. A hybrid particle swarm optimization for distribution state estimation. *IEEE Transactions on Power systems*, 18(1), 60–68.
- Neto, Ismail, & Salem, Mohamad. 2017. *Estimação de estado para redes de distribuição de energia elétrica avançadas*. Ph.D. thesis, Universidade de São Paulo.
- Oliveira, B. 2016. *Estimação de estados em sistemas de distribuição: uma abordagem trifásica e descentralizada*. Ph.D. thesis, Master's Thesis, Universidade Federal de Juiz de Fora.
- Overbye, Thomas J, Dobson, Ian, & DeMarco, Christopher L. 1994. QV curve interpretations of energy measures for voltage security. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(1), 331–340.
- Pau, Marco, Pegoraro, Paolo Attilio, & Sulis, Sara. 2013. Efficient branch-current-based distribution system state estimation including synchronized measurements. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 62(9), 2419–2429.
- Pereira, Ingrid Soares. 2015. *Estimação de estados em redes de distribuição de energia elétrica baseada em medições fasoriais*. *Universidade Federal de Juiz de Fora*.
- Pereira, José LR, Melo, Igor D, de Oliveira, Bráulio C, Variz, Abílio M, Antunes, Matheus P, de Souza, Matheus A, Mingorança, Jeanderson S, Junior, Éden LC, Fávares, Alexandre D, & Passos, Luis FN. 2020. Análise do impacto da qualidade de energia na operação de relés de proteção utilizando simulações digitais em tempo real. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE*, 1(1).
- Pereira, Luiz AC, Lima, Luiz C, Silva, Antônio JRS, Machado, Paulo A, Amorim, Maria FP, Ayru Filho, LO, Azevedo, Gilberto P, Lambert, Nivaldo, Zarur, Pedro D, Tavares, Vladimir V, *et al.* 2014. *SAGE-Um Sistema Aberto para a Evolução*.

- Pérez-Londoño, S, Rodríguez, LF, & Olivar, G. 2014. A simplified voltage stability index (SVSI). *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 63, 806–813.
- Pertl, Michael, Heussen, Kai, Gehrke, Oliver, & Rezkalla, Michel. 2016. Voltage estimation in active distribution grids using neural networks. *Pages 1–5 of: 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*. IEEE.
- Phadke, Arun G, & Thorp, John Samuel. 2008. *Synchronized phasor measurements and their applications*. Vol. 1. Springer.
- Phadke, Arun G, Thorp, James S, & Adamiak, M G. 1983. A new measurement technique for tracking voltage phasors, local system frequency, and rate of change of frequency. *IEEE transactions on power apparatus and systems*, 1025–1038.
- Primadianto, Anggoro, & Lu, Chan-Nan. 2016. A review on distribution system state estimation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(5), 3875–3883.
- Primadianto, Anggoro, Lin, Wei Ting, & Lu, Chan Nan. 2016. Performance comparison of distribution system state estimation methods. *Pages 1121–1126 of: 2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia)*. IEEE.
- Rahman, TK Abdul, & Jasmon, GB. 1995. A new technique for voltage stability analysis in a power system and improved loadflow algorithm for distribution network. *Pages 714–719 of: Proceedings 1995 International Conference on Energy Management and Power Delivery EMPD'95*, vol. 2. IEEE.
- Rakpenthai, Chawasak, & Uatrongjit, Sermsak. 2020. A robust WLAV state estimation based on pseudo-voltage measurements. *IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, 15(6), 854–862.
- Ranković, Aleksandar, Maksimović, Branko M, & Sarić, Andrija T. 2014. A three-phase state estimation in active distribution networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 54, 154–162.
- Reis, Cláudia Sofia Marcos Machado dos, *et al.* 2005. Determinação de índices de estabilidade de tensão.
- Roytelman, I, & Shahidehpour, SM. 1993. State estimation for electric power distribution systems in quasi real-time conditions. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 8(4), 2009–2015.
- Sahari, S, Abidin, AF, & Rahman, TK Abdul. 2003. Development of artificial neural network for voltage stability monitoring. *Pages 37–42 of: Proceedings. National Power Engineering Conference, 2003. PECon 2003*. IEEE.



- Schneider, Kevin P, Mather, BA, Pal, BC, Ten, C-W, Shirek, Greg J, Zhu, Hao, Fuller, Jason C, Pereira, José Luiz Rezende, Ochoa, Luis Fernando, de Araujo, Leandro Ramos, *et al.* 2017. Analytic considerations and design basis for the IEEE distribution test feeders. *IEEE Transactions on power systems*, 33(3), 3181–3188.
- Schweppe, Fred C. 1970a. Power system static-state estimation, Part III: Implementation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and systems*, 130–135.
- Schweppe, Fred C. 1970b. Power system static-state estimation, Part III: Implementation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and systems*, 130–135.
- Schweppe, Fred C, & Handschin, Edmund J. 1974. Static state estimation in electric power systems. *Proceedings of the IEEE*, 62(7), 972–982.
- Schweppe, Fred C, & Rom, Douglas B. 1970a. Power system static-state estimation, Part II: Approximate model. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 125–130.
- Schweppe, Fred C, & Rom, Douglas B. 1970b. Power system static-state estimation, Part II: Approximate model. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 125–130.
- Schweppe, Fred C, & Wildes, J. 1970a. Power system static-state estimation, Part I: Exact model. *IEEE Transactions on Power Apparatus and systems*, 120–125.
- Schweppe, Fred C, & Wildes, J. 1970b. Power system static-state estimation, Part I: Exact model. *IEEE Transactions on Power Apparatus and systems*, 120–125.
- Sexauer, Jason, Javanbakht, Pirooz, & Mohagheghi, Salman. 2013. Phasor measurement units for the distribution grid: Necessity and benefits. *Pages 1–6 of: 2013 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. IEEE.
- Shafiu, A, Jenkins, Nicholas, & Strbac, G. 2005. Measurement location for state estimation of distribution networks with generation. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, 152(2), 240–246.
- Silva, Luciano Jose da, *et al.* 2006. Análise da estabilidade de tensão e áreas críticas da rede elétrica do Estado de São Paulo.
- Simoës-Costa, A, & Quintana, VH. 1981a. An orthogonal row processing algorithm for power system sequential state estimation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 3791–3800.
- Simoës-Costa, A, & Quintana, VH. 1981b. A robust numerical technique for power system state estimation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 691–698.
- Singh, R, Pal, BC, & Jabr, RA. 2009a. Choice of estimator for distribution system state estimation. *IET generation, transmission & distribution*, 3(7), 666–678.

- Singh, R, Pal, BC, & Jabr, RA. 2009b. Distribution system state estimation through Gaussian mixture model of the load as pseudo-measurement. *IET generation, transmission & distribution*, 4(1), 50–59.
- Sinha, AK, & Hazarika, D. 2000. Voltage collapse proximity indicating index using diagonal element of Jacobian matrix. *Pages 480–485 of: Proceedings of IEEE International Conference on Industrial Technology 2000 (IEEE Cat. No. 00TH8482)*, vol. 1. IEEE.
- Stagg, Glenn W, Dopazo, Jorge F, Klitin, Oscar A, & Vanslyck, Louis S. 1970. Techniques for the real-time monitoring of power system operations. *IEEE transactions on power Apparatus and Systems*, 545–555.
- Submódulo 2.13, Procedimentos de Rede. 2020. *Submódulo 2.13 - Requisitos mínimos para Sistemas de Medição Sincronizada de Fasores*.
- Taha, Ahmad F, Qi, Junjian, Wang, Jianhui, & Panchal, Jitesh H. 2016. Risk mitigation for dynamic state estimation against cyber attacks and unknown inputs. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(2), 886–899.
- Tamura, Y, Mori, H, & Iwamoto, S. 1983. Relationship between voltage instability and multiple load flow solutions in electric power systems. *IEEE Transactions on power apparatus and systems*, 1115–1125.
- Tavela, Fábio Morandi. 2020. Desenvolvimento de técnicas avançadas para construção de regiões de segurança estática.
- Taylor, Carson W. 1994. *Power system voltage stability*. McGraw-Hill, Inc.
- Teixeira, Mariana O. N. 2021. Análise da estabilidade de tensão considerando distorções harmônicas em sistemas elétricos de potência: uma abordagem utilizando multiplicadores de Lagrange a partir de um fluxo de potência ótimo.
- Teixeira, Mariana ON, Melo, Igor D, & Medina, Rai N. 2020. Análise de estabilidade de tensão considerando distorções harmônicas: uma abordagem baseada em otimização. *In: Congresso Brasileiro de Automática-CBA*, vol. 2.
- Teng, J-H. 2002. Using voltage measurements to improve the results of branch-current-based state estimators for distribution systems. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, 149(6), 667–672.
- Van Cutsem, Thierry. 2000. Voltage instability: phenomena, countermeasures, and analysis methods. *Proceedings of the IEEE*, 88(2), 208–227.
- Van Cutsem, Thierry, & Vournas, Costas. 1998. *Voltage stability of electric power systems*. Vol. 441. Springer Science & Business Media.

- Véliz, Franklin Clement. 2005. *Equivalentes Dinâmicos de Redes Elétricas de Grande Porte Utilizando Análise Modal*. Ph.D. thesis, Tese de Mestrado, COPPE/UFRJ, RJ, Brasil.
- Wang, Haibin, & Schulz, Noel N. 2004. A revised branch current-based distribution system state estimation algorithm and meter placement impact. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(1), 207–213.
- Xu, Bei, & Abur, Ali. 2004. Observability analysis and measurement placement for systems with PMUs. *Pages 943–946 of: IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004*. IEEE.
- Zelingher, Shalom, Fardanesh, Bruce, Uzunovic, Edvina, Meliopoulos, AP Sakis, & Cokkinides, George. 2006. Harmonic monitoring system via GPS-synchronized measurements-update and new developments. *Pages 7–pp of: Power Engineering Society General Meeting, 2006*. IEEE. IEEE.
- Zhang, Tingting, Yuan, Peiran, Du, Yaxin, Zhang, Wen, & Chen, Jian. 2020. Robust distributed state estimation of active distribution networks considering communication failures. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 118, 105732.
- Zhao, Junbo, & Mili, Lamine. 2017. Power system robust decentralized dynamic state estimation based on multiple hypothesis testing. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(4), 4553–4562.

## APÊNDICE A – Dados do Sistema de 30 Barras

Os dados de carga e linha são apresentados nas Tabelas 28 e 29, respectivamente segundo Al-Roomi (2015).

Tabela 28 – Dados de carga do sistema 30 barras

| $k$ | tipo      | $V_k$<br>(pu) | $\theta_k$<br>( $^\circ$ ) | $P_{g,k}$<br>(MW) | $Q_{g,k}$<br>(Mvar) | $P_{l,k}$<br>(MW) | $Q_{l,k}$<br>(Mvar) |
|-----|-----------|---------------|----------------------------|-------------------|---------------------|-------------------|---------------------|
| 1   | $V\theta$ | 1,000         | 0,0                        | 260,20            | -16,1               | -                 | -                   |
| 2   | $PV$      | 1,043         | 0,0                        | 40,00             | 50,00               | 21,70             | 12,70               |
| 3   | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 2,40              | 1,20                |
| 4   | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 7,60              | 1,60                |
| 5   | $PV$      | 1,010         | 0,0                        | 0,00              | 37,00               | 94,20             | 19,0                |
| 6   | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 0,00              | 0,00                |
| 7   | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 22,80             | 10,90               |
| 8   | $PV$      | 1,010         | 0,0                        | 0,00              | 37,30               | 30,00             | 30,00               |
| 9   | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 0,00              | 0,00                |
| 10  | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 5,80              | 2,00                |
| 11  | $PV$      | 1,082         | 0,0                        | 0,00              | 16,20               | 0,00              | 0,00                |
| 12  | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 11,20             | 7,50                |
| 13  | $PV$      | 1,071         | 0,0                        | 0,00              | 10,60               | 0,00              | 0,00                |
| 14  | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 6,20              | 1,60                |
| 15  | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 8,20              | 2,50                |
| 16  | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 3,50              | 1,80                |
| 17  | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 9,00              | 5,80                |
| 18  | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 3,20              | 0,90                |
| 19  | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 9,50              | 3,40                |
| 20  | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 2,20              | 0,70                |
| 21  | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 17,50             | 11,2                |
| 22  | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 0,00              | 0,00                |
| 23  | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 3,20              | 1,60                |
| 24  | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 8,70              | 6,70                |
| 25  | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 0,00              | 0,00                |
| 26  | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 3,50              | 2,30                |
| 27  | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 0,00              | 0,00                |
| 28  | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 0,00              | 0,00                |
| 29  | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 2,40              | 0,90                |
| 30  | $PQ$      | 1,000         | 0,0                        | -                 | -                   | 10,50             | 1,90                |

Fonte: Autor.

Tabela 29 – Dados de linha

| de | para | $r$ (pu) | $x$ (pu) | $y$ (pu <sup>-1</sup> ) | tap   |
|----|------|----------|----------|-------------------------|-------|
| 1  | 2    | 0.0192   | 0.0575   | 0.0264                  | 1     |
| 1  | 3    | 0.0452   | 0.1652   | 0.0204                  | 1     |
| 2  | 4    | 0.0570   | 0.1737   | 0.0184                  | 1     |
| 3  | 4    | 0.0132   | 0.0379   | 0.0042                  | 1     |
| 2  | 5    | 0.0472   | 0.1983   | 0.0209                  | 1     |
| 2  | 6    | 0.0581   | 0.1763   | 0.0187                  | 1     |
| 4  | 6    | 0.0119   | 0.0414   | 0.0045                  | 1     |
| 5  | 7    | 0.0460   | 0.1160   | 0.0102                  | 1     |
| 6  | 7    | 0.0267   | 0.0820   | 0.0085                  | 1     |
| 6  | 8    | 0.0120   | 0.0420   | 0.0045                  | 1     |
| 6  | 9    | 0.0      | 0.2080   | 0.0                     | 0.978 |
| 6  | 10   | 0.0      | 0.5560   | 0.0                     | 0.969 |
| 9  | 11   | 0.0      | 0.2080   | 0.0                     | 1     |
| 9  | 10   | 0.0      | 0.1100   | 0.0                     | 1     |
| 4  | 12   | 0.0      | 0.2560   | 0.0                     | 0.932 |
| 12 | 13   | 0.0      | 0.1400   | 0.0                     | 1     |
| 12 | 14   | 0.1231   | 0.2559   | 0.0                     | 1     |
| 12 | 15   | 0.0662   | 0.1304   | 0.0                     | 1     |
| 12 | 16   | 0.0945   | 0.1987   | 0.0                     | 1     |
| 14 | 15   | 0.2210   | 0.1997   | 0.0                     | 1     |
| 16 | 17   | 0.0824   | 0.1923   | 0.0                     | 1     |
| 15 | 18   | 0.1073   | 0.2185   | 0.0                     | 1     |
| 18 | 19   | 0.0639   | 0.1292   | 0.0                     | 1     |
| 19 | 20   | 0.0340   | 0.0680   | 0.0                     | 1     |
| 10 | 20   | 0.0936   | 0.2090   | 0.0                     | 1     |
| 10 | 17   | 0.0324   | 0.0845   | 0.0                     | 1     |
| 10 | 21   | 0.0348   | 0.0749   | 0.0                     | 1     |
| 10 | 22   | 0.0727   | 0.1499   | 0.0                     | 1     |
| 21 | 23   | 0.0116   | 0.0236   | 0.0                     | 1     |
| 15 | 23   | 0.1000   | 0.2020   | 0.0                     | 1     |
| 22 | 24   | 0.1150   | 0.1790   | 0.0                     | 1     |
| 23 | 24   | 0.1320   | 0.2700   | 0.0                     | 1     |
| 24 | 25   | 0.1885   | 0.3292   | 0.0                     | 1     |
| 25 | 26   | 0.2544   | 0.3800   | 0.0                     | 1     |
| 25 | 27   | 0.1093   | 0.2087   | 0.0                     | 1     |
| 28 | 27   | 0.0      | 0.3960   | 0.0                     | 0.968 |
| 27 | 29   | 0.2198   | 0.4153   | 0.0                     | 1     |
| 27 | 30   | 0.3202   | 0.6027   | 0.0                     | 1     |
| 29 | 30   | 0.2399   | 0.4533   | 0.0                     | 1     |
| 8  | 28   | 0.0636   | 0.2000   | 0.0214                  | 1     |
| 6  | 28   | 0.0169   | 0.0599   | 0.065                   | 1     |

Fonte: Autor.

## APÊNDICE B – Dados do Sistema de 33 Barras

Os dados de carga e linha são apresentados nas Tabelas 30 e 31, respectivamente, segundo Baran & Wu (1989). Tensão e potência base são 12,39kV e 10MVA, respectivamente.

Tabela 30 – Dados de carga - sistema 33 barras

| $k$ | tipo      | $V_k$<br>(pu) | $\theta_k$<br>( $^\circ$ ) | $P_{g,k}$<br>(MW) | $Q_{g,k}$<br>(Mvar) | $P_{l,k}$<br>(MW) | $Q_{l,k}$<br>(Mvar) |
|-----|-----------|---------------|----------------------------|-------------------|---------------------|-------------------|---------------------|
| 1   | $V\theta$ | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,1000            | 0,2000              |
| 2   | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,2000            | 0,4000              |
| 3   | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,1200            | 0,0800              |
| 4   | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,1000            | 0,0500              |
| 5   | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,1000            | 0,0800              |
| 6   | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,2000            | 0,1000              |
| 7   | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,2000            | 0,1000              |
| 8   | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,0800            | 0,0400              |
| 9   | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,0700            | 0,0600              |
| 10  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,0950            | 0,1000              |
| 11  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,0600            | 0,3500              |
| 12  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,0600            | 0,3500              |
| 13  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,1200            | 0,1000              |
| 14  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,1000            | 0,0700              |
| 15  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,0600            | 0,0200              |
| 16  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,0600            | 0,0200              |
| 17  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,1000            | 0,0400              |
| 18  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,0900            | 0,0400              |
| 19  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,1000            | 0,0700              |
| 20  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,0900            | 0,0400              |
| 21  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,0900            | 0,0400              |
| 22  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,0900            | 0,0500              |
| 23  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,2200            | 0,2000              |
| 24  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,4200            | 0,2000              |
| 25  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,3000            | 0,2500              |
| 26  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,0600            | 0,1000              |
| 27  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,0600            | 0,1000              |
| 28  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,1200            | 0,0700              |
| 29  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,2000            | 0,6000              |
| 30  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,1500            | 0,0700              |
| 31  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,2100            | 0,1000              |
| 32  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,0600            | 0,0400              |
| 33  | PQ        | 1,0           | 0,0                        | 0,0               | 0,0                 | 0,0000            | 0,0000              |

Fonte: Autor.

Tabela 31 – Dados de linha tomando tensão base 12,39 kV e potência base de 10MVA - sistema 33 barras

| de | para | $r$ (pu) | $x$ (pu) | $y$ (pu <sup>-1</sup> ) | tap |
|----|------|----------|----------|-------------------------|-----|
| 33 | 1    | 0,0575   | 0,0293   | 0,0                     | 1,0 |
| 1  | 2    | 0,3076   | 0,1567   | 0,0                     | 1,0 |
| 2  | 3    | 0,2284   | 0,1163   | 0,0                     | 1,0 |
| 3  | 4    | 0,2378   | 0,1211   | 0,0                     | 1,0 |
| 4  | 5    | 0,5110   | 0,4411   | 0,0                     | 1,0 |
| 5  | 6    | 0,1168   | 0,3861   | 0,0                     | 1,0 |
| 6  | 7    | 0,4439   | 0,1467   | 0,0                     | 1,0 |
| 7  | 8    | 0,6426   | 0,4617   | 0,0                     | 1,0 |
| 8  | 9    | 0,6514   | 0,4617   | 0,0                     | 1,0 |
| 9  | 10   | 0,1227   | 0,0406   | 0,0                     | 1,0 |
| 10 | 11   | 0,2336   | 0,0772   | 0,0                     | 1,0 |
| 11 | 12   | 0,9159   | 0,7206   | 0,0                     | 1,0 |
| 12 | 13   | 0,3379   | 0,4448   | 0,0                     | 1,0 |
| 13 | 14   | 0,3687   | 0,3282   | 0,0                     | 1,0 |
| 14 | 15   | 0,4656   | 0,3400   | 0,0                     | 1,0 |
| 15 | 16   | 0,8042   | 1,0738   | 0,0                     | 1,0 |
| 16 | 17   | 0,4567   | 0,3581   | 0,0                     | 1,0 |
| 1  | 18   | 0,1023   | 0,0976   | 0,0                     | 1,0 |
| 18 | 19   | 0,9385   | 0,8457   | 0,0                     | 1,0 |
| 19 | 20   | 0,2555   | 0,2985   | 0,0                     | 1,0 |
| 20 | 21   | 0,4423   | 0,5848   | 0,0                     | 1,0 |
| 2  | 22   | 0,2815   | 0,1924   | 0,0                     | 1,0 |
| 22 | 23   | 0,5603   | 0,4424   | 0,0                     | 1,0 |
| 23 | 24   | 0,5590   | 0,4374   | 0,0                     | 1,0 |
| 5  | 25   | 0,1267   | 0,0645   | 0,0                     | 1,0 |
| 25 | 26   | 0,1773   | 0,0903   | 0,0                     | 1,0 |
| 26 | 27   | 0,6607   | 0,5826   | 0,0                     | 1,0 |
| 27 | 28   | 0,5018   | 0,4371   | 0,0                     | 1,0 |
| 28 | 29   | 0,3166   | 0,1613   | 0,0                     | 1,0 |
| 29 | 30   | 0,6080   | 0,6008   | 0,0                     | 1,0 |
| 30 | 31   | 0,1937   | 0,2258   | 0,0                     | 1,0 |
| 31 | 32   | 0,2128   | 0,3308   | 0,0                     | 1,0 |

Fonte: Autor.

### APÊNDICE C – Dados do sistema 23 barras

Os dados de carga e linha são apresentados nas Tabelas 32 e 33, respectivamente segundo Diogo *et al.* (2021).

Tabela 32 – Dados de carga - sistema 23 barras

| $k$ | tipo       | $V_k$<br>(pu) | $\theta_k$<br>(°) | $P_{g,k}$<br>(MW) | $Q_{g,k}$<br>(Mvar) | $P_{l,k}$<br>(MW) | $Q_{l,k}$<br>(Mvar) |
|-----|------------|---------------|-------------------|-------------------|---------------------|-------------------|---------------------|
| 1   | V $\theta$ | 1,0           | 0,0               | 0,0               | 0,0                 | 0,000000          | 0,000000            |
| 2   | PQ         | 1,0           | 0,0               | 0,0               | 0,0                 | 0,000000          | 0,000000            |
| 3   | PQ         | 1,0           | 0,0               | 0,0               | 0,0                 | 0,460000          | 0,195959            |
| 4   | PQ         | 1,0           | 0,0               | 0,0               | 0,0                 | 0,667000          | 0,284141            |
| 5   | PQ         | 1,0           | 0,0               | 0,0               | 0,0                 | 0,276000          | 0,117576            |
| 6   | PQ         | 1,0           | 0,0               | 0,0               | 0,0                 | 0,138000          | 0,058788            |
| 7   | PQ         | 1,0           | 0,0               | 0,0               | 0,0                 | 0,460000          | 0,195959            |
| 8   | PQ         | 1,0           | 0,0               | 0,0               | 0,0                 | 0,276000          | 0,117576            |
| 9   | PQ         | 1,0           | 0,0               | 0,0               | 0,0                 | 0,276000          | 0,117576            |
| 10  | PQ         | 1,0           | 0,0               | 0,0               | 0,0                 | 0,027600          | 0,011758            |
| 11  | PQ         | 1,0           | 0,0               | 0,0               | 0,0                 | 0,276000          | 0,117576            |
| 12  | PQ         | 1,0           | 0,0               | 0,0               | 0,0                 | 0,276000          | 0,117576            |
| 13  | PQ         | 1,0           | 0,0               | 0,0               | 0,0                 | 0,276000          | 0,117576            |
| 14  | PQ         | 1,0           | 0,0               | 0,0               | 0,0                 | 0,552000          | 0,235151            |
| 15  | PQ         | 1,0           | 0,0               | 0,0               | 0,0                 | 0,041400          | 0,017636            |
| 16  | PQ         | 1,0           | 0,0               | 0,0               | 0,0                 | 0,207000          | 0,088182            |
| 17  | PQ         | 1,0           | 0,0               | 0,0               | 0,0                 | 0,207000          | 0,088182            |
| 18  | PQ         | 1,0           | 0,0               | 0,0               | 0,0                 | 0,013800          | 0,005879            |
| 19  | PQ         | 1,0           | 0,0               | 0,0               | 0,0                 | 0,207000          | 0,088182            |
| 20  | PQ         | 1,0           | 0,0               | 0,0               | 0,0                 | 0,460000          | 0,195959            |
| 21  | PQ         | 1,0           | 0,0               | 0,0               | 0,0                 | 0,276000          | 0,117576            |
| 22  | PQ         | 1,0           | 0,0               | 0,0               | 0,0                 | 0,138000          | 0,058788            |
| 23  | PQ         | 1,0           | 0,0               | 0,0               | 0,0                 | 0,276000          | 0,117576            |

Fonte: Autor.

Tabela 33 – Dados de linha tomando tensão base 6,6 kV e potência base de 100MVA - sistema 23 barras

| de | para | $r$ (pu) | $x$ (pu) | $y$ (pu <sup>-1</sup> ) | tap |
|----|------|----------|----------|-------------------------|-----|
| 1  | 2    | 0,154637 | 0,028214 | 0,0                     | 1   |
| 2  | 3    | 0,154637 | 0,028214 | 0,0                     | 1   |
| 3  | 4    | 0,069745 | 0,012725 | 0,0                     | 1   |
| 4  | 5    | 0,058230 | 0,010624 | 0,0                     | 1   |
| 5  | 6    | 0,058623 | 0,010696 | 0,0                     | 1   |
| 6  | 7    | 0,085022 | 0,015513 | 0,0                     | 1   |
| 7  | 8    | 0,043869 | 0,008004 | 0,0                     | 1   |
| 8  | 9    | 0,018123 | 0,003307 | 0,0                     | 1   |
| 9  | 10   | 0,018516 | 0,003378 | 0,0                     | 1   |
| 10 | 11   | 0,033171 | 0,006052 | 0,0                     | 1   |
| 11 | 12   | 0,072199 | 0,013173 | 0,0                     | 1   |
| 11 | 13   | 0,477846 | 0,087186 | 0,0                     | 1   |
| 13 | 14   | 0,033826 | 0,006172 | 0,0                     | 1   |
| 2  | 15   | 0,358278 | 0,065370 | 0,0                     | 1   |
| 3  | 16   | 0,437478 | 0,079820 | 0,0                     | 1   |
| 16 | 17   | 0,053846 | 0,009825 | 0,0                     | 1   |
| 16 | 18   | 0,133962 | 0,024442 | 0,0                     | 1   |
| 18 | 19   | 0,120942 | 0,022067 | 0,0                     | 1   |
| 18 | 20   | 0,157188 | 0,028680 | 0,0                     | 1   |
| 18 | 21   | 0,096996 | 0,017697 | 0,0                     | 1   |
| 21 | 22   | 0,271522 | 0,049541 | 0,0                     | 1   |
| 2  | 23   | 0,019334 | 0,003528 | 0,0                     | 1   |

Fonte: Autor.