

Universidade Federal de Juiz de Fora

Faculdade de Engenharia

Departamento de Energia Elétrica

Esteban Vicente Aguilar Bojorge

**Estimação de Estados no Sistema Interligado Nacional: Uma abordagem considerando
medidas SCADA e PMUs**

Juiz de Fora

2023

Esteban Vicente Aguilar Bojorge

**Estimação de Estados no Sistema Interligado Nacional: Uma abordagem considerando
medidas SCADA e PMUs**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Energia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para a conclusão do curso de graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora.

Orientador: Prof. Dr. Igor Delgado de Melo

Juiz de Fora

2023

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

Aguilar, Esteban.

Estimação de Estados no Sistema Interligado Nacional: Uma abordagem
considerando medições SCADA e PMUs / Esteban Vicente Aguilar Bojorge.
– 2023.

73 f. : il.

Orientador: Prof. Dr. Igor Delgado de Melo

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal de Juiz de Fora,
Faculdade de Engenharia. Departamento de Energia Elétrica, 2023.

1. Estimação de Estados. 2. Monitoramento de Sistemas de Transmissão. 3.
Método dos Mínimos Quadrados Ponderados. I. Melo, Igor D., orient.

Esteban Vicente Aguilar Bojorge

**Estimação de Estados no Sistema Interligado Nacional: Uma abordagem considerando
medidas SCADA e PMUs**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Energia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para a conclusão do curso de graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora.

Aprovada em 16-01-2023:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Igor Delgado de Melo, D.Sc. - Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Luís Henrique Lopes Lima, D.Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora

Letícia Lacerda Santos de Sousa, M.Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora

*Dedico este trabalho às minhas duas avós, Frinee Ramirez (in memoriam) e Irenia Molina.
As vi menos do que um neto gostaria, mas sempre de tudo faria, apenas para vê-las mais um dia.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família por todo o apoio e paciência ao longo dos anos. À minha irmã, Lorna, por sempre escutar a bobeira que estivesse na minha mente. À minha mãe, Ninoska, por sempre buscar inovações da engenharia para me incentivar. Ao meu pai, Mauricio, pelas conversas que sempre trazem um ponto de vista diferente e relevante.

Agradeço a todos os meus amigos, sem exceção. Em primeiro, agradeço à Carla, que me conhece desde os meus 3 anos e sempre me ajudou. Agradeço ao CMNFAFBULAC por serem sempre fontes de apoio, de companheirismo, de diversão e de reflexão. Agradeço também aos amigos do ARMÁRIOS e da COMISSÃO, por todos os momentos vividos. Vocês deixam minha vida mais leve e sem vocês eu não chegaria aqui.

Agradeço à UFJF e a toda a educação pública por tudo o que me possibilitou e por tudo o que representa na sociedade - são ilhas de conhecimento e de ideias que se recusam a submergir num mar de obscurantismo e desinformação. Incluo também todos que fazem parte da universidade: TAEs, funcionários do RU e funcionários da limpeza, em especial a Cleuza (*in memoriam*) e a Rose, que são exemplos de pessoas e melhoraram o dia de qualquer um com um simples sorriso. Agradeço ao PET Elétrica, que criou a base do engenheiro que quero ser. Também agradeço às demais oportunidades que tive: monitor de minhas disciplinas favoritas, pesquisador de iniciação científica, professor de extensão e projetista na Porte Júnior.

Agradeço a todos os professores que tive em minha vida. Em especial agradeço ao professor David Sérgio Adães de Gouvêa por todos os ensinamentos, sabedoria e reflexões, que ultrapassam o campo dos circuitos elétricos e da própria engenharia. Agradeço também ao professor Vander Menengoy da Costa pela amizade, por acreditar no meu trabalho e por complementar minha formação.

Agradeço ao meu orientador, Igor Delgado de Melo, por toda sua paciência e por nunca deixar de me incentivar. Além de ser meu professor você se tornou um grande amigo e contribui diretamente para minha formação como pessoa e como profissional.

Por fim, agradeço à minha namorada Júlia e sua família por todo o suporte e carinho ao longo dessa trajetória. Sua presença e seus conselhos me ajudam de formas que palavras não podem descrever.

À todos, meu muito obrigado!

"Quando você baseia suas expectativas apenas no que vê, você se cega às possibilidades de uma nova realidade."

(Zaheer)

RESUMO

O presente trabalho tem como objetivo utilizar o Método dos Mínimos Quadrados Ponderados (MQP) aplicado à Estimação de Estados para monitoramento do Sistema Interligado Nacional (SIN). Na metodologia proposta, são utilizadas duas fontes de dados distintas: as medições tradicionais de um sistema SCADA (em português, Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados) e as medições fasoriais sincronizadas provenientes das PMUs (do inglês, *Phasor Measurement Unit*). É esperado que as fontes utilizadas conjuntamente provejam maior robustez ao estimador de estados e auxiliem na determinação do estado mais provável da operação de um sistema de potência a ser supervisionado. Os diferentes cenários das simulações servem para identificar a configuração de medidores que culminam em menores erros de estimação dos valores de tensão (magnitude e ângulo) das barras do sistema. O primeiro cenário tem apenas o SCADA em funcionamento, o segundo consiste do SCADA com a substituição de 4 medidores tradicionais por PMUs e, por último, o terceiro consiste do SCADA com o acréscimo de 4 medidores, havendo redundância de medições em 4 barras do sistema. Todos os cenários foram validados utilizando o Método de Monte Carlo a fim de avaliar os resultados de forma estaticamente confiável. As simulações foram realizadas computacionalmente na linguagem de programação *python* utilizando o sistema-teste brasileiro de 107 barras, que representa o SIN, através da biblioteca *pandapower*. Os resultados foram satisfatórios culminando em erros médios menores que 2% e reafirmam que o advento das unidades de medição fasorial sincronizada pode contribuir imensamente para a acurácia dos valores estimados relativos ao estado operativo da rede elétrica.

Palavras-chave: Estimação de Estados. Monitoramento de Sistemas de Transmissão. Mínimos Quadrados Ponderados.

ABSTRACT

This work aims to use the Weighted Least Squares Method (WLS) applied to State Estimation for monitoring the National Interconnected System (SIN). In the proposed methodology, two different data sources are used: traditional measurements from a SCADA system (Supervision and Data Acquisition System) and synchronized phasor measurements from PMUs (*Phasor Measurement Unit*). It is expected that the sources used together provide greater robustness to the state estimator and help in determining the most probable state of operation of a power system to be supervised. The different simulations scenarios serve to identify the configuration of meters that culminate in smaller estimation errors of voltage values (magnitude and angle) of the system buses. The first scenario has only SCADA in operation, the second consists of SCADA with the substitution of 4 traditional measurements by new PMU technology, and finally, the third scenario consisting of SCADA with redundancy of PMU measurements, that is, besides traditional measurements, there is an additional number of PMUs. All scenarios were validated using the Monte Carlo Method in order to evaluate the results in a statically reliable way. The simulations were carried out computationally in *python* programming language using the Brazilian 107-bus test system, which represents the SIN, through *pandapower* library. The results were satisfactory, culminating in average errors of less than 2% and reaffirm that the advent of synchronized phasor measurement units can contribute immensely to the accuracy of the estimated values related to the operating state of the electrical network.

Keywords: State Estimation. Transmission Systems Monitoring. Weighted Least Squares.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Mapa do Sistema de Transmissão - Horizonte 2024	15
Figura 2 – Estimação de Estados em Sistemas de Transmissão	16
Figura 3 – Primeira PMU	19
Figura 4 – Fluxograma de Tipos de Medição	24
Figura 5 – Fluxograma da Estimação de Estados	32
Figura 6 – Decomposição de um Sistema Elétrico	33
Figura 7 – Probabilidade do evento Cara	35
Figura 8 – Sistema Elétrico Teste Brasileiro de 107 barras - Com PMUs	36
Figura 9 – Cenário 1: Tensões reais e estimadas por barra do sistema	38
Figura 10 – Cenário 1: Erros de estimação de tensão por barra do sistema	39
Figura 11 – Cenário 1: Ângulos reais e estimados por barra do sistema	39
Figura 12 – Cenário 1: Erros de estimação angular por barra do sistema	40
Figura 13 – Cenário 1: Distribuição dos Erros da estimação de tensão	41
Figura 14 – Cenário 2: Tensões reais e estimadas por barra do sistema	42
Figura 15 – Cenário 2: Erros de estimação por barra do sistema	42
Figura 16 – Cenário 2: Ângulos reais e estimados por barra do sistema	43
Figura 17 – Cenário 2: Erros de estimação angular por barra do sistema	43
Figura 18 – Cenário 2: Distribuição dos Erros da estimação de tensão	44
Figura 19 – Cenário 3: Tensões reais e estimadas por barra do sistema	45
Figura 20 – Cenário 3: Erros de estimação por barra do sistema	46
Figura 21 – Cenário 3: Ângulos reais e estimados por barra do sistema	46
Figura 22 – Cenário 3: Erros de estimação angular por barra do sistema	47
Figura 23 – Cenário 3: Distribuição dos Erros da estimação de tensão	48
Figura 24 – Diferentes estimadores no sistema de 107 barras	49
Figura 25 – Erros dos diferentes estimadores no sistema de 107 barras	49
Figura 26 – Sistema-teste brasileiro de 107 barras detalhado	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Erros na Simulação de Monte Carlo - Lançamento de Moedas	35
Tabela 2 – Alocação de Medidores por Cenário	37
Tabela 3 – Cenário 1: Erros na Simulação de Monte Carlo	40
Tabela 4 – Cenário 2: Erros na Simulação de Monte Carlo	44
Tabela 5 – Cenário 3: Erros na Simulação de Monte Carlo	47
Tabela 6 – Dados das Barras	58
Tabela 7 – Descrição das colunas da Tabela 6	61
Tabela 8 – Dados das Linhas	61
Tabela 9 – Descrição das colunas da Tabela 8	64
Tabela 10 – Dados dos Transformadores	64
Tabela 11 – Descrição das colunas da Tabela 10	66
Tabela 12 – Dados das Cargas	67
Tabela 13 – Dados dos Geradores	68

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BDS	<i>Bad Data Supression</i>
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
EE	Estimação de Estados
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
kV	Quilovolt
MMC	Método de Monte Carlo
MQP	Mínimos Quadrados Ponderados
MVA	Megavolt-ampère
Mvar	Megavolt-ampère reativo
MW	Megawatt
ONS	Operador Nacional do Sistema
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i>
pu	Por unidade
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMC	Simulação de Monte Carlo
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
WAMS	<i>Wide-Area Measurment System</i>
WLS	<i>Weighted Least Squares</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

N_b	Número total de barras do sistema;
V_k	Tensão nodal em uma barra k (V-pu)
θ_k	Ângulo de fase de uma tensão nodal
P_k	Potência ativa em uma barras k (MW-pu)
P_{km}	Potência ativa entre as barras k e m (MW-pu)
Q_k	Potência reativa em uma barras k (Mvar-pu)
Q_{km}	Potência reativa entre as barras k e m (Mvar-pu)
I_{km}	Corrente passante entre as barras k e m (kA-pu)
G_{km}	Condutância da linha de transmissão
B_{km}	Susceptânciada linha de transmissão
\mathbf{z}	Vetor de Medições
$\phi(\hat{x})$	Vetor de Variáveis de Estado
$J(\hat{\mathbf{x}})$	Função Objetivo do MQP
$\phi_i(\hat{\mathbf{x}})$	Função relação entre \mathbf{z} e $\phi(\hat{\mathbf{x}})$
$g(\hat{\mathbf{x}})$	Vetor de derivadas parciais de primeira ordem
$\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})$	Jacobiana das medições em relação à variáveis de estado
$\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}}^{it})$	Matriz ganho
$\Delta \mathbf{x}^{it}$	Valor de tolerância
ε	Erro com distribuição Gaussiana
σ	Desvio padrão associado ao erro aleatório da instrumentação
	Adota-se neste trabalho evidenciar matrizes em negrito e letras maiúsculas (sem itálico); vetores em negrito e letras minúsculas (sem itálico); para diferenciar da forma padrão em que são apresentados elementos e símbolos. Como exemplo, z_t^h seria um elemento do vetor \mathbf{z}_t^h .

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	14
1.2	OBJETIVOS	16
1.3	ESTRUTURA DO DOCUMENTO	17
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
2.1	ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE TRANSMISSÃO	18
2.2	ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	21
3	METODOLOGIA UTILIZADA	23
3.1	MEDIÇÕES	23
3.1.1	Medições Comuns	24
3.1.2	Medições Sincronizadas	24
3.1.3	Pseudomedidas	25
3.1.4	Medições inteligentes	25
3.2	ERROS DE MEDIÇÃO	25
3.2.1	Erros Aleatórios	25
3.2.2	Erros de Parâmetro	25
3.2.3	Erros Grosseiros	26
3.2.4	Erros de Topologia	26
3.3	MÍNIMOS QUADRADOS PONDERADOS	26
3.4	ALOCAÇÃO DE PMUs	32
3.5	SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO	34
4	RESULTADOS	36
4.1	CENÁRIO 1: MEDIÇÕES SCADA	38
4.1.1	Cenário 1: Simulação de Monte Carlo	40
4.2	CENÁRIO 2: MEDIÇÕES SCADA SEM REDUNDÂNCIA DE MEDIÇÕES DE PMUs	41
4.2.1	Cenário 2: Simulação de Monte Carlo	43
4.3	CENÁRIO 3: MEDIÇÕES SCADA COM REDUNDÂNCIA DE MEDIÇÕES DE PMUs	45
4.3.1	Cenário 3: Simulação de Monte Carlo	47
4.4	COMPARAÇÃO ENTRE OS DIFERENTES CENÁRIOS NO SISTEMA DE 107 BARRAS	48
4.4.1	Considerações Finais Parciais	50

5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	51
5.1	CONCLUSÕES	51
5.2	TRABALHOS FUTUROS	52
 REFERÊNCIAS		53
 APÊNDICE A – Diagrama detalhado do sistema-teste brasileiro de 107 barras		57
 APÊNDICE B – Dados de Rede do sistema 107 barras		58
B.1	Dados das Barras	58
B.2	Dados das Linhas	61
B.3	Dados dos Transformadores	64
B.4	Dados das Cargas	66
B.5	Dados dos Geradores	68
 APÊNDICE C – Códigos desenvolvidos		69
C.1	Lançamento de Moedas - Simulação de Monte Carlo	69
C.2	Sistema de 3 Barras	69
C.3	Sistema de 107 Barras	73

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) brasileiro possui diversas características que o fazem único. As cinco regiões geográficas do Brasil, sob o ponto de vista do Operador Nacional do Sistema (ONS) e do mundo contratual que rege o Mercado de Livre de Energia, é constituído de quatro subsistemas: Nordeste, Norte, Sudeste/Centro-Oeste e Sul (ONS, 2022a), todos interconectados através de uma malha complexa e altamente confiável que integra a geração e a transmissão de energia em níveis de tensão de 138 kV, 500 kV e 750 kV, (ONS, 2022b).

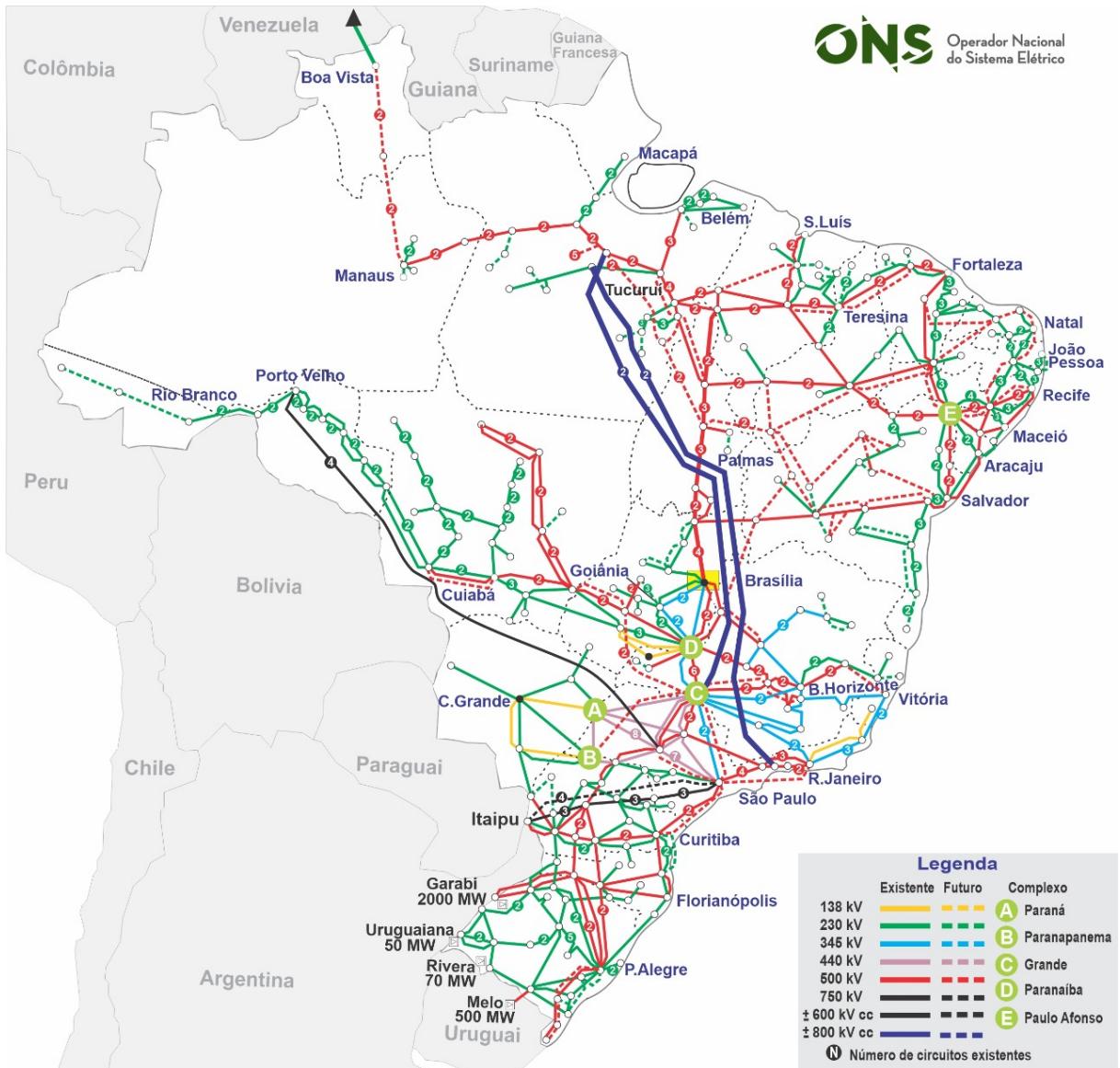
Conhecido como Sistema Interligado Nacional (SIN), o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é uma rede hidro-termo-eólica de grande porte que conta com uma capacidade instalada de 177.122 MW a setembro de 2022 - e previsão de evolução de mais de 12% até dezembro de 2026 - atendendo a 99% do território nacional, (EPE, 2021). Este número tende a crescer nos próximos anos com a Resolução nº 9, de 21 de setembro de 2022, do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, que aprova a interligação do sistema elétrico do estado de Roraima ao Sistema Interligado Nacional como de interesse estratégico para o Brasil (CNPE, 2022).

O país conta com a predominância de uma matriz elétrica limpa que corresponde a 78,1% da oferta interna de eletricidade - posição de destaque entre os países de maior consumo no mundo, (EPE, 2022). Este número cresce vertiginosamente nas últimas décadas com a diversificação da matriz e o aumento da capacidade instalada de parques eólicos e solares (ANEEL, 2022). No entanto, devido à dependência de fatores climáticos, a geração hidrelétrica, principal fonte energética, pode diminuir e oferecer riscos ao suprimento do SIN, como ocorrido em 2021 devido ao menor nível das vazões afluentes em todo o histórico de 91 anos (ANA, 2021).

Com 175.013 km de extensão em linhas de transmissão e aproximadamente 40% destes referentes à níveis de 500/525 kV de tensão, o SIN - que pode ser visto na Figura 1 - possui diversos desafios operacionais. Alguns desses são elencados a seguir:

- as crises hídricas decorrentes de mudanças climáticas em escala global;
- a maior participação na matriz de fontes não despacháveis, como a eólica e a fotovoltaica, cuja natureza é altamente variável;
- o planejamento de expansão da capacidade da transmissão de energia;
- a segurança cibernética que confere confiabilidade ao Centro de Controle do ONS;
- redes inteligentes e a necessidade de monitoramento em tempo real do SIN;
- ataques a torres de transmissão no Brasil.

Figura 1 – Mapa do Sistema de Transmissão - Horizonte 2024

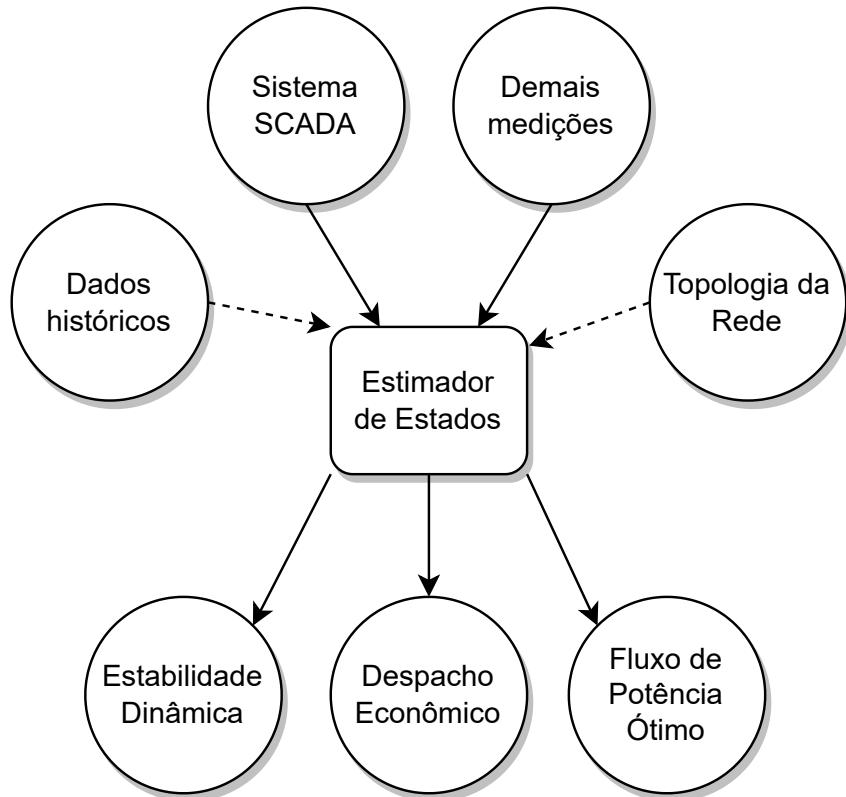


Fonte: ONS (2019)

Os desafios citados são propriamente trabalhados nos Centros de Controle da Operação - em especial nos centros de controle do ONS, apesar de também existirem centros de operação em distribuidoras de energia. As finalidades básicas dos centros são garantir o fornecimento de energia de forma segura, ininterrupta e com respeito a limites de qualidade. Dentre estes limites, existem valores máximos e mínimos aceitáveis para, por exemplo, variações das tensões e da frequência do sistema, que seguem padrões nacionais e internacionais. Para plena observabilidade dos valores de tensão, potência e correntes nas barras e linhas de um sistema, torna-se necessária a figura da estimativa de estados (EE), que considera todas as medições, dados da topologia e dos parâmetros da rede e os possíveis erros para fornecer o estado mais provável de operação de um sistema.

A partir de uma EE bem sucedida, todos os estudos e análises de sistemas elétricos como, por exemplo, fluxo de potência ótimo, estabilidade de tensão e qualidade de energia podem ser empregados com sucesso (MINGORANÇA, 2022), como mostra a Figura 2. As linhas tracejadas referem-se à dados que não são provindos de medições.

Figura 2 – Estimação de Estados em Sistemas de Transmissão



Fonte: Adaptado de Mingorança (2022)

1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é aplicar uma metodologia para a realização de estimação de estado em redes de transmissão, baseada nos Mínimos Quadrados Ponderados (MQP) e realizar a aplicação de ferramenta computacional considerando uma representação monofásica da rede, simulando casos e cenários realistas com base no equivalente do SIN, o sistema-teste brasileiro de 107 barras.

Os estudos tiveram por objetivos específicos demonstrar a eficácia do emprego de PMUs (*Phasor Measurement Units*) para obtenção de medidas mais confiáveis para o estimador de estados e uso do programa de código aberto *pandapower*. Com isso, deseja-se identificar e avaliar os seus possíveis benefícios, através da comparação com as tecnologias tradicionalmente utilizadas, ou seja, medidores inteligentes não sincronizados utilizados pelo SCADA.

1.3 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

Este trabalho de conclusão de curso contém 5 capítulos.

O capítulo 1 é uma breve introdução sobre o tema abordado, expondo a motivação do estudo e os objetivos propostos.

No capítulo 2 é feita uma abordagem básica e generalista sobre sistemas elétricos de potência. Além disso discute-se a estimação de estados e suas aplicações. A modelagem matemática serve como base para aprofundamento do tema.

O capítulo 3 descreve a metodologia utilizada nesse trabalho, com o apoio das equações do MQP, que auxiliam para as simulações computacionais conduzidas no *software* utilizado.

No capítulo 4 são expostos os resultados obtidos para a estimação de estados em redes elétricas de diferentes portes.

A conclusão do trabalho está presente no capítulo 5, bem como uma sugestão de trabalhos futuros.

Os Apêndices A, B e C trazem, respectivamente, o mapa detalhado do sistema brasileiro de 107 barras utilizado, os dados de rede do sistema e o código final desenvolvido em *Python* para o sistema teste de 3 barras.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo traz alguns dos principais trabalhos sobre a estimação de estados aplicada à sistemas elétricos de potência, divididos em duas principais seções destinadas aos trabalhos com foco na transmissão e na distribuição, respectivamente. A partir desses, é possível observar que houve crescente interesse científico pelo método de estimação a partir dos anos 1970, quando foi introduzido. No entanto, foi apenas na década de 1990 que, de fato, foram incorporadas as medições provenientes de PMUs aos estimadores de estados e estas permanecem relevantes até a data presente.

A discussão a seguir é feita de forma sequencial, apresentando diferentes trabalhos à medida que foram publicados, demonstrando que com os avanços tecnológicos e a consequente evolução da capacidade de processamento computacional, restrições de cálculo foram extintas e o método de estimação se tornou mais complexo e preciso.

2.1 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

Os trabalhos de Schweppe, Wildes e Rom (1970) na década de 1970 foram pioneiros na formulação da Estimação de Estados. Nestes, o método do *Weighted Least Squares* (WLS), em português Método dos Mínimos Quadrados Ponderados é proposto para estimar os estados mais prováveis de operação de sistemas elétricos a partir de medições e no prévio conhecimento da topologia da rede, aliado também aos parâmetros da rede e formação da matriz de admitância da mesma.

Desde o princípio da EE, um dos maiores problemas referentes ao monitoramento de sistemas é lidar com a existência e a detecção de erros nas medições. Devido à natureza instrumental das medições, há erros de precisão que devem ser tratados pelo estimador. Grande parte desses erros são caracterizados como aleatórios. Sua classe de exatidão é da ordem de $\pm 5\%$ e esses erros são minimizados pelo MQP, que será apresentado na seção 3. No entanto, de acordo com Oliveira, Melo e Souza (2022), existem erros cuja natureza faz com que sejam mais dificilmente detectados e suavizados. Estes são chamados de erros grosseiros e refletem eventos como a descalibração de medidores e intempéries do tempo, por exemplo. Schweppe, Wildes e Rom (1970) propõe a utilização de resíduos globais, normalizados e ponderados para identificar medições grosseiras. Já Schweppe e Masiello (1971) modela os resíduos globais através da função de distribuição chi-quadrada, que auxilia na identificação dos erros. Por fim, Merrill e Schweppe (1971) implementa um estimador no qual há supressão de erros de medição através do *Bad Data Supression* (BDS) em alternativa ao WLS. As equações do BDS são similares em complexidade e na velocidade da convergência em relação ao WLS. Na ausência de erros grosseiros ambos os métodos chegam a ser idênticos. No entanto, quando esse não é o caso, o método BDS apresenta resultados significativamente melhores, sem custo computacional adicional.

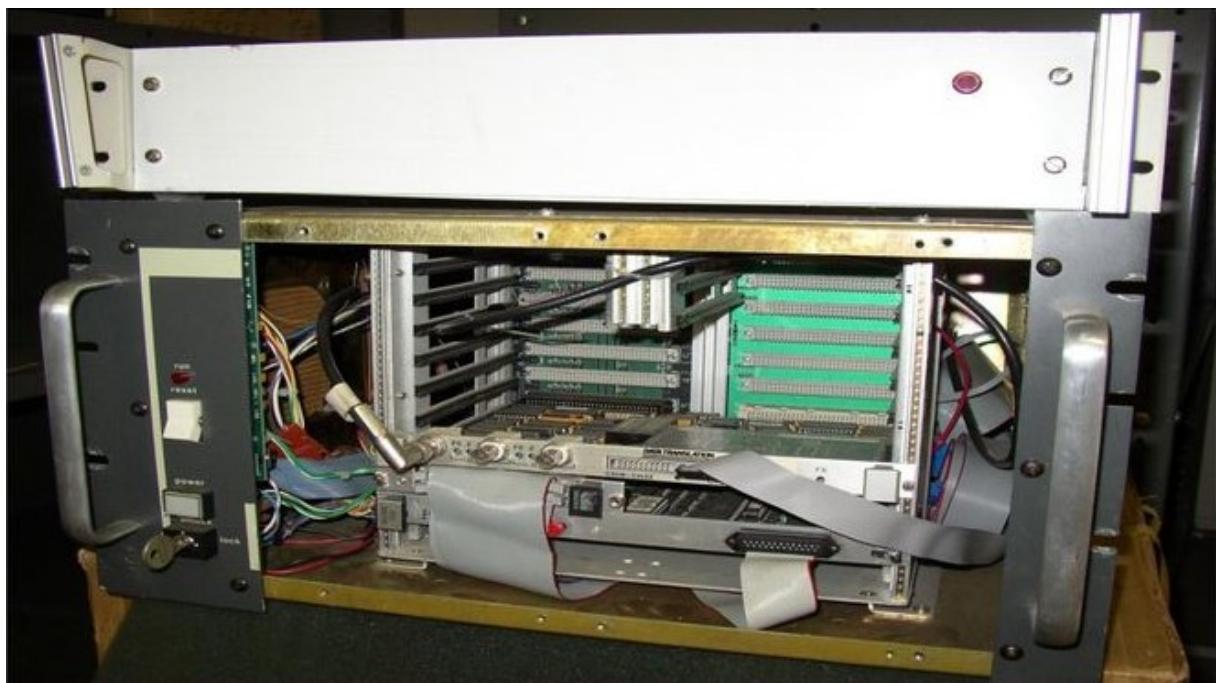
Em Fetzer e Anderson (1975), é observado que o número mínimo n de medições necessário para realizar a estimação de estados em um sistema com N barras é dado pela equação (2.1).

$$n = 2 \cdot N - 1 \quad (2.1)$$

Neste contexto, tem-se que uma rede elétrica será observável quando, pelo menos, a equação 2.1 seja atendida. No entanto, a literatura sugere que, para melhor performance do estimador, o número de medições redundantes deve ser maior, com um valor de $n \approx 4 \cdot N$ sendo considerado razoável. Além disso, o número de medições deve ser capaz de fornecer estimativas para todas as barras de um sistema monitorado. Para sistemas de maior porte, é possível notar que o número de medidores será igualmente elevado, sendo o número de grandezas medida, no mínimo, aproximadamente o dobro de grandezas a serem estimadas. Monticelli e Wu (1985) afirma a possibilidade de sistemas parcialmente observáveis, quando se há interesse em monitorar apenas uma área deste.

Com os avanços tecnológicos, ao longo dos anos, os medidores evoluíram e também suas precisões. Assim, de acordo com Phadke, Thorp e Karimi (1986), microprocessadores passaram a ser introduzidos em subestações e tornaram possível a medição de fasores de sequência positiva de tensão e de corrente em tempo real. No entanto, a sincronização dessas medidas é necessária para os fasores terem uma referência de base. Com o advento do GPS (*Global Positioning System*), foi possível sincronizar com precisão as medições (PHADKE, 2002). A Virginia Tech desenvolveu o primeiro protótipo de PMU em 1988, o qual pode ser visto na Figura 3.

Figura 3 – Primeira PMU



Fonte: Virginia Tech (1988)

A vantagem de realizar medidas por PMUs, é que deixa-se de ter apenas as medidas de magnitude das grandezas de tensão e corrente, passando a ter também as medidas de ângulo de ambas. Dessa forma, dobra-se o número de medições que, em associação ao sistema SCADA, possibilita melhor desempenho do estimador de estados (MELO, 2018).

Na década de 1980, Monticelli (1983) apresenta uma nova abordagem para tratamento de erros de medição no estimador de estados. O método também utiliza resíduos normalizados, com a diferença que o maior desses é comparado a um valor fixo, proveniente de uma curva de distribuição normal. Ao serem comparados, uma nova iteração ocorrerá sempre que o resíduo seja maior que o valor fixo.

Clements, Davis e Frey (1995) traz uma abordagem do ponto de vista da otimização, que formula a EE através de um Método de Pontos Interiores que usa funções de barreira logarítmica para tratar as restrições de desigualdade. Estas servem de modelo para limites de potência reativa em geradores e das configurações dos taps dos transformadores.

A partir da década de 2000, o trabalho de R. F. Nuqui e A. G. Phadke (2007) introduziu um modelo de estimador híbrido não invasivo, ou seja, as medições fasoriais não são diretamente integradas às entradas SCADA de estimativa de estados. Os resultados dos testes mostraram a eficácia do método proposto de integração fasorial em melhorar a qualidade da solução do estimador de estado.

Na obra de Das et al. (2012), há a implementação de um estimador híbrido de estados e o foco é considerar a diferença do tempo amostral entre as medições de um sistema SCADA (tipicamente 10 segundos) e das PMUs (20 milissegundos). Como as medições fasoriais chegam a uma taxa mais célere, os estados do sistema de barramentos não observáveis das PMU são interpolados usando uma matriz de interpolação medições de PMU em tempo real. Entre duas amostras SCADA, se as medições de PMU trouxerem resultados com alta variabilidade, a matriz de interpolação é compensada com uma matriz de alteração de sensibilidade e os estados do sistema são estimados usando a matriz de interpolação corrigida. Foi constatado que a compensação melhora significativamente a estimação de estados.

Em 2020, empresas do setor elétrico brasileiro como a Energisa sofreram ataques cibernéticos e tiveram alguns de seus serviços suspensos por mais de uma semana (G1, 2020). Esse tipo de ameaça torna ainda mais relevantes trabalhos como os de Liang et al. (2017), que discorrem sobre ataques de injeção de dados falsos. Caso bem-sucedido, um invasor pode comprometer as medições dos sensores da rede de forma que erros não detectados sejam introduzidos nas estimativas de variáveis de estado, como ângulos e magnitudes de tensão do barramento, sendo capazes de ameaçar gravemente a segurança do sistema de energia. Com isso, há pesquisa extensa na literatura desde os primeiros trabalhos publicados, buscando estratégias de defesa básicas e avançadas contra esse tipo de ataque.

Esta revisão bibliográfica mostra o histórico da estimação de estados em sistemas elétricos

de transmissão e formas de buscar a observabilidade completa e robusta de sistemas até então. Cabe informar que apesar de diversos trabalhos terem se baseado nos sistemas-teste brasileiros propostos por Alves (2007), não foram encontradas referências na literatura sobre o uso do sistema de 107 barras para fins de estimativa de estados.

2.2 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Apesar de não ser este o foco do presente trabalho, trata-se de um tema importante e com mais publicações nos últimos anos, devido à sua complexidade distinta do estimador de estados para sistemas de transmissão.

A primeira referência na literatura à estimativa de estados em sistemas de distribuição se dá nos trabalhos de Wu (1990), 20 anos após os trabalhos iniciais em sistemas de transmissão. Essa defasagem temporal se deve às peculiaridades entre os dois tipos de sistema. A topologia de natureza malhada da transmissão é nitidamente radial na distribuição, com um número elevado de ramificações. Também é necessário notar que a maior parte dos consumidores está ligado às distribuidoras de energia e estas muitas vezes carecem de observabilidade completa do sistema.

Ainda em 1990, o trabalho de Roytelman e Shahidehpour (1993) propôs um método para estimativa de estado, este sendo limitado a redes de distribuição radiais. O método ajusta as demandas nos transformadores de média e baixa tensão, através de um processo iterativo, para acoplar o valor das correntes calculadas com os valores das medições. O problema do número reduzido de medições, é minimizado com o uso de estimativas das correntes nos transformadores da rede baseadas em curvas de carga para cada tipo de consumidor, estas definidas como pseudomedidas.

Além do número pequeno de medições em sistemas de distribuição, outro problema encontrado é o significativo desequilíbrio de carga entre as fases presente nessas redes. Para sanar esse problema, Baran e Kelley (1994) propôs um método para estimativa de estados trifásica. Nele a estimativa é feita fase a fase, com o uso do WLS adaptado para análise trifásica da rede elétrica. Dessa forma, é possível considerar o acoplamento entre as fases e também elementos bi e monofásicos na rede. Alguns anos mais tarde, o mesmo autor propõe que poucos medidores alocados estrategicamente são suficientes para restaurar a observabilidade de sistemas de distribuição (BARAN; ZHU; KELLEY, 1996).

A partir da década de 2010, é possível registrar na literatura a incorporação das PMUs em sistemas de distribuição, com o trabalho de Haughton e Heydt (2013). Neste, é proposto um algoritmo linearizado de estimativa para redes de distribuição trifásicas, com objetivo de aplicação em sistemas elétricos inteligentes.

Melo (2015) propõe um estimador harmônico para sistemas de distribuição com topologia radial utilizando um número limitado de PMUs. A metodologia se provou útil para estudos em qualidade de energia, pois proporciona, também, a estimativa de índices de distorção harmônica.

Por fim, Mingorança (2022) utiliza os resultados do estimador de estados para avaliar a estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência. Além disso, o autor discorre acerca de erros grosseiros, formas de detecção, identificação e supressão a fim de corrigi-los para manter a confiabilidade da EE. Dessa forma, garante-se que estudos de estabilidade de tensão sejam realizados na prática, ao reduzir os impactos negativos dos erros de medição.

3 METODOLOGIA UTILIZADA

O presente capítulo traz a teoria dos Mínimos Quadrados Ponderados na qual se baseia a estimativa de estados, ferramenta fundamental para o efetivo monitoramento e controle de um sistema elétrico de potência além de, claro, permitir que outras análises de redes sejam feitas, como a própria execução do fluxo de potência.

Em um primeiro momento, são abordados os tipos de medição existentes em sistemas elétricos de potência além dos erros inerentes a qualquer tipo de medição realizada por instrumento.

Em seguida é apresentada a formulação matemática que baseia o método dos Mínimos Quadrados Ponderados, recurso mais utilizado para estimativa de estados, cuja finalidade, de acordo com Mingorança (2022) é filtrar e suavizar os erros de medição.

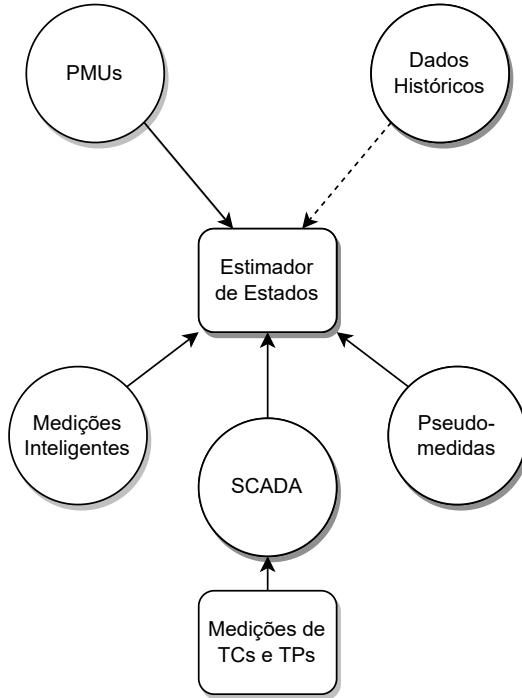
3.1 MEDIÇÕES

Segundo Ogata et al. (2010), sistemas de controle com realimentação implicam na utilização das saídas das variáveis controladas para reduzir os erros do sistema. Aplicado ao caso de estudo da operação de SEPs, a realimentação torna-se essencial, pois parte-se da premissa que, para monitorar e controlar um sistema é necessário que este seja *observável*, ou seja, saber com determinada precisão o valor real de variáveis como tensão e potências em barras ou correntes e fluxos passantes em linhas de transmissão.

Com isso, as medições de grandezas elétricas são parte fundamental para existir, de fato, monitoramento de um SEP. Dado o grande porte do SIN, é necessário alocar vários tipos de medidores em diversos locais de interesse. Com isso pressupõe-se uma arquitetura física ou virtual que contenha um sistema de conexão entre o local da medição e o centro de controle e a existência de bancos de dados para armazenagem das medições. Esse sistema são os centros de controle e aquisição de dados.

Conforme a Figura 4, alguns dos principais tipos de medição utilizadas no contexto de sistemas elétricos podem ser vistos, junto de suas descrições. A linha tracejada refere-se a dados históricos, que não são considerados medições.

Figura 4 – Fluxograma de Tipos de Medição



Fonte: Autor (2022)

3.1.1 Medições Comuns

São medições tradicionais do sistema SCADA, sem sincronismo, advindas de RTUs (Unidades de Controle Remoto), cuja classe de exatidão é $\leq 5\%$.

Permitem mensurar módulos de tensão, potência ativa e reativa em barras e também módulos de corrente, e fluxos ativos e reativos em linhas. As RTUs são conectadas através de transformadores de corrente e de potencial, respectivamente TCs e TP s e estão associadas a desvios padrões de medição que variam de 0,004 a 0,01, a depender da grandeza. As medições ocorrem, de forma geral, a cada 5 minutos, viabilizando o processamento nos centros de controle a cada 15 minutos (MELO, 2022).

3.1.2 Medições Sincronizadas

São advindas de medidores especiais denominados PMUs, que começaram a ser empregados na década de 1990. São sincronizadas via GPS e são capazes de fornecer informações sobre defasagem angular entre correntes e tensões com altos valores de exatidão ($\leq 1\%$). As grandes medidas pelas PMUs são a frequência, magnitudes e ângulos de tensão e de corrente. O fato de existir a mensuração de ângulos de forma sincronizada permite saber os fasores envolvidos num SEP. Atualmente, a taxa de amostragem das PMUs chega a 2880 amostras por segundo, o que exige um complexo trabalho de processamento e filtragem dos dados, mas também permite que o sistema seja cada vez mais monitorado em tempo real (MELO, 2022).

3.1.3 Pseudomedidas

Em sistemas de distribuição, devido à não praticidade econômica e técnica de haver dispositivos de medição em todas as barras da rede, muitas vezes recorre-se à informações *a priori*. Essas são definidas por Muscas et al. (2014) como dados associados ao histórico de faturas e à previsão de consumo de variados consumidores de classes comerciais e residenciais obtidos pelos centros de controle. Essas medições são tipicamente dados médios de potência ativa e reativa e estão associadas a uma imprecisão de até 50%.

Dentre essas, existem as medições virtuais, que tem maior acurácia e representam, por exemplo, injeções de potência nula que estão associadas a barras da rede que não possuem carga nem geração (KORRES, 2010).

3.1.4 Medições inteligentes

São advindas de IEDs (Dispositivos Eletrônicos Inteligentes) e sua aplicação se dá em redes de baixa tensão, idealmente próximas a consumidores. Tem taxa de amostragem comumente em torno de 15 minutos e permitem avaliar a variação da carga ou geração diária, apesar de não terem exatidão comparável às das PMUs (MELO, 2022).

3.2 ERROS DE MEDIÇÃO

Discutidos os possíveis tipos de medição existentes em sistemas elétricos de potência, é necessário introduzir os erros aos quais todo tipo de instrumentação está sujeito. Na próxima seção serão abordadas as finalidades das medições discutidas e também a influência dos erros associados a elas.

3.2.1 Erros Aleatórios

De acordo com Mingorança (2022), os erros aleatórios são estatisticamente pequenos, ou seja, $\leq 5\%$ (para PMUs obrigatoriamente $\leq 1\%$ devido a norma IEEE C37.118). Podem ser confundidos com ruídos devido à imprecisão dos equipamentos e do sistema de comunicação. Podem ser modelados como uma distribuição gaussiana de média zero e desvio padrão relacionado à classe de exatidão dos medidores.

3.2.2 Erros de Parâmetro

São erros importantes para se considerar em casos de implementação do estimador em tempo real. Fatores como a impedância, por exemplo, variam em função da temperatura, pressão e outras condições ambientais, podendo ocasionar erros de modelagem, caso as variações não sejam previstas matemática e computacionalmente. Podem ser ajustados mediante curvas de calibração paramétricas (ZELINGHER et al., 2006).

3.2.3 Erros Grosseiros

Os erros grosseiros são definidos por Melo (2022) como erros sistemáticos e de escala maior que os aleatórios. São resultantes de má calibração de sensores, falhas do sistema de comunicação, distúrbios eletromagnéticos ou até mesmo ataques cibernéticos. Não possuem distribuição definida e podem alterar significativamente o restante da medição de um sistema. Erros superiores a 5% são tratados na literatura como grosseiros.

3.2.4 Erros de Topologia

Os erros topológicos tem incidência quando variações físicas da rede, como a ligação de componentes em subestações ou o estado operativo de elementos da rede falham em ser comunicadas ao centro de controle (MINGORANÇA, 2022).

3.3 MÍNIMOS QUADRADOS PONDERADOS

O método dos Mínimos Quadrados Ponderados (MQP), também conhecido como Regressão Linear Ponderada é uma generalização dos Mínimos Quadrados Ordinários (MQO) e um caso especial dos Mínimos Quadrados Generalizados (MQG), no qual a variância de cada observação é incorporada à regressão.

Este método é um dos mais implementados em salas de controle a fim de estimar estados de operação em sistemas elétricos de potência, pois os erros inerentes às medições são independentes e não necessariamente são identicamente distribuídos, impossibilitando o emprego do MQG. Além disso, o MQP é de fácil implementação computacional.

Seja K o conjunto de barras de um sistema. De acordo com Monticelli (1983), as potências ativa e reativa em uma barra k podem ser descritas pelas equações (3.1) e (3.2). Os fluxos de potência passantes em uma linha de transmissão entre as barras k e m são evidenciados pelas equações (3.3) e (3.4). Por fim, a magnitude da corrente nessa mesma linha pode ser descrita através da equação (3.5).

$$P_k = V_k \cdot \sum_{m \in K} V_m \cdot (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sin(\theta_{km})) \quad (3.1)$$

$$Q_k = V_k \cdot \sum_{m \in K} V_m \cdot (G_{km} \sin(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) \quad (3.2)$$

$$P_{km} = V_k^2 \cdot (G_{kk} + G_{km}) - V_k V_m \cdot (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sin(\theta_{km})) \quad (3.3)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 \cdot (B_{kk} + B_{km}) + V_k V_m \cdot (G_{km} \sin(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) \quad (3.4)$$

$$I_{km} = \frac{\sqrt{P_{km}^2 + Q_{km}^2}}{V_k} \quad (3.5)$$

Na formulação descrita, os termos G_{km} e B_{km} são, respectivamente, a condutância e a susceptância da linha de transmissão, enquanto a defasagem angular entre duas barras é dada pela equação (3.6).

$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m \quad (3.6)$$

Assumindo um sistema com um número N_b de barras e um vetor de medições \mathbf{z} representado na equação (3.7), designamos um vetor de variáveis de estado a ser estimado de acordo com a equação (3.8).

$$\mathbf{z}^T = [V_k, \dots, \theta_k, \dots, P_k, \dots, Q_k, \dots, P_{km}, \dots, Q_{km}, \dots, I_{km}, \dots, \delta_{km}] \quad (3.7)$$

$$\hat{\mathbf{x}}^T = [\theta_2, \theta_3, \dots, \theta_{N_b}, V_1, V_2, \dots, V_{N_b}] \quad (3.8)$$

Com isso, estão determinadas as variáveis de estado (módulos e ângulos de fase da tensão) e os tipos de medição já descritos. A partir disso, torna-se necessário estabelecer o algoritmo de cálculo das medições em função das variáveis de estado. Para tal, são utilizadas as derivadas parciais das medições em relação às variáveis para a aplicação do MQP.

O método MQP fundamentalmente visa minimizar o somatório das diferenças quadráticas ponderadas. De acordo com Melo (2022), a função objetivo $J(\hat{\mathbf{x}})$ a ser minimizada é descrita pela equação (3.9).

$$J(\hat{\mathbf{x}}) = \frac{1}{2} \cdot \sum_{i=1}^m \left(\frac{z_i - \phi_i(\hat{\mathbf{x}})}{\sigma_i} \right)^2 \quad (3.9)$$

Na equação (3.9), o termo $\phi_i(\hat{\mathbf{x}})$ faz menção a uma função não linear que relaciona o vetor de medições \mathbf{z} ao vetor de variáveis de estado. O modelo para o vetor \mathbf{z} é o valor estimado mais provável somado a um erro aleatório de distribuição gaussiana, cuja média é zero e tem desvio padrão conhecido, segundo a equação (3.10).

$$\mathbf{z} = \phi(\hat{\mathbf{x}}) + \boldsymbol{\varepsilon}(\mathbf{0}, \sigma) \quad (3.10)$$

A função objetivo (3.9) também pode ser representada de forma matricial, conforme a equação (3.11).

$$J(\hat{\mathbf{x}}) = [\mathbf{z} - \phi(\hat{\mathbf{x}})]^T \cdot \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \phi(\hat{\mathbf{x}})] \quad (3.11)$$

Na equação descrita, a matriz \mathbf{R} é diagonal e é composta das variâncias relacionadas aos erros aleatórios de medição conforme mostrado na equação (3.12).

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & \sigma_m^2 \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Como a finalidade do MQP é minimizar a função $J(\hat{\mathbf{x}})$, é essencial o cálculo das derivadas parciais de primeira ordem em relação à cada variável de estado para atender às condições de optimalidade de primeira ordem. De acordo com Melo (2022), as derivadas parciais são obtidas de acordo com a equação (3.13).

$$g(\hat{\mathbf{x}}) = \frac{dJ(\hat{\mathbf{x}})}{d\mathbf{x}} = -[\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})]^T \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdots [\mathbf{z} - \phi(\hat{\mathbf{x}})] = 0 \quad (3.13)$$

A matriz \mathbf{H} explicitada é a matriz jacobiana das medições em relação às variáveis de estado, sendo composta pelas derivadas parciais de ϕ_i referentes a cada medição e possuindo dimensão $m \times n$ conforme equação (3.14).

$$\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}) = \frac{d\phi(\hat{\mathbf{x}})}{d\hat{\mathbf{x}}} \quad (3.14)$$

Para resolver o conjunto de equações presente, é ideal expandir a função $g(\hat{\mathbf{x}})$ em séries de Taylor até o termo de primeira ordem ao redor da solução $\hat{\mathbf{x}}^{it}$, obtida em uma iteração it como mostrado na equação (3.15). O processo iterativo parte da inicialização das variáveis que, tal como o fluxo de potência tradicional resolvido via Newton-Raphson, adota 1 pu para módulos de tensão e 0 para ângulos de fase.

$$g(\hat{\mathbf{x}}) = \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}^{it}) + \mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}}^{it})(\hat{\mathbf{x}} - \hat{\mathbf{x}}^{it}) + \dots = \mathbf{0} \quad (3.15)$$

Ignorando os termos de ordens superiores, pois os mesmos apresentam ordens de grandeza quase inexpressivas em relação aos de primeira ordem, existem as relações dadas pelas equações (3.16) e (3.17).

$$\hat{\mathbf{x}}^{it+1} = \hat{\mathbf{x}}^{it} + [\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}}^{it})]^{-1} \cdot \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}^{it}) \quad (3.16)$$

$$g(\hat{\mathbf{x}}^{it}) = -[\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}^{it})]^T \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot [\mathbf{z} - \phi(\hat{\mathbf{x}})] \quad (3.17)$$

A matriz ganho $\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}}^{it})$ pode ser escrita conforme a equação (3.18).

$$\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}}^{it}) = \frac{d\mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}})}{d\hat{\mathbf{x}}} = [\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}^{it})]^T \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot [\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}^{it})] \quad (3.18)$$

A partir da solução via Gauss-Newton, o vetor de variáveis de estado pode ser calculado a cada iteração através da equação (3.19), que é o conjunto de equações normais.

$$\hat{\mathbf{x}}^{it+1} = \hat{\mathbf{x}}^{it} + [\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}}^{it})]^{-1} \cdot [\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}^{it})]^T \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot [\mathbf{z} - \phi(\hat{\mathbf{x}})] \quad (3.19)$$

A solução é obtida iterativamente a partir da definição prévia da matriz jacobiana \mathbf{H} , a matriz de variâncias \mathbf{R} e os vetor de medições \mathbf{z} , até que o erro ou tolerância a seguir seja menor que um valor especificado conforme mostrado na equação (3.20)

$$\Delta\mathbf{x}^{it} = \mathbf{x}^{it+1} - \mathbf{x}^{it} \quad (3.20)$$

O valor de tolerância é comumente adotado como $\Delta x^{it} < 0.001$ e, em geral, pode ser obtido em até 3 iterações.

A matriz jacobiana \mathbf{H} , como dito anteriormente, é composta pelas derivadas parciais de diferentes medições em relação aos módulos e ângulos de fase das tensões em todas as barras do sistema que se deseja monitorar. Geralmente, tem-se 8 grandezas com interesse de mensurar: módulo (V_k) e ângulo de fase (θ_k) de uma tensão nodal, potência ativa (P_k) e reativa (Q_k) em uma barra k , módulo (I_{km}) e ângulo de fase (δ_{km}) de uma corrente ramal e fluxos passantes ativos (P_{km}) e reativos (Q_{km}) em uma linha km . Com base nas 8 medidas de interesse, existem 16 submatrizes dadas pelos conjuntos de derivadas parciais como mostrado na equação (3.21).

$$\mathbf{H} = \begin{bmatrix} \frac{dV_k}{dV} & \frac{dV_k}{d\theta} \\ \frac{d\theta_k}{dV} & \frac{d\theta_k}{d\theta} \\ \frac{dP_k}{dV} & \frac{dP_k}{d\theta} \\ \frac{dQ_k}{dV} & \frac{dQ_k}{d\theta} \\ \frac{dI_{km}}{dV} & \frac{dI_{km}}{d\theta} \\ \frac{d\delta_{km}}{dV} & \frac{d\delta_{km}}{d\theta} \\ \frac{dP_{km}}{dV} & \frac{dP_{km}}{d\theta} \\ \frac{dQ_{km}}{dV} & \frac{dQ_{km}}{d\theta} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

As derivadas de primeira ordem de cada submatriz serão explicitadas a seguir.

- As derivadas parciais da medição do módulo da tensão nodal em uma barra, dada pela equação (3.1), estão presentes na equação (3.22).

$$\begin{aligned} \frac{dV_k}{dV_k} &= 1 \\ \frac{dV_k}{dV_m} &= 0 \\ \frac{dV_k}{d\theta_k} &= 0 \\ \frac{dV_k}{d\theta_m} &= 0 \end{aligned} \quad (3.22)$$

- Na equação (3.23) as derivadas parciais da medição do ângulo de fase da tensão nodal em uma barra:

$$\begin{aligned} \frac{d\theta_k}{dV_k} &= 0 \\ \frac{d\theta_k}{dV_m} &= 0 \\ \frac{d\theta_k}{d\theta_k} &= 1 \\ \frac{d\theta_k}{d\theta_m} &= 0 \end{aligned} \quad (3.23)$$

- Derivadas parciais da medição de potência ativa em uma barra, na equação (3.24):

$$\begin{aligned}
 \frac{dP_k}{dV_k} &= \sum_{m \in K} V_m \cdot (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sin(\theta_{km})) - V_k G_{kk} \\
 \frac{dP_k}{dV_m} &= V_k \cdot (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sin(\theta_{km})) \\
 \frac{dP_k}{d\theta_k} &= \sum_{m \in K} V_k V_m \cdot (-G_{km} \sin(\theta_{km}) + B_{km} \cos(\theta_{km})) - V_k^2 B_{kk} \\
 \frac{dP_k}{d\theta_m} &= V_k V_m \cdot (G_{km} \sin(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km}))
 \end{aligned} \tag{3.24}$$

- Na equação (3.25) constam as derivadas parciais da medição de potência reativa em uma barra.

$$\begin{aligned}
 \frac{dQ_k}{dV_k} &= \sum_{m \in K} V_m \cdot (G_{km} \sin(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) - V_k B_{kk} \\
 \frac{dQ_k}{dV_m} &= V_k \cdot (G_{km} \sin(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) \\
 \frac{dQ_k}{d\theta_k} &= \sum_{m \in K} V_k V_m \cdot (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sin(\theta_{km})) - V_k^2 G_{kk} \\
 \frac{dQ_k}{d\theta_m} &= V_k V_m \cdot (-G_{km} \cos(\theta_{km}) - B_{km} \sin(\theta_{km}))
 \end{aligned} \tag{3.25}$$

- Derivadas parciais da medição do módulo de corrente ramal em uma linha entre as barras k e m , na equação (3.26).

$$\begin{aligned}
 \frac{dI_{km}}{dV_k} &= \frac{A \cdot V_k + C \cdot V_m}{\sqrt{E}} \\
 \frac{dI_{km}}{dV_m} &= \frac{A \cdot V_k + C \cdot V_m}{\sqrt{E}} \\
 \frac{dI_{km}}{d\theta_k} &= \frac{V_k V_m \cdot D}{\sqrt{E}} \\
 \frac{dI_{km}}{d\theta_m} &= -\frac{V_k V_m \cdot D}{\sqrt{E}}
 \end{aligned} \tag{3.26}$$

- Na equação (3.27) estão as derivadas parciais da medição do ângulo de corrente ramal em uma linha entre as barras k e m .

$$\begin{aligned}
 \frac{d\delta_{km}}{dV_k} &= \frac{D \cdot V_m}{E} \\
 \frac{d\delta_{km}}{dV_m} &= \frac{D \cdot V_k}{E} \\
 \frac{d\delta_{km}}{d\theta_k} &= \frac{A \cdot V_k^2 + C \cdot V_k V_m}{E} \\
 \frac{d\delta_{km}}{d\theta_m} &= \frac{B \cdot V_k^2 + C \cdot V_k V_m}{E}
 \end{aligned} \tag{3.27}$$

- Derivadas parciais da medição de fluxo de potência ativo em uma linha entre as barras k e m constam na equação (3.28).

$$\begin{aligned}
 \frac{dP_{km}}{dV_k} &= -V_m \cdot (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sin(\theta_{km})) + 2V_k \cdot (G_{km} + G_{kk}) \\
 \frac{dP_{km}}{dV_m} &= -V_k \cdot (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sin(\theta_{km})) \\
 \frac{dP_{km}}{d\theta_k} &= V_k V_m \cdot (G_{km} \sin(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) \\
 \frac{dP_{km}}{d\theta_m} &= -V_k V_m \cdot (G_{km} \sin(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km}))
 \end{aligned} \tag{3.28}$$

- Na equação (3.29) estão as derivadas parciais da medição de fluxo de potência reativo em uma linha entre as barras k e m .

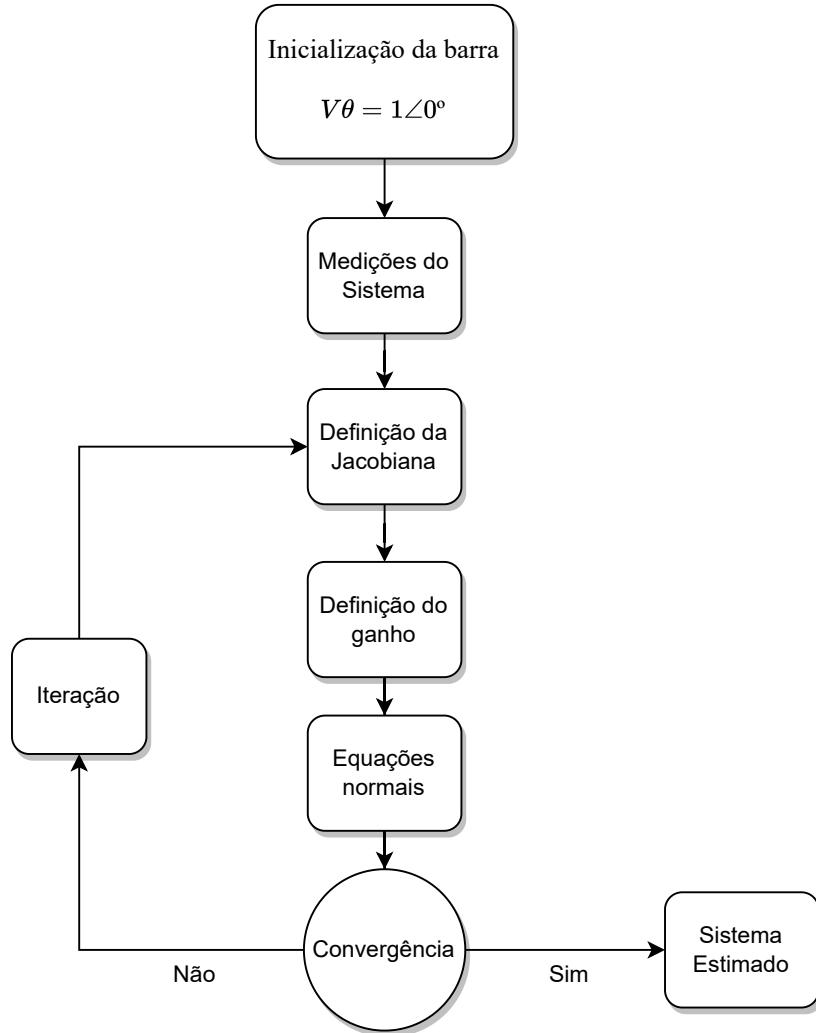
$$\begin{aligned}
 \frac{dQ_{km}}{dV_k} &= -V_m \cdot (-G_{km} \sin(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) - 2V_k \cdot (B_{km} + B_{kk}) \\
 \frac{dQ_{km}}{dV_m} &= -V_k \cdot (G_{km} \sin(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) \\
 \frac{dQ_{km}}{d\theta_k} &= -V_k V_m \cdot (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sin(\theta_{km})) \\
 \frac{dQ_{km}}{d\theta_m} &= V_k V_m \cdot (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sin(\theta_{km}))
 \end{aligned} \tag{3.29}$$

Os termos A, B, C, D e E presentes nas equações (3.26) e (3.27) referentes às derivadas parciais das medições de módulo e ângulo de fase das correntes são definidos na equação (3.30).

$$\begin{aligned}
 A &= (G_{km} + G_{kk})^2 + (B_{km} + B_{kk})^2 \\
 B &= G_{km}^2 + B_{km}^2 \\
 C &= (B_{km} + B_{kk})(G_{km} \sin(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) - \\
 &\quad (G_{km} + G_{kk})(G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sin(\theta_{km})) \\
 D &= (G_{km} + G_{kk})(G_{km} \sin(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) - \\
 &\quad (B_{km} + B_{kk})(G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sin(\theta_{km})) \\
 E &= A \cdot V_k^2 + B \cdot V_m^2 + 2C \cdot V_k V_m
 \end{aligned} \tag{3.30}$$

De forma visual, podemos representar o algoritmo do MQP aplicado à estimativa de estados em sistemas elétricos de potência no fluxograma da Figura 5.

Figura 5 – Fluxograma da Estimação de Estados



Fonte: Autor (2022)

3.4 ALOCAÇÃO DE PMUs

O custo financeiro de medidores fasoriais sincronizados é significativamente maior quando comparado a medidores tradicionais (MELO, 2022). Somado a isso, o elevado valor envolvido na implementação de um sistema de medição de área extensa (tradução livre de WAMS, *Wide-Area Measurement System*) para observabilidade completa de um SEP, torna importante a alocação estratégica de PMUs (RATHER et al., 2014).

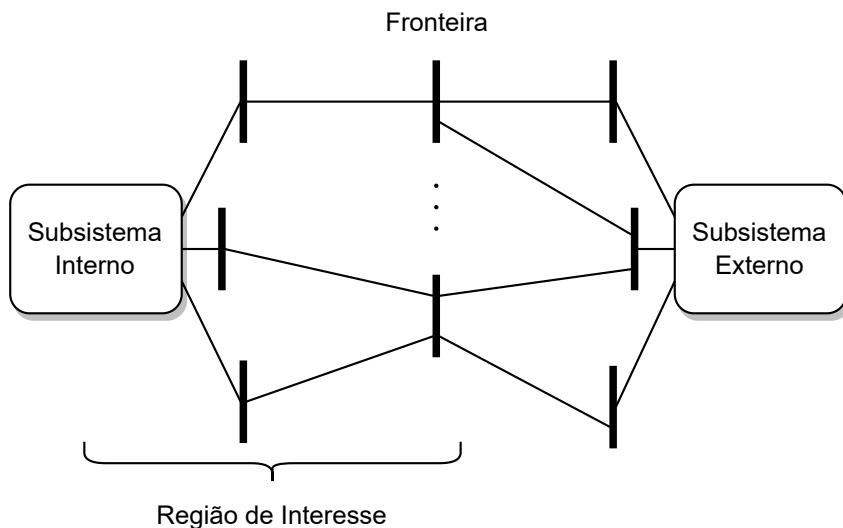
Como cada PMU pode determinar mais de um estado do sistema, não é necessária a instalação desses medidores em todas as barras de uma rede para que esta seja completamente observável (AZIZI et al., 2012). Com a não necessidade de instalação de PMUs em todas as barras, há diversas referências na literatura acerca da alocação ótima de PMUs para observabilidade de um sistema, como por exemplo através das árvores geradoras de grafos de sistemas de potência (NUQUI, R.; PHADKE, A., 2005).

No entanto, a alocação de PMUs no sistema de 107 barras (caso de estudo principal deste trabalho) foi determinada sem o uso de algoritmos computacionais. Essa escolha se baseou no conceito de Equivalentes Externos de sistemas elétricos. Atualmente o SIN possui mais de 10.000 barras operando em tempo real. No entanto, de forma geral, o operador não dispõe de informações atualizadas sobre a topologia da rede, que em muitos casos possui barras não monitoradas.

Dessa forma, nem sempre é de interesse dos centros de controle representar o sistema em sua totalidade, optando-se pelo uso de sistemas equivalentes, como o próprio sistema-teste brasileiro de 107 barras. Com o devido conhecimento da topologia interna de interesse, a delimitação de uma fronteira e a representação aproximada da topologia externa, é possível avaliar a influência do sistema externo na rede de interesse (MONTICELLI, 1983).

A Figura 6 mostra um sistema elétrico subdividido nas três partes descritas: sistema interno, fronteira e sistema externo.

Figura 6 – Decomposição de um Sistema Elétrico



Fonte: Autor (2022)

Através da inspeção visual do diagrama presente na Figura 8 e considerando o exposto sobre equivalentes de sistemas, foi arbitrado que as quatro PMUs presentes na rede devem ser instaladas nas barras de interligação entre os subsistemas.

Estas barras são Itumbiara (225) e Rio Verde (231), que interligam as regiões Sudeste e Mato Grosso e as barras Bateias (895) e Ibiúna (122) que conectam as regiões Sudeste e Sul.

3.5 SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

Existem diversas simulações estatísticas, sendo a maioria delas referidas como Simulações ou Método de Monte Carlo (MMC), apesar dessas serem relacionadas apenas a processos inteiramente randômicos em todos seus aspectos (ALLAN et al., 2013).

O padrão de comportamento do sistema de 107 barras utilizado no trabalho será diferente a cada instante, se monitorado em tempo real, mesmo que não haja mudança na carga ou na geração. Isso se deve à natureza variante, por exemplo, dos valores de impedância das linhas de transmissão, devido à fatores ambientais. Aliado a isso, em um centro de controle os valores de tensão, de potências e de correntes nas barras e linhas também será distinto, devido aos erros aleatórios envolvidos nas medições das grandezas.

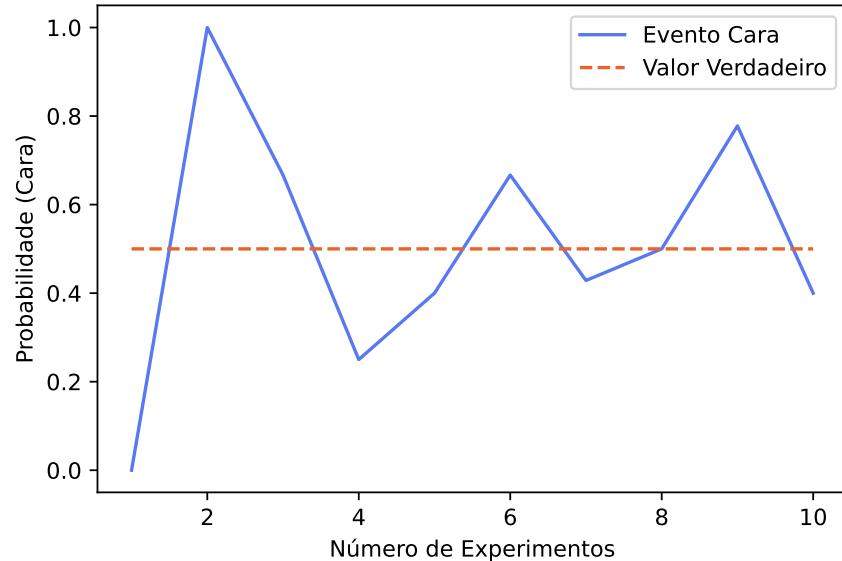
Dessa forma, a utilização de simulações estatísticas como a SMC servem para predizer o valor verdadeiro mais provável dos diferentes padrões de comportamento de um mesmo sistema (ALLAN et al., 2013). Esses conceitos podem ser exemplificados pelo experimento do lançamento de uma moeda. Os espaço amostral ou universo desse experimento é dado pelo conjunto $S = \{\text{Cara, Coroa}\}$. A probabilidade do evento Cara (H) ocorrer em um número N de experimentos pode ser descrito pela equação (3.31).

$$P(\text{Cara}) = \lim_{N \rightarrow \infty} \left\{ \frac{H}{N} \right\} \quad (3.31)$$

Ao realizar-se o experimento 10 vezes, é possível visualizar os resultados na Figura 7. A Tabela 1 mostra que os erros diminuem com o aumento dos experimentos envolvendo números aleatórios. Assim, é possível concluir que:

- Embora seja conhecida a probabilidade do evento Cara ($P = 0.5$), um número baixo de experimentos não necessariamente reflete o valor verdadeiro.
- A quantidade de eventos oscila em torno do valor verdadeiro ao aumentar-se o número de experimentos.
- Apesar do valor verdadeiro ocorrer no oitavo experimento, em um sistema real este valor pode não ser conhecido.

Figura 7 – Probabilidade do evento Cara



Fonte: Autor (2022)

Tabela 1 – Erros na Simulação de Monte Carlo - Lançamento de Moedas

Lançamentos	Eventos Cara	Probabilidade Cara	Diferença do Valor Verdadeiro
1	0	0	100,00%
10	7	0,7	40,00%
100	44	0,44	12,00%
1.000	497	0,497	0,60%
10.000	5001	0,5001	0,02%

Fonte: Autor (2022)

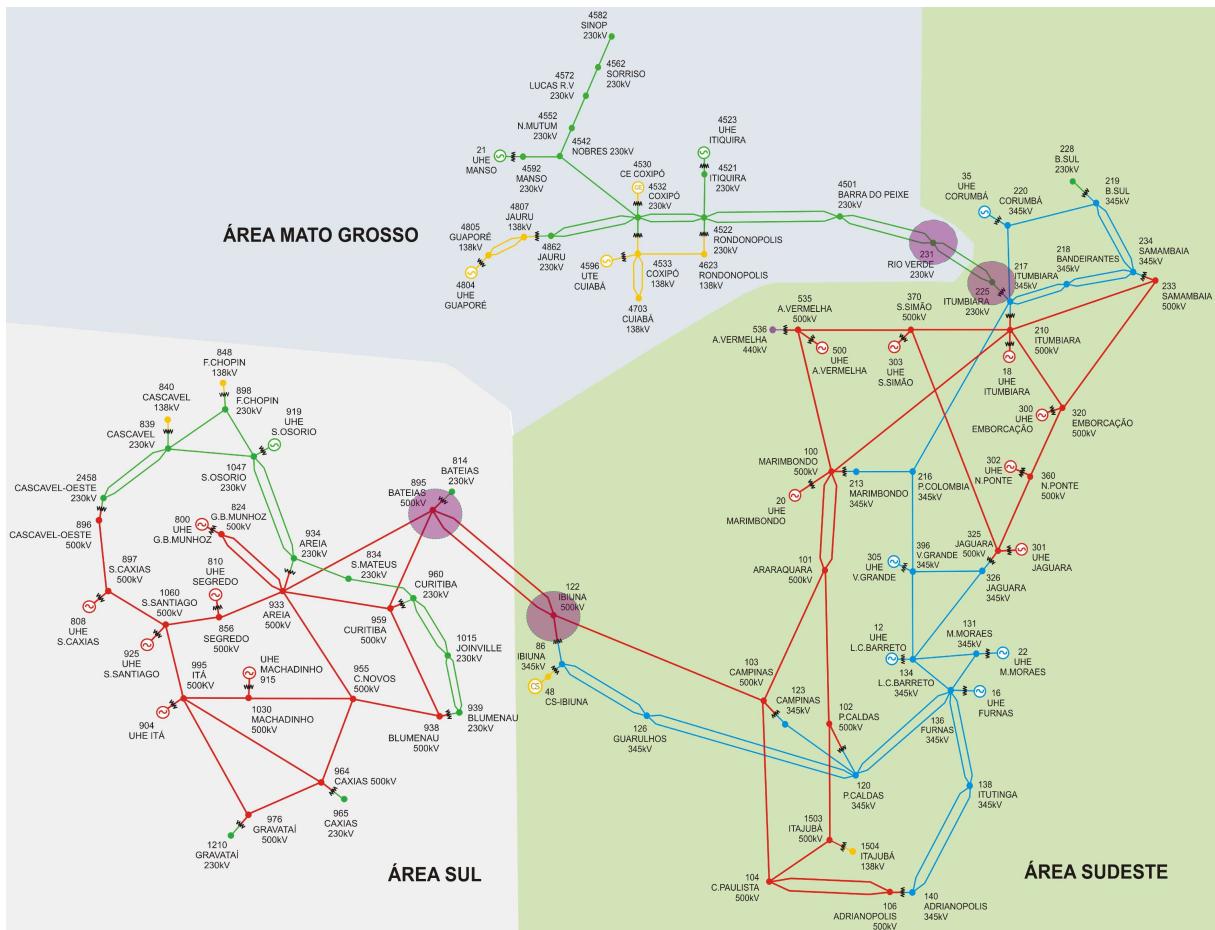
Dessa forma, o Método de Monte Carlo serve para simular diferentes experimentos aleatórios com resultados desconhecidos e, através de um número suficiente de amostras, encontrar o valor mais próximo do verdadeiro para um sistema real.

É importante notar que os centros de controle não utilizam o MMC, pois estes operam e monitoram o sistema elétrico em tempo real. No entanto, o MMC aplicado neste trabalho tem o intuito de validar estatisticamente o estimador de estados e as configurações de medidores propostas.

4 RESULTADOS

Nesta seção são evidenciados os resultados advindos da aplicação da metodologia em uma rede de transmissão que representa o sistema elétrico brasileiro, consistindo das regiões Sudeste, Mato Grosso e Sul, denominada como sistema de 107 barras no decorrer deste trabalho. A rede contém, além das 107 barras, 25 geradores, 104 linhas, 67 transformadores e 40 cargas. Na modelagem computacional das cargas foi atribuído um fator de carregamento de duas vezes, de forma a considerar um sistema a plena carga. A rede foi completamente modelada com o uso da biblioteca de análise de sistemas de potência *pandapower* da linguagem de programação *python* e seus dados estão presentes no Apêndice B. Na Figura 8 está representado o sistema-teste brasileiro de 107 barras. As áreas sombreadas em roxo representam as barras do sistema nas quais foram instaladas as PMUs. O sistema de 107 barras também consta no Apêndice A.

Figura 8 – Sistema Elétrico Teste Brasileiro de 107 barras - Com PMUs



Fonte: Adaptado de Alves (2007)

A partir do sistema, foram realizadas análises em três cenários distintos, que foram validados individualmente através do Método de Monte Carlo em 4 diferentes execuções: a primeira com 50 simulações, a segunda com 500 simulações e a terceira com 1.000 e a última com 10.000 simulações. Os três cenários distintos são descritos a seguir e a Tabela 2 informa a quantidade de medidores alocados por cenário e a grandeza associada a cada um.

- Cenário 1: Sistema provido apenas de medições SCADA;
 - Cenário 2: Sistema provido de medições SCADA sem redundância de medições de PMUs;
 - Cenário 3: Sistema provido de medições SCADA com redundância de medições de PMUs.

Tabela 2 – Alocação de Medidores por Cenário

	SCADA (V_k)	SCADA (P_k e Q_k)	PMU (V_k)	PMU (P_k e Q_k)	PMU (P_{km} e Q_{km})	Total
Cenário 1	107	214	0	0	0	321
Cenário 2	103	206	4	8	30	351
Cenário 3	107	214	4	8	30	363

Fonte: Autor (2022)

É importante, ainda, destacar que as medidas SCADA são sempre referentes à medições das magnitudes de tensão (V_k), de potência ativa (P_k) e de potência reativa (Q_k) em cada barra do sistema teste de 107 barras. Já as PMUs coletam, além das magnitudes de potência, os ângulos das tensões (θ_k) e os valores de fluxos passantes (P_{km} e Q_{km}) nas linhas de transmissão cuja origem ou destino são as barras de interconexão entre subsistemas.

O algoritmo 1 foi elaborado para explicar de forma simples e objetiva a criação de uma rede e as análises que podem ser realizadas através do *pandapower*.

Algoritmo 1 Pseudocódigo - Criação de uma rede no *pandapower*

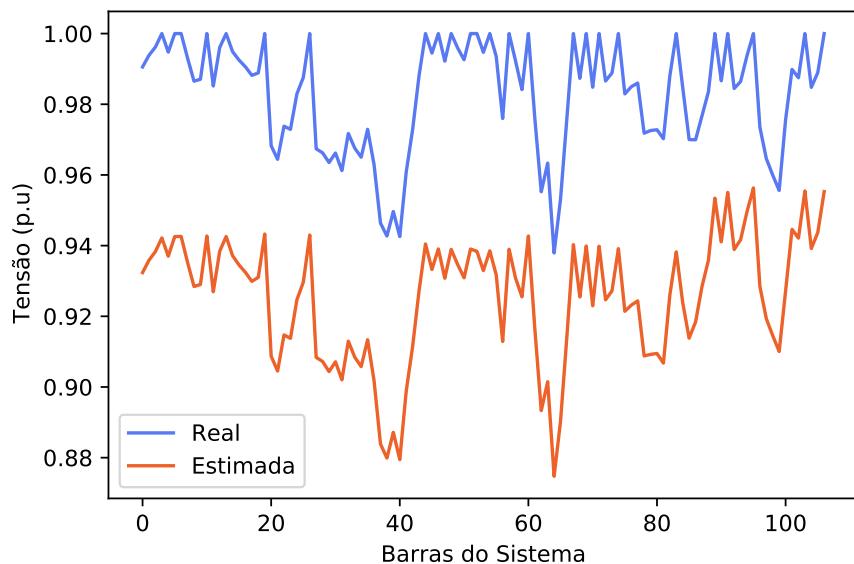
Ao final do trabalho, no Apêndice C, pode ser vista uma implementação simples do pseudocódigo, em um sistema didático de 3 barras desenvolvido pelo autor.

4.1 CENÁRIO 1: MEDIÇÕES SCADA

Considerando a primeira configuração de medidores, estes envolvendo apenas as medições comuns de dados para o sistema SCADA de um centro de controle e sujeitos a erros de $\pm 5\%$, tem-se o resultado do estimador de estados para as magnitudes de tensão na Figura 9.

Pode-se notar que, apesar do deslocamento vertical entre as curvas, a estimativa de estados segue a tendência do valor real das tensões, que é obtido pela execução do fluxo de potência do sistema de 107 barras.

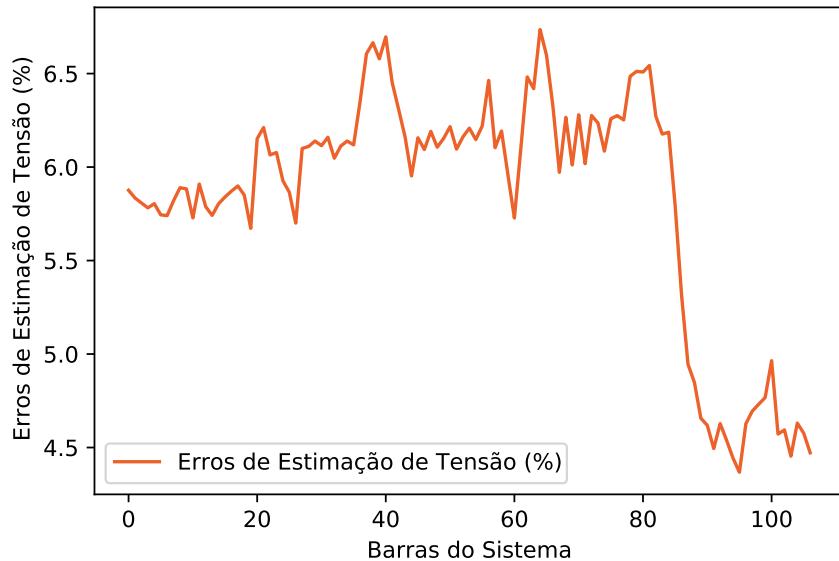
Figura 9 – Cenário 1: Tensões reais e estimadas por barra do sistema



Fonte: Autor (2022)

Os módulos dos erros da estimação de estados das tensões são mostrados na Figura 10. É possível notar que o maior erro é de 6,74% na barra de índice 64, equivalente à barra 140 na região Adrianópolis.

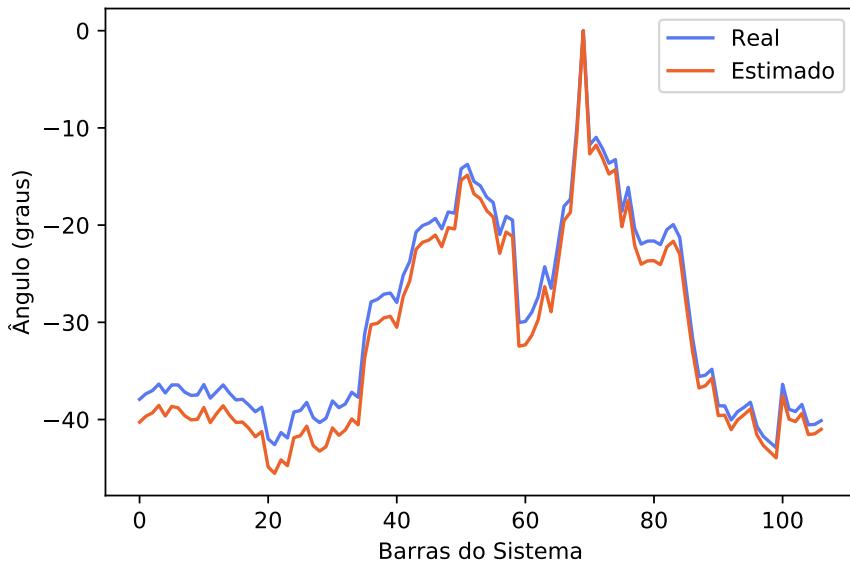
Figura 10 – Cenário 1: Erros de estimação de tensão por barra do sistema



Fonte: Autor (2022)

A Figura 11 apresenta o resultado do estimador de estados para os ângulos das tensões.

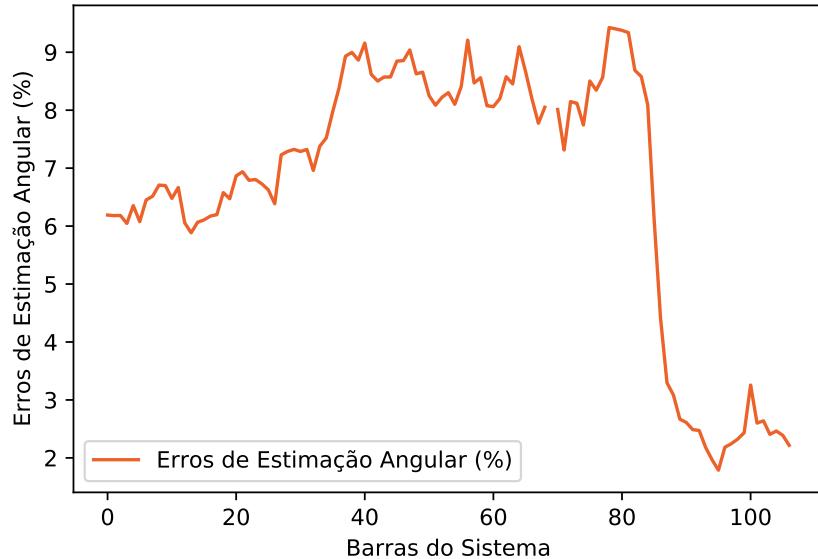
Figura 11 – Cenário 1: Ângulos reais e estimados por barra do sistema



Fonte: Autor (2022)

A Figura 12 mostra que o maior erro de estimação angular se dá na barra 78 (218 - Bandeirantes) e é de 9,43%. Há uma descontinuidade na curva, presente na barra 69 (12 - Luiz Carlos Barreto), que se deve ao fato de essa barra ser a barra $V\theta$ de referência angular do sistema, ou seja, tem ângulo de fase 0°.

Figura 12 – Cenário 1: Erros de estimação angular por barra do sistema



Fonte: Autor (2022)

4.1.1 Cenário 1: Simulação de Monte Carlo

Como mencionado, a cada nova execução do estimador de estados, os valores dos erros de estimação para cada barra podem mudar significativamente. Dessa forma, a Tabela 3 foi elaborada para possibilitar identificar um padrão de erros que se aproxime do valor real deste.

Foram realizadas 50, 500, 1.000 e 10.000 replicações de simulações de Monte Carlo, respectivamente. Além disso, consta o tempo de execução, em segundos, para cada número de replicações. Todas as simulações foram realizadas no ambiente *Google Colaboratory* para padronizar o tempo de execução dos códigos e possibilitar otimizações independentes de configurações de hardware.

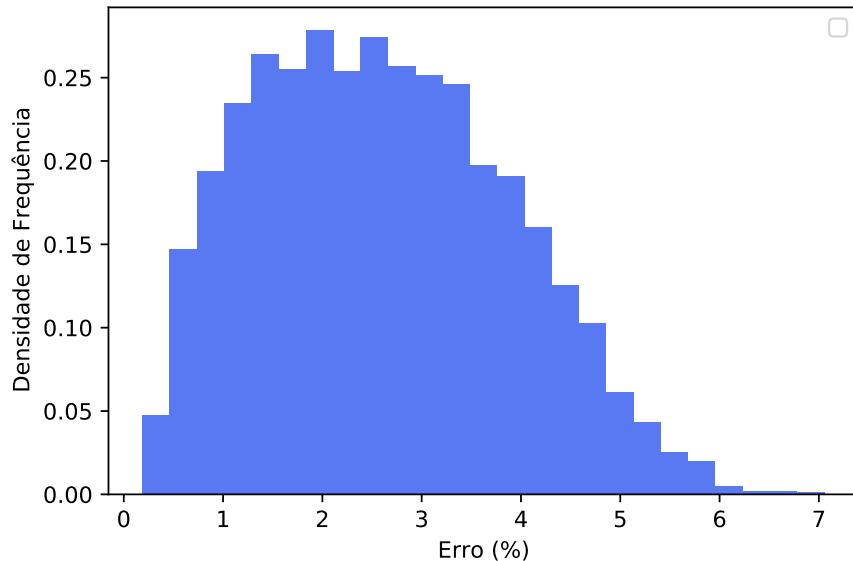
Tabela 3 – Cenário 1: Erros na Simulação de Monte Carlo

Execuções	Maior Erro	Média dos Erros	Tempo de Execução (s)
50	5,03%	2,73%	59
500	6,15%	2,64%	503
1.000	7,01%	2,64%	979
10.000	7,05%	2,61%	9840

Fonte: Autor (2022)

Pode ser notado que o erro de estimação de tensão em 10.000 replicações de simulações lentamente se aproxima de uma distribuição Gaussiana tendo em vista os erros aleatórios das medições, como mostrado na Figura 13.

Figura 13 – Cenário 1: Distribuição dos Erros da estimação de tensão



Fonte: Autor (2022)

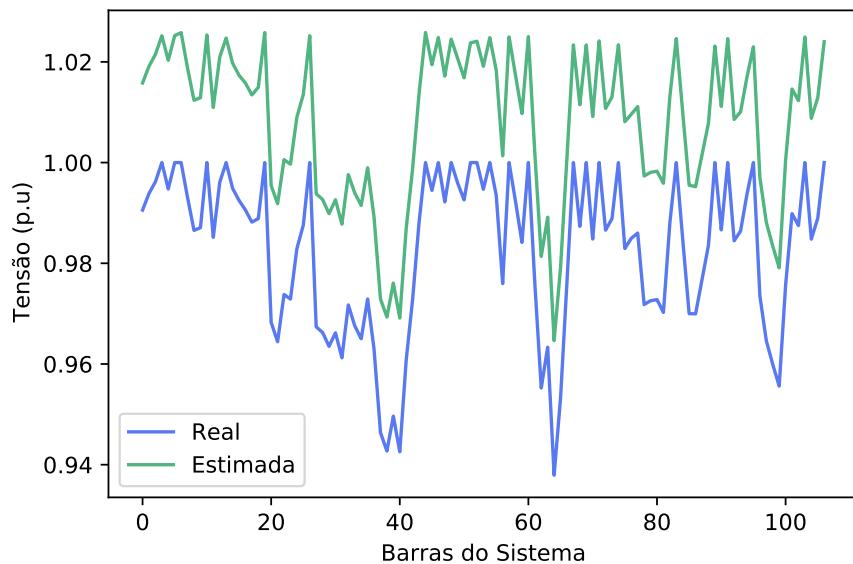
4.2 CENÁRIO 2: MEDIÇÕES SCADA SEM REDUNDÂNCIA DE MEDIÇÕES DE PMUs

Resultados para a estimação de estados no sistema de 107 barras com substituição dos medidores SCADA por PMUs nas barras de Itumbiara (225), Rio Verde (231), Bateias (895) e Ibiúna (122) estão presentes na Figura 14.

Além disso, com a implementação das PMUs nas barras supracitadas, também passa-se a ter medições dos fluxos de potência ativa e reativa passantes em todas as linhas de transmissão cuja origem ou destino são as barras de interconexão entre subsistemas, ou seja, as linhas 12 (Ibiúna - Campinas), 40 e 41 (Itumbiara - Rio Verde), 42 e 43 (Rio Verde - Barra do Peixe), 62 e 63 (Bateias - Ibiúna), 66 (Bateias - Areia), 76 (Bateias - Curitiba), 106 e 107 (Ibiúna - Ibiúna), 121 e 122 (Itumbiara - Itumbiara) e 136 e 137 (Bateias - Bateias).

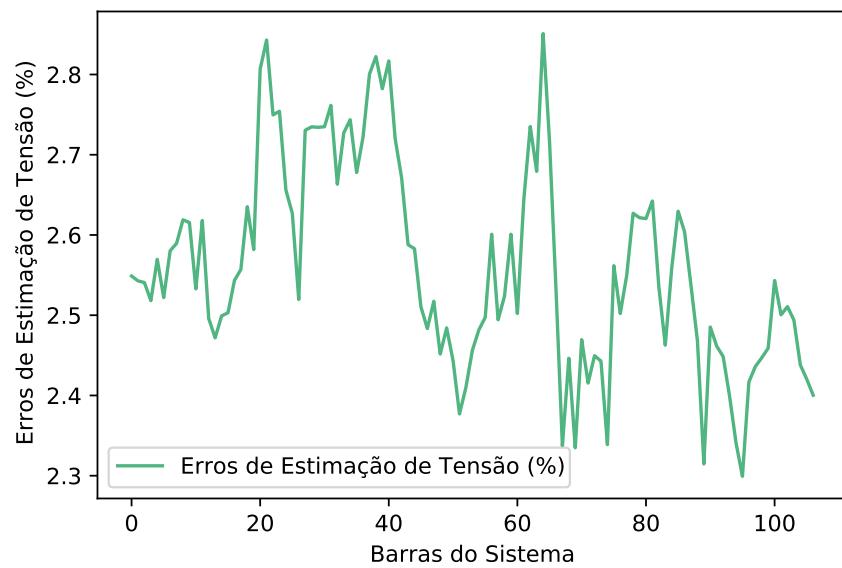
Com base na Figura 15, é possível notar que o maior erro de estimação de tensão é de 2,85% e se encontra na barra de índice 64. É interessante notar que esta também foi a barra na qual se apresentou o maior erro de estimativa da tensão no cenário 1, dotado apenas de medições SCADA. Essa coincidência deve-se à aleatoriedade dos erros de medição e não possui relação estatística. Em outra execução do estimador a situação possivelmente seria distinta.

Figura 14 – Cenário 2: Tensões reais e estimadas por barra do sistema



Fonte: Autor (2022)

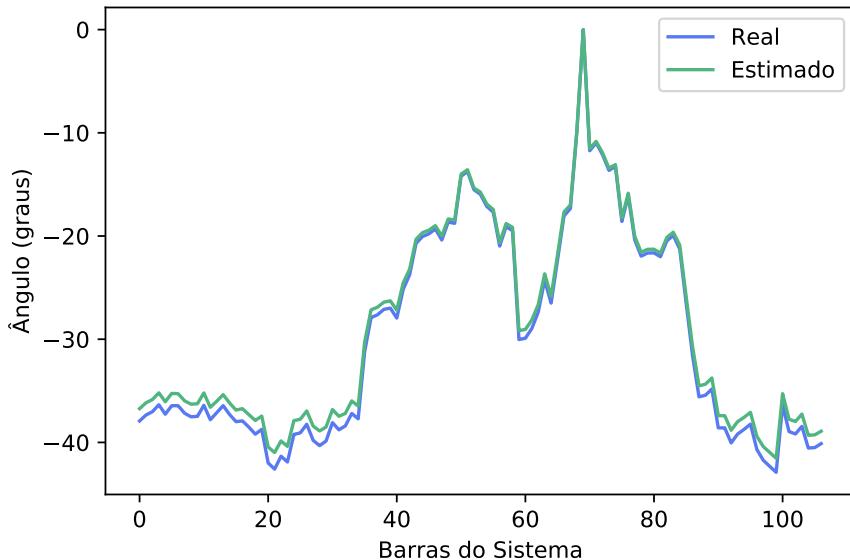
Figura 15 – Cenário 2: Erros de estimação por barra do sistema



Fonte: Autor (2022)

A Figura 16, mostra os resultados do estimador no que se refere aos ângulos.

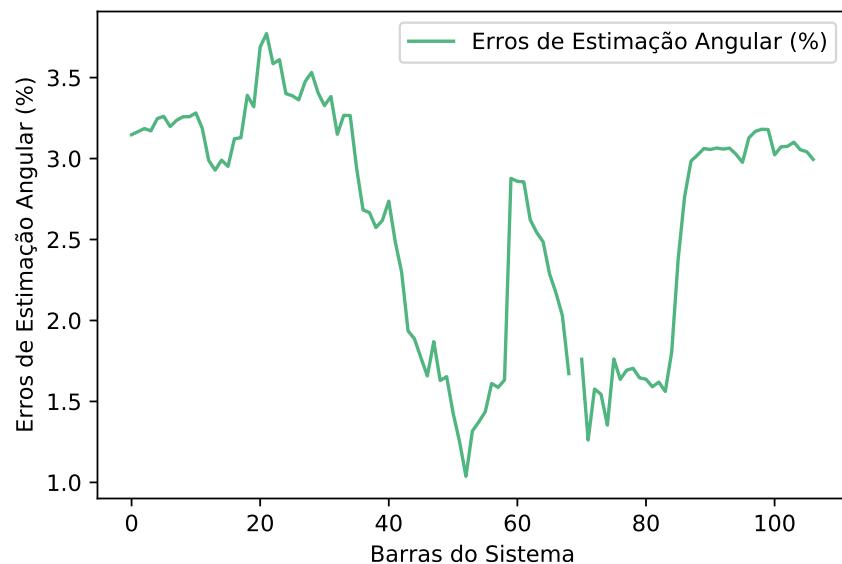
Figura 16 – Cenário 2: Ângulos reais e estimados por barra do sistema



Fonte: Autor (2022)

O maior erro presente na Figura 17 é de 3,77% e se encontra na barra 21 (1210 - Gravataí)

Figura 17 – Cenário 2: Erros de estimação angular por barra do sistema



Fonte: Autor (2022)

4.2.1 Cenário 2: Simulação de Monte Carlo

Ao replicar as execuções do código de 50 a 10.000 vezes, é possível notar, de acordo com a Tabela 4, que os maiores erros de estimação da tensão são superiores a 5% e que a média

destes é de 1,71% em 10.000 execuções. Este valor é inferior ao registrado para o sistema com apenas medições SCADA.

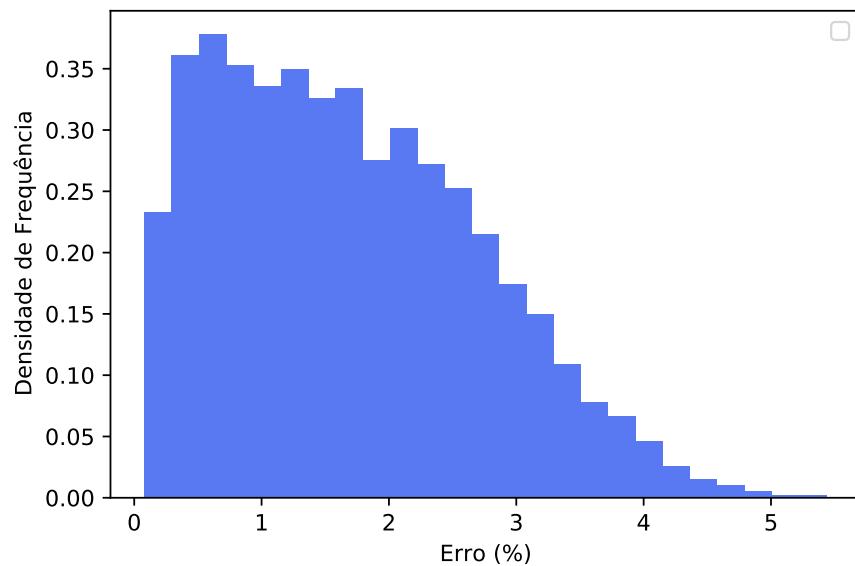
Tabela 4 – Cenário 2: Erros na Simulação de Monte Carlo

Execuções	Maior Erro	Média dos Erros	Tempo de Execução (s)
50	4,26%	1,81%	54
500	4,79%	1,66%	513
1.000	5,07%	1,67%	1017
10.000	5,52%	1,71%	10248

Fonte: Autor (2022)

Os erros de estimativa de tensão em 10.000 replicações de simulações podem ser vistos na forma de histograma, como mostrado na Figura 18. É possível notar que os erros deixam de ter a característica gaussiana mostrada anteriormente.

Figura 18 – Cenário 2: Distribuição dos Erros da estimativa de tensão



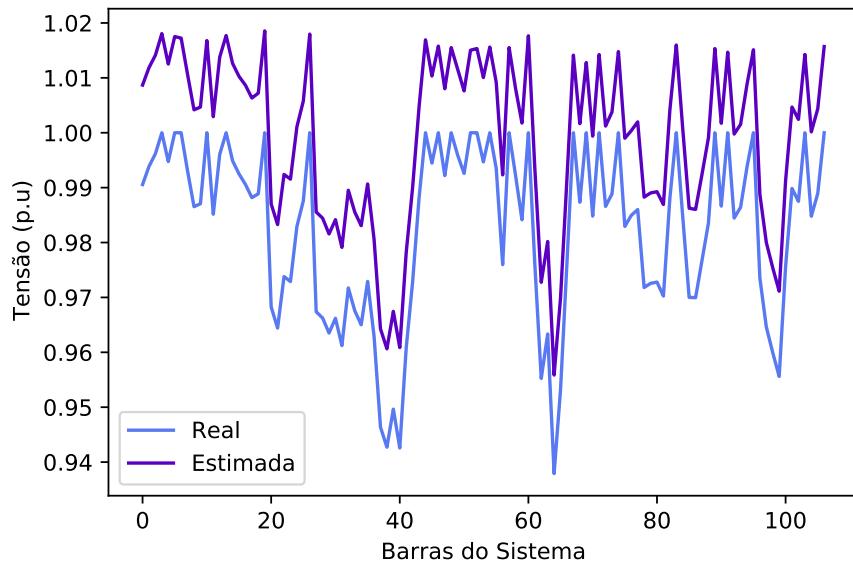
Fonte: Autor (2022)

4.3 CENÁRIO 3: MEDIÇÕES SCADA COM REDUNDÂNCIA DE MEDIÇÕES DE PMUs

Finalmente, a última configuração de medidores consiste da implementação de PMUs nas barras citadas em 4.2 com medições dos mesmos fluxos passantes já descritos. A diferença neste cenário é que não há substituição do sistema SCADA existente por um novo sistema composto por PMUs, ou seja, há a coexistência de ambos os tipos de medidores, havendo redundância de medições para as barras as quais receberam instalação das medições sincronizadas.

O resultado geral do estimador para as tensões do sistema pode ser visto na Figura 19.

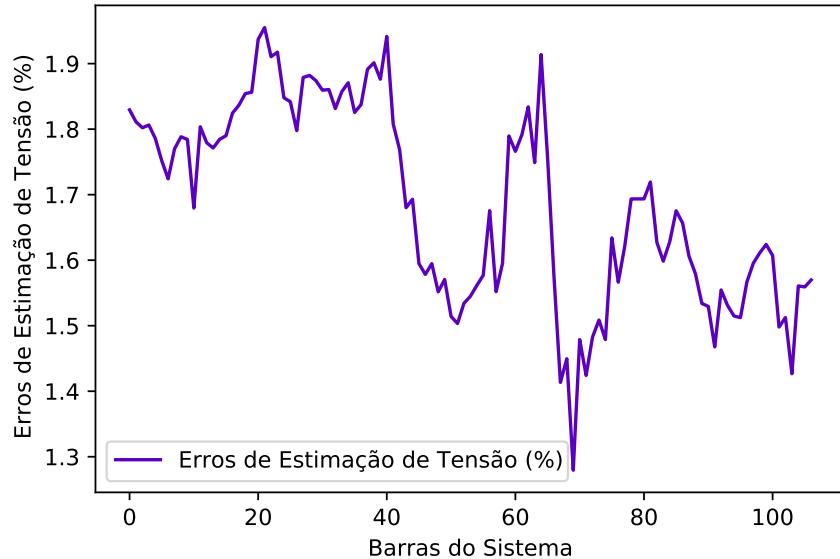
Figura 19 – Cenário 3: Tensões reais e estimadas por barra do sistema



Fonte: Autor (2022)

Com base na Figura 20, nota-se que o maior erro de estimativa da tensão foi de 1,95% na barra 21 (1210 - Gravataí).

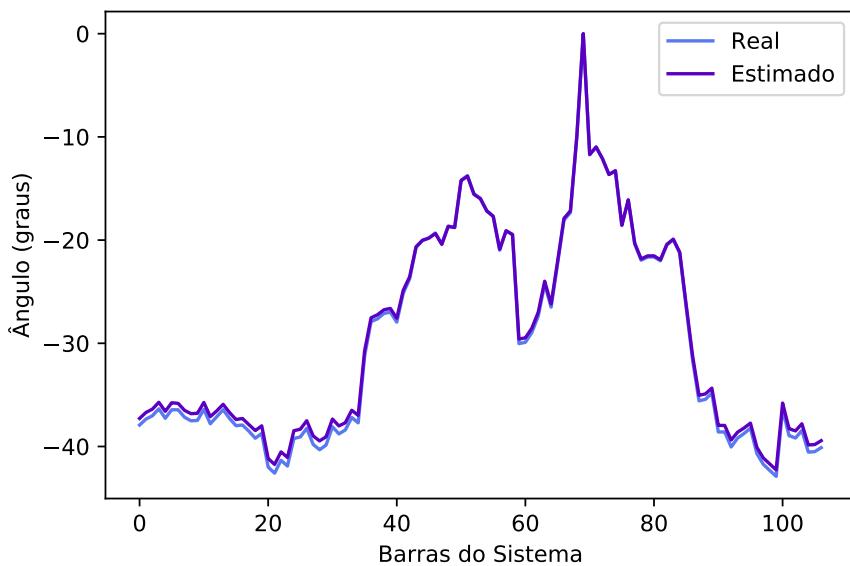
Figura 20 – Cenário 3: Erros de estimação por barra do sistema



Fonte: Autor (2022)

A Figura 21 mostra a estimação de ângulos para o sistema.

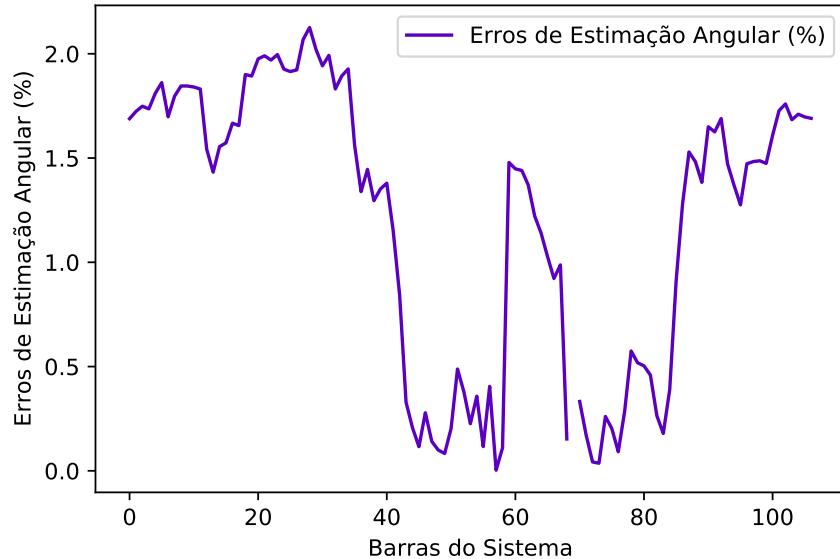
Figura 21 – Cenário 3: Ângulos reais e estimados por barra do sistema



Fonte: Autor (2022)

De acordo com a Figura 22, o maior erro é de 2,13% na barra 28 (939 - Blumenau).

Figura 22 – Cenário 3: Erros de estimação angular por barra do sistema



Fonte: Autor (2022)

4.3.1 Cenário 3: Simulação de Monte Carlo

Por fim, realizando sucessivas replicações do estimador de estados, é possível notar que, de acordo com a Tabela 5 os maiores erros são inferiores a 5% e que o erro médio é de 1,65% em 10.000 execuções.

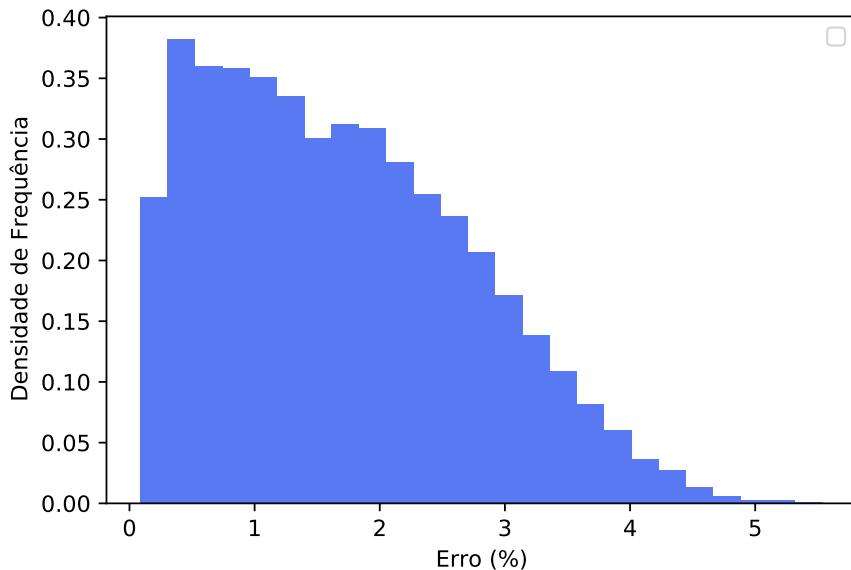
Tabela 5 – Cenário 3: Erros na Simulação de Monte Carlo

Execuções	Maior Erro	Média dos Erros	Tempo de Execução (s)
50	4,36%	1,97%	56
500	4,82%	1,77%	533
1.000	4,84%	1,64%	1050
10.000	4,93%	1,65%	11009

Fonte: Autor (2022)

Os erros de estimação de tensão em 10.000 replicações de simulações podem ser vistos na forma de histograma, como mostrado na Figura 23. Estes apresentam uma distribuição que cada vez mais se aproxima de uma chi-quadrada.

Figura 23 – Cenário 3: Distribuição dos Erros da estimação de tensão



Fonte: Autor (2022)

4.4 COMPARAÇÃO ENTRE OS DIFERENTES CENÁRIOS NO SISTEMA DE 107 BARRAS

Com base nos resultados expostos nas seções anteriores, é possível perceber que o valor real dos erros médios do estimador de estados com apenas medições SCADA chega a ser 50% superior que os demais casos, chegando a apresentar erros máximos de estimação superiores a 7%, que podem ser interpretados como erros grosseiros. Também é importante informar que, em 10.000 execuções do estimador, houve falha de convergência dos mínimos quadrados ponderados em 38 destas. Isso se deve à uma possível combinação de erros que, por ser tão elevada, tornou inviável sua correção por parte do algoritmo desenvolvido.

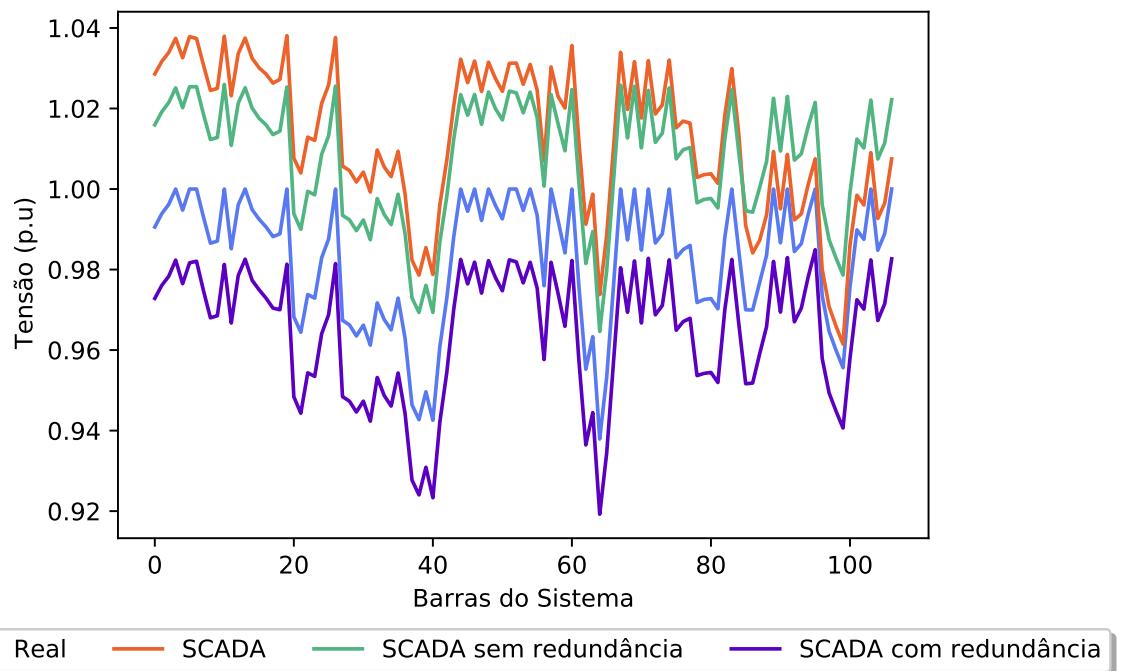
Quanto às configurações de medidores envolvendo PMUs, são acrescidas 30 medições (15 de potência ativa e 15 de potência reativa passantes) em relação ao sistema SCADA, todas com erro de $\pm 0,001\%$ em ambos os casos.

No primeiro caso, sem redundâncias, há substituição de 4 medições SCADA referentes às tensões nas barras de interconexão de subsistemas. Neste cenário, o erro médio alcançado com 10.000 replicações do estimador é de 1,71%, sendo o maior dos erros de 5,52%. Este valor é 21% menor que o maior erro observado no primeiro sistema.

Já o último caso, com redundâncias, não há substituição e sim o acréscimo de 4 medidores sincronizados às barras de interconexão. Com este número reduzido, é possível reduzir o erro médio para 1,65% e o erro máximo para 4,93%, que é 30% menor que a maior ocorrência de erro no sistema com apenas medições SCADA.

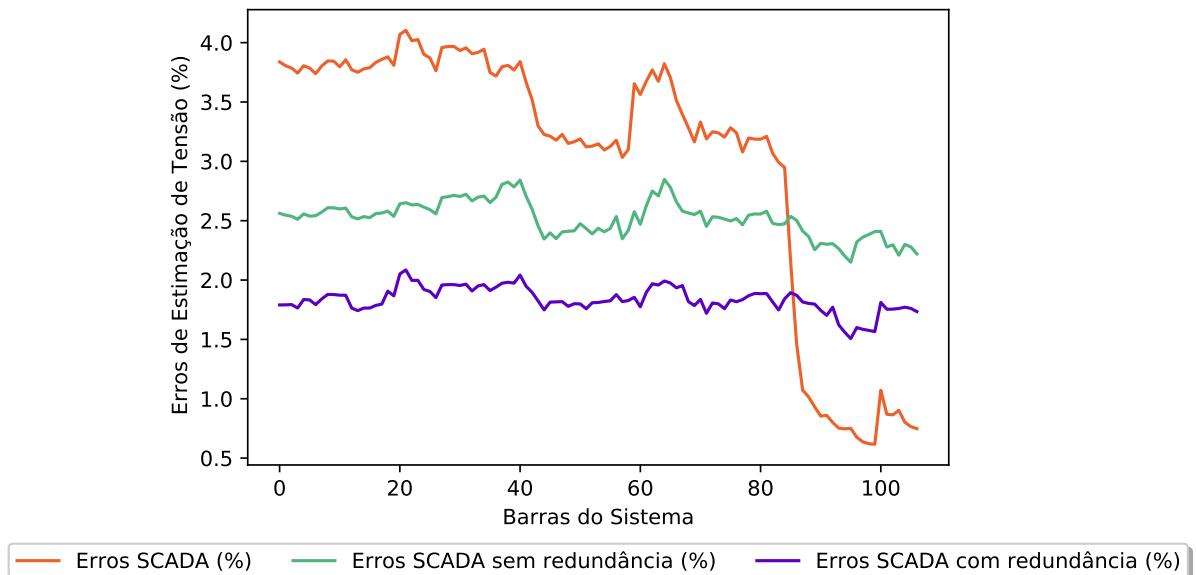
É possível observar na figura 24 o funcionamento dos três estimadores de estados descritos em comparação com a resposta real do sistema-teste e na figura 25 é possível comparar os erros alcançados entre estes.

Figura 24 – Diferentes estimadores no sistema de 107 barras



Fonte: Autor (2022)

Figura 25 – Erros dos diferentes estimadores no sistema de 107 barras



Fonte: Autor (2022)

Também é importante notar que o fato de, em uma das execuções do segundo estimador de estados o maior erro angular estar presentes na barra 21 e, em uma das execuções do terceiro estimador de estados o maior erro de tensão estar alocado também na barra 21 é uma coincidência que se deve à aleatoriedade dos erros de medição de tensão e potências barras e que, em outra execução, os maiores erros poderiam se encontrar em barras distintas entre si.

4.4.1 Considerações Finais Parciais

Diante das análises empregadas e através do devido conhecimento das classes de exatidão de medidores tradicionais e de medidores sincronizados, é possível concluir que, apenas com a instalação de 4 PMUs, diminui-se significativamente os erros inerentes aos medidores instalados e que a redundância de medidores é uma alternativa melhor que a substituição de um sistema antigo por um novo.

Apesar da melhoria dos resultados do estimador, é interessante notar que, conforme apresentado nas Tabelas 3, 4 e 5, os tempos de processamento computacional dos sistemas envolvendo PMUs são ligeiramente superiores ao do sistema puramente SCADA, notoriamente para a configuração dotada de redundâncias, que chega a apresentar tempo de processamento 11% maior, chegando a executar 10.000 replicações em 3 horas e 3 minutos.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo constam as conclusões do trabalho e também futuras pesquisas que podem ser exploradas em continuidade a esta, a partir da metodologia proposta.

O conteúdo da trabalho de conclusão de curso se refere à Estimação de Estados. Dadas as características do Sistema Interligado Nacional, que hoje possui mais de 10.000 barras, qualquer tipo de análise ou estudo pode tomar grandes proporções e requerer de métodos cada vez mais rápidos e técnicas que diminuam todo tipo de erro existente. A partir disso, foi selecionado o sistema-teste brasileiro de 107 barras, que busca representar fielmente as principais características do SIN. A este foi aplicada toda a metodologia apresentada.

A motivação para o desenvolvimento do trabalho ser na linguagem *python* é por esta ser de código aberto e ser um software livre, possibilitando, assim, maior alcance e reproduzibilidade dos resultados.

5.1 CONCLUSÕES

O objetivo proposto para este trabalho foi de aplicar os MQP computacionalmente para estimação de estados do sistema-teste brasileiro que representa o SIN e demonstrar a eficácia do emprego de PMUs na diminuição dos erros de estimação. Conforme os resultados apresentados, o objetivo foi concluído realizando-se com sucesso a EE em três diferentes configurações de medidores.

A metodologia utiliza um número reduzido de PMUs instaladas na rede, sendo essas instaladas apenas nas barras de interconexão entre subsistemas. Como conclusão, é possível notar que a instalação de maior número desses medidores gera erros de estimação ainda menores.

No primeiro caso, foi implementado um estimador dotado apenas de medições SCADA que, devido à sua natureza não sincronizada, traz erros máximos de estimação de até 7% e erros médios superiores a 2%.

Já no segundo e terceiro casos, foi proposto um estimador híbrido que possui, além das medições SCADA, medições sincronizadas provenientes de PMUs. Os erros máximos de estimação diminuem para erros, em geral menores que 5% e os erros médios chegam a ser menores que 2%.

Para os três casos foi aplicado o Método de Monte Carlo para melhor entendimento do estimador em um número elevado de simulações. A partir desse, foi possível identificar que a média dos erros diminui a depender da configuração dos medidores. No entanto, o ganho em precisão é penalizado pelo maior tempo de execução do estimador.

Também é possível notar, a partir dos histogramas de distribuição de erros, que à medida que se aumentam as medições e a redundância destas com a instalação de PMUs, a distribuição

deixa de ter uma característica gaussiana e passa a se aproximar de uma distribuição chi-quadrada, devido aos resíduos quadráticos de medição fornecidos (MELO, 2022).

Por fim, conclui-se que à medida que os centros de operação optarem pela instalação de PMUs em suas redes de transmissão ou mesmo de distribuição, muitas das análises serão realizadas apenas em porções do sistema. Dessa forma, é importante considerar que, de acordo com os Equivalentes Externos em sistemas de potência, deve-se estabelecer uma fronteira que interliga as partes externa e interna da porção de interesse do sistema. Com isso é possível reproduzir os efeitos da rede externa na rede interna. Assim, torna-se interessante a alocação de PMUs nas regiões de fronteira e também a não-substituição do sistema tradicional SCADA existente por PMUs, e sim a instalação destes medidores em paralelo ao SCADA.

O trabalho serve como base para futuros leitores que desejam aprender sobre modelagem de redes no *pandapower* e aplicação da estimativa de estados, além de permitir estudos que subsidiem avaliações destinadas ao monitoramento do SIN.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

A metodologia pode ser utilizada em futuros trabalhos, tais como:

- Inserção proposital de erros grosseiros para posterior identificação e supressão destes no processo de estimação;
- Análise da vulnerabilidade do estimador à ataques cibernéticos;
- Utilização de técnicas de aprendizado de máquina para previsão de carga;
- Atribuição de erros aleatórios aos valores das impedâncias da rede (erros topológicos), a fim de obter uma simulação ainda mais fidedigna.

REFERÊNCIAS

- ALLAN, Ronald N et al. **Reliability evaluation of power systems**. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2013. Citado na p. 34.
- ALVES, W.F. **Proposição de Sistemas-teste para Análise Computacional de Sistemas de Potência**. 2007. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal Fluminense. Citado nas pp. 21, 36, 57.
- ANA. ANA declara situação crítica de escassez quantitativa dos recursos hídricos da Região Hidrográfica do Paraná**. 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/ana/pt-br/assuntos/noticias-e-eventos/noticias/ana-declara-situacao-de-escassez-quantitativa-dos-recursos-hidricos-da-regiao-hidrografica-do-parana>>. Acesso em: 10 nov. 2022. Citado na p. 14.
- ANEEL. Cresce a geração de energia solar e eólica no País**. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/casacivil/pt-br/assuntos/noticias/2022/julho/cresce-a-geracao-de-energia-solar-e-eolica-no-pais>>. Acesso em: 10 nov. 2022. Citado na p. 14.
- AZIZI, Sadegh et al. Optimal PMU placement by an equivalent linear formulation for exhaustive search. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 3, n. 1, p. 174–182, 2012. Citado na p. 32.
- BARAN, M.E.; KELLEY, A.W. State estimation for real-time monitoring of distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 3, p. 1601–1609, 1994. DOI: 10.1109/59.336098. Citado na p. 21.
- BARAN, M.E.; ZHU, Jinxiang; KELLEY, A.W. Meter placement for real-time monitoring of distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 11, n. 1, p. 332–337, 1996. DOI: 10.1109/59.486114. Citado na p. 21.
- CLEMENTS, K.A.; DAVIS, P.W.; FREY, K.D. Treatment of inequality constraints in power system state estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 2, p. 567–574, 1995. DOI: 10.1109/59.387890. Citado na p. 20.
- CNPE. Resolução nº 9, de 21 de setembro de 2022, do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE**. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2022/ResolucaoCNPE9_2022.pdf>. Acesso em: 10 nov. 2022. Citado na p. 14.
- DAS, Kaushik et al. Real-time hybrid state estimation incorporating SCADA and PMU measurements. In: 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe). [S.l.: s.n.], 2012. P. 1–8. DOI: 10.1109/ISGTEurope.2012.6465749. Citado na p. 20.

EPE. **Balanço Energético Nacional**. 2022. Disponível em:

<<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topicos-638/BEN2022.pdf>>. Acesso em: 10 nov. 2022. Citado na p. 14.

_____. **Sistemas Isolados de Energia no Brasil**. 2021. Disponível em:

<<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-586/EPEFactSheetSistemasIsolados.pdf>>. Acesso em: 10 nov. 2022. Citado na p. 14.

FETZER, E.E.; ANDERSON, P.M. Observability in the state estimation of power systems.

IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. 94, n. 6, p. 1981–1988, 1975. DOI: 10.1109/T-PAS.1975.32044. Citado na p. 19.

G1. Após invasão de hackers, site da Energisa volta a funcionar e concessionária diz que não cobrará juros por atraso nesse período. 2020. Disponível em:

<<https://g1.globo.com/mt/mato-grosso/noticia/2020/05/07/apos-invasao-de-hackers-site-da-energisa-volta-a-funcionar-e-concessionaria-diz-que-nao-cobrara-jurus-por-atraso-nesse-periodo.ghtml>>. Acesso em: 27 dez. 2022. Citado na p. 20.

HAUGHTON, Daniel A.; HEYDT, Gerald Thomas. A Linear State Estimation Formulation for Smart Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 1187–1195, 2013. DOI: 10.1109/TPWRS.2012.2212921. Citado na p. 21.

KORRES, George N. A robust algorithm for power system state estimation with equality constraints. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 25, n. 3, p. 1531–1541, 2010. Citado na p. 25.

LIANG, Gaoqi et al. A Review of False Data Injection Attacks Against Modern Power Systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 8, n. 4, p. 1630–1638, 2017. DOI: 10.1109/TSG.2015.2495133. Citado na p. 20.

MELO, Igor Delgado. **Estimação de Estado Harmônico para Sistemas Radiais de Distribuição Usando Medição Fasorial Sincronizada**. 2015. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora. Citado na p. 21.

_____. **Estimação de estados: uma abordagem sistêmica sobre qualidade de energia**. [S.l.]: Blucher, 2022. Citado nas pp. 24–28, 32, 52.

_____. **Estimação Estática de Estados Harmônicos em Redes Trifásicas de Distribuição Monitoradas por PMUs: Uma Abordagem Considerando Curvas Diárias de Carga**. 2018. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Juiz de Fora. Citado na p. 20.

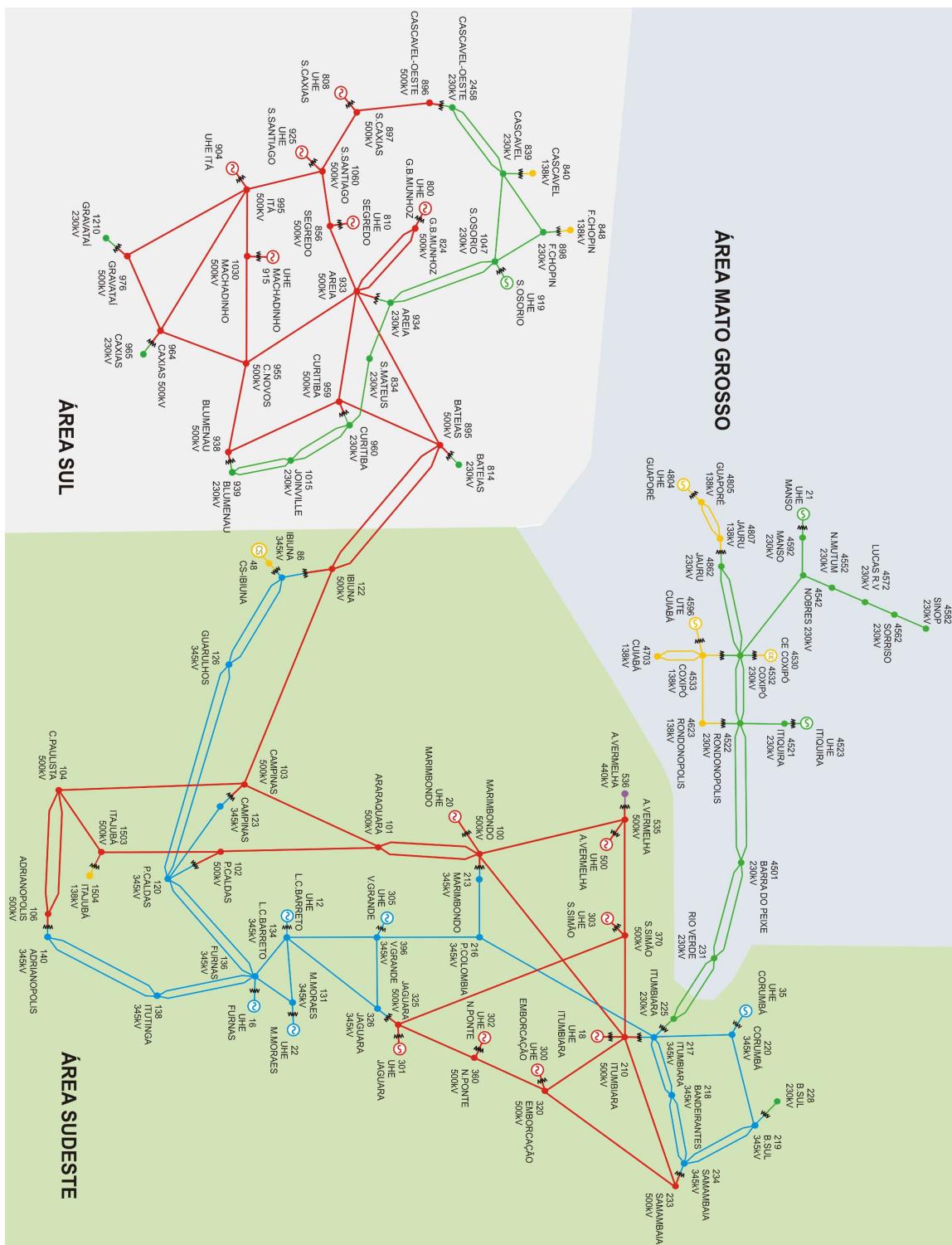
MERRILL, Hyde M.; SCHWEPPPE, Fred C. Bad Data Suppression in Power System Static State Estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-90, n. 6, p. 2718–2725, 1971. DOI: 10.1109/TPAS.1971.292925. Citado na p. 18.

- MINGORANÇA, Jeanderson Soares. **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.** 2022. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora. Citado nas pp. 16, 22, 23, 25, 26.
- MONTICELLI, A.; WU, Felix F. Network Observability: Identification of Observable Islands and Measurement Placement. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-104, n. 5, p. 1035–1041, 1985. DOI: 10.1109/TPAS.1985.323453. Citado na p. 19.
- MONTICELLI, Alcir José. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica.** [S.l.]: E. Blucher, 1983. Citado nas pp. 20, 26, 33.
- MUSCAS, Carlo et al. Effects of Measurements and Pseudomeasurements Correlation in Distribution System State Estimation. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 63, n. 12, p. 2813–2823, 2014. DOI: 10.1109/TIM.2014.2318391. Citado na p. 25.
- NUQUI, R. F.; PHADKE, A. G. Hybrid Linear State Estimation Utilizing Synchronized Phasor Measurements. In: 2007 IEEE Lausanne Power Tech. [S.l.: s.n.], 2007. P. 1665–1669. DOI: 10.1109/PCT.2007.4538565. Citado na p. 20.
- _____. Phasor measurement unit placement techniques for complete and incomplete observability. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 20, n. 4, p. 2381–2388, 2005. DOI: 10.1109/TPWRD.2005.855457. Citado na p. 32.
- OGATA, Katsuhiko et al. **Modern control engineering.** [S.l.]: Prentice hall Upper Saddle River, NJ, 2010. v. 5. Citado na p. 23.
- OLIVEIRA, Bráulio César de; MELO, Igor D; SOUZA, Matheus A. Bad data detection, identification and correction in distribution system state estimation based on PMUs. **Electrical Engineering**, Springer, v. 104, n. 3, p. 1573–1589, 2022. Citado na p. 18.
- ONS. **Mapa do Sistema de Transmissão - Horizonte 2024.** 2019. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 11 dez. 2022. Citado na p. 15.
- _____. **O que é o SIN.** 2022. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 10 nov. 2022. Citado na p. 14.
- _____. **O Sistema em Números.** 2022. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 10 nov. 2022. Citado na p. 14.
- PHADKE, A. G.; THORP, J. S.; KARIMI, K. J. State Estimation with Phasor Measurements. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 1, n. 1, p. 233–238, 1986. DOI: 10.1109/TPWRS.1986.4334878. Citado na p. 19.

- PHADKE, A.G. Synchronized phasor measurements-a historical overview. In: IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition. [S.l.: s.n.], 2002. v. 1, 476–479 vol.1. DOI: 10.1109/TDC.2002.1178427. Citado na p. 19.
- RATHER, Zakir Hussain et al. Realistic approach for phasor measurement unit placement: Consideration of practical hidden costs. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 30, n. 1, p. 3–15, 2014. Citado na p. 32.
- ROYTELMAN, I.; SHAHIDEHPOUR, S.M. State estimation for electric power distribution systems in quasi real-time conditions. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 8, n. 4, p. 2009–2015, 1993. DOI: 10.1109/61.248315. Citado na p. 21.
- SCHWEPPE, F. C.; MASIELLO, R. D. A Tracking Static State Estimator. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-90, n. 3, p. 1025–1033, 1971. DOI: 10.1109/TPAS.1971.292844. Citado na p. 18.
- SCHWEPPE, Fred C; WILDES, J; ROM, Douglas B. Power system static-state estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and systems**, IEEE, n. 1, p. 120–135, 1970. Citado na p. 18.
- WU, FF. Asynchronous distributed state estimation for power distribution systems. **Proc. of 10th PSCC, Aug. 1990**, 1990. Citado na p. 21.
- ZELINGHER, S. et al. Harmonic monitoring system via GPS-synchronized measurements - update and new developments. **2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting**, p. 7, 2006. DOI: 10.1109/PES.2006.1709518. Citado na p. 25.

APÊNDICE A – Diagrama detalhado do sistema-teste brasileiro de 107 barras

Figura 26 – Sistema-teste brasileiro de 107 barras detalhado



Fonte: Alves (2007)

APÊNDICE B – Dados de Rede do sistema 107 barras

B.1 Dados das Barras

Tabela 6 – Dados das Barras

Índice	Nº	Nome	Tipo	Tensão	Faixa		Região
					Máx	Mín	
69	12	Luiz Carlos Barreto	Vθ	13,8	1,05	0,95	SE
67	16	Furnas	PV	13,8	1,05	0,95	SE
57	18	Itumbiara	PV	13,8	1,05	0,95	SE
44	20	Marimbondo	PV	13,8	1,05	0,95	SE
95	21	Manso	PV	13,8	1,05	0,95	S
71	22	Mascarenhas de Moraes	PV	13,8	1,05	0,95	SE
83	35	Corumbá	PV	13,8	1,05	0,95	SE
60	48	Ibiúna	PV	13,8	1,05	0,95	SE
59	86	Ibiúna	PQ	345	1,07	0,95	SE
43	100	Marimbondo	PQ	500	1,1	0,95	SE
42	101	Araraquara	PQ	500	1,1	0,95	SE
41	102	Poços de Caldas	PQ	500	1,1	0,95	SE
36	103	Campinas	PQ	500	1,1	0,95	SE
37	104	Cachoeira Paulista	PQ	500	1,1	0,95	SE
38	106	Adrianópolis	PQ	500	1,1	0,95	SE
63	120	Poços de Caldas	PQ	345	1,07	0,95	SE
35	122	Ibiúna	PQ	500	1,1	0,95	SE
62	123	Campinas	PQ	345	1,07	0,95	SE
61	126	Guarulhos	PQ	345	1,07	0,95	SE
70	131	Mascarenhas de Moraes	PQ	345	1,07	0,95	SE
68	134	Luiz Carlos Barreto	PQ	345	1,07	0,95	SE
66	136	Furnas	PQ	345	1,07	0,95	SE
65	138	Itutinga	PQ	345	1,07	0,95	SE
64	140	Adrianópolis	PQ	345	1,07	0,95	SE
58	210	Itumbiara	PQ	500	1,1	0,95	SE
75	213	Marimbondo	PQ	345	1,07	0,95	SE
76	216	Porto Colômbia	PQ	345	1,07	0,95	SE
77	217	Itumbiara	PQ	345	1,07	0,95	SE
78	218	Bandeirantes	PQ	345	1,07	0,95	SE
80	219	Brasília Sul	PQ	345	1,07	0,95	SE
82	220	Corumbá	PQ	345	1,07	0,95	SE

Índice	Nº	Nome	Tipo	Tensão	Faixa		Região
					Máx	Mín	
84	225	Itumbiara	PQ	230	1,07	0,95	SE
81	228	Brasília Sul	PQ	230	1,07	0,95	SE
85	231	Rio Verde	PQ	230	1,07	0,95	SE
56	233	Samambaia	PQ	500	1,1	0,95	SE
79	234	Samambaia	PQ	345	1,07	0,95	SE
54	300	Emborcação	PV	13,8	1,05	0,95	SE
51	301	Jaguara	PV	13,8	1,05	0,95	SE
52	302	Nova Ponte	PV	13,8	1,05	0,95	SE
48	303	São Simão	PV	13,8	1,05	0,95	SE
74	305	Volta Grande	PV	13,8	1,05	0,95	SE
55	320	Emborcação	PQ	500	1,1	0,95	SE
50	325	Jaguara	PQ	500	1,1	0,95	SE
72	326	Jaguara	PQ	345	1,07	0,95	SE
53	360	Nova Ponte	PQ	500	1,1	0,95	SE
49	370	São Simão	PQ	500	1,1	0,95	SE
73	396	Volta Grande	PQ	345	1,07	0,95	SE
46	500	Água Vermelha	PV	13,8	1,05	0,95	SE
45	535	Água Vermelha	PQ	500	1,1	0,95	SE
47	536	Água Vermelha	PQ	440	1,07	0,95	SE
10	800	Governador Bento Munhoz	PV	13,8	1,05	0,95	MT
3	808	Salto Caxias	PQ	13,8	1,05	0,95	MT
6	810	Salto Segredo	PV	13,8	1,05	0,95	MT
34	814	Bateias	PQ	230	1,05	0,95	MT
9	824	Governador Bento Munhoz	PQ	500	1,09	0,95	MT
32	834	São Mateus	PQ	230	1,05	0,95	MT
16	839	Cascavel	PQ	230	1,05	0,95	MT
17	840	Cascavel	PQ	138	1,05	0,95	MT
15	848	Foz do Chopin	PQ	138	1,05	0,95	MT
7	856	Segredo	PQ	500	1,09	0,95	MT
33	895	Bateias	PQ	500	1,09	0,95	MT
1	896	Cascavel do Oeste	PQ	500	1,09	0,95	MT
2	897	Salto Caxias	PQ	500	1,09	0,95	MT
14	898	Foz do Chopin	PQ	230	1,05	0,95	MT
19	904	Itá	PV	13,8	1,05	0,95	MT
26	915	Machadinho	PV	13,8	1,05	0,95	MT
13	919	Salto Osório	PV	13,8	1,05	0,95	MT

Índice	Nº	Nome	Tipo	Tensão	Faixa		Região
					Máx	Mín	
5	925	Salto Santiago	PV	13,8	1,05	0,95	MT
8	933	Areia	PQ	500	1,09	0,95	MT
11	934	Areia	PQ	230	1,05	0,95	MT
27	938	Blumenau	PQ	500	1,09	0,95	MT
28	939	Blumenau	PQ	230	1,05	0,95	MT
24	955	Campos Novos	PQ	500	1,09	0,95	MT
30	959	Curitiba	PQ	500	1,09	0,95	MT
31	960	Curitiba	PQ	230	1,05	0,95	MT
22	964	Caxias	PQ	500	1,09	0,95	MT
23	965	Caxias	PQ	230	1,05	0,95	MT
20	976	Gravataí	PQ	500	1,09	0,95	MT
18	995	Itá	PQ	500	1,09	0,95	MT
29	1015	Joinville	PQ	230	1,05	0,95	MT
25	1030	Machadinho	PQ	500	1,09	0,95	MT
12	1047	Salto Osório	PQ	230	1,05	0,95	MT
4	1060	Salto Santiago	PQ	500	1,09	0,95	MT
21	1210	Gravataí	PQ	230	1,05	0,95	MT
39	1503	Itajubá	PQ	500	1,1	0,95	SE
40	1504	Itajubá	PQ	138	1,05	0,95	SE
0	2458	Cascavel	PQ	230	1,05	0,95	MT
86	4501	Barra do Peixe	PQ	230	1,07	0,95	S
88	4521	Itiquira	PQ	230	1,07	0,95	S
87	4522	Rondonópolis	PQ	230	1,07	0,95	S
89	4523	Itiquira	PV	13,8	1,05	0,95	S
91	4530	Coxipó	PV	12	1,05	0,95	S
90	4532	Coxipó	PQ	230	1,07	0,95	S
101	4533	Coxipó	PQ	138	1,05	0,95	S
93	4542	Nobres	PQ	230	1,07	0,95	S
96	4552	Nova Mutun	PQ	230	1,07	0,95	S
98	4562	Sorriso	PQ	230	1,07	0,95	S
97	4572	Lucas do Rio Verde	PQ	230	1,07	0,95	S
99	4582	Sinop	PQ	230	1,07	0,95	S
94	4592	Manso	PQ	230	1,07	0,95	S
103	4596	Cuiabá	PV	13,8	1,05	0,95	S
100	4623	Rondonópolis	PQ	138	1,05	0,95	S
102	4703	Cuiabá	PQ	138	1,05	0,95	S

Índice	Nº	Nome	Tipo	Tensão	Faixa		Região
					Máx	Mín	
106	4804	Guaporé	PV	13,8	1,05	0,95	S
105	4805	Guaporé	PQ	138	1,05	0,95	S
104	4807	Jauru	PQ	138	1,05	0,95	S
92	4862	Jauru	PQ	230	1,07	0,95	S

Fonte: Autor (2022)

Tabela 7 – Descrição das colunas da Tabela 6

Coluna	Descrição
Nº	Número da barra
Nome	Nome da barra
Tipo	Tipo de barra na execução do fluxo de potência. Vθ: Barra de Referência PV: Barra de geração PQ: Barra de carga
Tensão	Tensão nominal de operação, em kV
Faixa	Faixa de operação da tensão, em pu
Região	Subsistema ao qual a barra pertence

Fonte: Autor (2022)

B.2 Dados das Linhas

Tabela 8 – Dados das Linhas

Índice	Linha	De	Para	Nome	Tensão	Circ	R	X
0	11	100	101	Marimbondo-Araraquara	500	1	0,172	2,72
1	12	100	101	Marimbondo-Araraquara	500	2	0,171	2,7
2	13	100	210	Marimbondo-Itumbiara	500	1	0,209	2,935
3	14	100	535	Marimbondo-A.Vermelha	500	1	0,153	2,4
4	15	101	102	Araraquara-P.Caldas	500	1	0,156	2,46
5	16	101	103	Araraquara-Campinas	500	1	0,152	2,39
6	17	102	1503	Poços de Caldas-Itajubá	500	1	0,11	1,91
7	18	103	104	Campinas-C.Paulista	500	1	0,196	3,1
8	19	104	1503	Cachoeira Paulista-Itajubá	500	1	0,05	0,82
11	112	103	122	Campinas-Ibiúna	500	1	0,105	1,619
27	128	210	370	Itumbiara-São Simão	500	1	0,147	2,32
43	144	210	233	Itumbiara-Samambaia	500	1	0,28	3,99
44	145	233	320	Samambaia-Emborcação	500	1	0,27	3,87
45	146	210	320	Itumbiara-Emborcação	500	1	0,125	1,937
46	147	320	360	Emborcação-N.Ponte	500	1	0,082	1,256

Índice	Linha	De	Para	Nome	Tensão	Circ	R	X
47	l48	325	360	Jaguara-Nova Ponte	500	1	0,1	1,519
48	l49	325	370	Jaguara-São Simão	500	1	0,28	4,84
51	l52	370	535	S.Simão-Água Vermelha	500	1	0,0931	1,3758
52	l53	824	933	Gov.Bento Munhoz-Areia	500	1	0,01	0,124
53	l54	824	933	Gov.Bento Munhoz-Areia	500	2	0,01	0,126
54	l55	834	934	São Mateus-Areia	230	1	2,444	12,652
55	l56	839	898	Cascavel-F.Chopin	230	1	1,13	6,99
56	l57	839	1047	Cascavel-S.Osório	230	1	1,22	7,69
57	l58	839	2458	Cascavel-Cascavel Oeste	230	1	0,22	1,09
58	l59	839	2458	Cascavel-Cascavel Oeste	230	2	0,17	1,03
59	l60	856	933	Segredo-Areia	500	1	0,052	0,654
60	l61	856	1060	Segredo-S.Santiago	500	1	0,056	0,697
61	l62	122	895	Ibiúna-Bateias	500	1	0,308	3,958
62	l63	122	895	Ibiúna-Bateias	500	2	0,308	3,958
63	l64	896	897	Cascavel Oeste-S.Caxias	500	1	0,05	0,73
64	l65	898	1047	F.Chopin-S.Osório	230	1	0,15	0,89
65	l66	933	895	Areia-Bateias	500	1	0,2	2,55
66	l67	933	955	Areia-Campos Novos	500	1	0,162	2,048
67	l68	933	959	Areia-Curitiba	500	1	0,2	2,69
68	l69	934	1047	Areia-Salto Osório	230	1	3,045	15,738
69	l70	934	1047	Areia-Salto Osório	230	2	3,041	15,718
70	l71	938	955	Blumenau-C.Novos	500	1	0,2556	2,9224
71	l72	938	959	Blumenau-Curitiba	500	1	0,127	1,603
74	l75	955	964	Campos Novos-Caxias	500	1	0,1877	2,3467
75	l76	959	895	Curitiba-Bateias	500	1	0,05	0,44
79	l80	964	976	Caxias-Gravataí	500	1	0,0733	0,9164
80	l81	976	995	Gravataí-Itá	500	1	0,282	3,852
81	l82	995	964	Itá-Caxias	500	1	0,1643	3,0339
82	l83	995	1030	Itá-Machadinho	500	1	0,073	0,92
83	l84	995	1060	Itá-Salto Santiago	500	1	0,172	2,17
84	l85	1030	955	Machadinho-C.Novos	500	1	0,047	0,59
85	l86	1060	897	S.Santiago-S.Caxias	500	1	0,076	1,171
72	l73	939	1015	Blumenau-Joinville	230	1	1,271	6,562
73	l74	939	1015	Blumenau-Joinville	230	2	1,283	6,564
77	l78	1015	960	Joinville-Curitiba	230	1	1,892	9,776
78	l79	1015	960	Joinville-Curitiba	230	2	1,895	9,704
76	l77	960	834	Curitiba-São Mateus	230	1	2,211	1,475

Índice	Linha	De	Para	Nome	Tensão	Circ	R	X
13	l14	126	86	Guarulhos-Ibiúna	345	1	0,109	1,826
14	l15	126	86	Guarulhos-Ibiúna	345	2	0,109	1,826
15	l16	126	120	Guarulhos-P.Caldas	345	1	0,6	5,95
16	l17	126	120	Guarulhos-P.Caldas	345	2	0,606	6,02
17	l18	134	131	L.C.Barreto-M.Moraes	345	1	0,092	1,01
18	l19	134	396	L.C.Barreto-V.Grande	345	1	0,32	3,509
19	l20	136	120	Furnas-Poços de Caldas	345	1	0,436	4,3
20	l21	136	120	Furnas-Poços de Caldas	345	2	0,436	4,3
21	l22	136	131	Furnas-M.Moraes	345	1	0,348	3,42
22	l23	136	134	Furnas-L.C.Barreto	345	1	0,375	4,13
23	l24	136	138	Furnas-Itutinga	345	1	0,649	6,46
24	l25	136	138	Furnas-Itutinga	345	2	0,558	6,19
25	l26	140	138	Adrianópolis-Itutinga	345	1	0,652	6,5
26	l27	140	138	Adrianópolis-Itutinga	345	2	0,558	6,19
28	l29	213	216	Marimbondo-P.Colômbia	345	1	0,219	2,42
29	l30	216	396	P.Colômbia-V. Grande	345	1	0,129	1,414
30	l31	217	216	Itumbiara-P.Colômbia	345	1	0,565	6,248
31	l32	217	218	Itumbiara-Bandeirantes	345	1	0,507	5,61
32	l33	217	218	Itumbiara-Bandeirantes	345	2	0,507	5,61
33	l34	218	234	Bandeirantes-Samambaia	345	1	0,43	4,799
34	l35	218	234	Bandeirantes-Samambaia	345	2	0,43	4,799
35	l36	219	234	Brasília Sul-Samambaia	345	1	0,035	0,433
36	l37	219	234	Brasília Sul-Samambaia	345	1	0,035	0,433
37	l38	220	217	Corumbá-Itumbiara	345	1	0,226	2,396
38	l39	220	219	Corumbá-Brasília Sul	345	1	0,726	7,704
39	l40	225	231	Itumbiara-Rio Verde	230	1	4,1	19,76
40	l41	225	231	Itumbiara-Rio Verde	230	2	1,27	13,62
41	l42	231	4501	Rio Verde-Barra do Peixe	230	1	4,51	21,69
42	l43	231	4501	Rio Verde-Barra do Peixe	230	2	1,49	16,09
49	l50	326	134	Jaguara-L.C.Barreto	345	1	0,07	0,76
50	l51	326	396	Jaguara-V.Grande	345	1	0,24	2,74
9	l10	106	104	Adrianópolis-C.Paulista	500	1	0,152	2,39
10	l11	106	104	Adrianópolis-C.Paulista	500	2	0,152	2,39
12	l13	123	120	Campinas-P.Caldas	345	1	0,359	3,945
86	l87	4501	4522	B.do Peixe-Rondonópolis	230	1	3,76	20,68
87	l88	4501	4522	B.do.Peixe-Rondonópolis	230	2	1,64	12,46
88	l89	4522	4521	Rondonópolis-Itiquira	230	1	1,53	7,6

Índice	Linha	De	Para	Nome	Tensão	Circ	R	X
89	190	4522	4532	Rondonópolis-Coxipó	230	1	3,25	17,92
90	191	4522	4532	Rondonópolis-Coxipó	230	2	3,25	17,92
91	192	4532	4542	Coxipó-Nobres	230	1	1,62	9,68
92	193	4542	4552	Nobres-N.Mutum	230	1	1,83	10,93
93	194	4552	4572	N.Mutum-Lucas R.Verde	230	1	1,4	8,38
94	195	4562	4572	Sorriso-Lucas R.Verde	230	1	0,94	5,59
95	196	4562	4582	Sorriso-Sinop	230	1	1,24	7,38
96	197	4592	4542	Manso-Nobres	230	1	1	6,17
97	198	4623	4533	Rondonópolis-Coxipó	138	1	17,06	45,5
98	199	4703	4533	Cuiabá-Coxipó	138	1	0,9	2,31
99	1100	4703	4533	Cuiabá-Coxipó	138	2	0,9	2,31
100	1101	4805	4807	Guaporé-Jauru	138	1	3,089	8,134
101	1102	4805	4807	Guaporé-Jauru	138	2	3,089	8,134
102	1103	4862	4532	Jauru-Coxipó	230	1	2,57	23,68
103	1104	4862	4532	Jauru-Coxipó	230	2	2,57	23,68

Fonte: Autor (2022)

Tabela 9 – Descrição das colunas da Tabela 8

Coluna	Descrição
De	Barra de origem
Para	Barra de destino
Nome	Nome da linha de transmissão
Tensão	Tensão nominal de operação, em kV
Circ	Número de identificação de circuito
R	Resistência da linha em Ω/km
X	Reatância da linha em Ω/km

Fonte: Autor (2022)

B.3 Dados dos Transformadores

Tabela 10 – Dados dos Transformadores

Índice	Linha	De	Para	Nome	RT	Pot	R	X
104	1105	86	48	Ibiúna	13,8/500	350	0	2,859
105	1106	122	86	Ibiúna	500/345	750	0	1,913
106	1107	122	86	Ibiúna	500/345	750	0	1,913
107	1108	100	20	Marimbondo	13,8/500	190	0	6,32
108	1109	100	213	Marimbondo	500/345	560	0	2,357
109	1110	102	120	P. de Caldas	500/345	560	0	2,403
110	1111	103	123	Campinas	500/345	560	0	2,419

Índice	Linha	De	Para	Nome	RT	Pot	R	X
111	1112	106	140	Adrianópolis	500/345	560	0	2,923
112	1113	106	140	Adrianópolis	500/345	560	0	2,923
113	1114	131	22	M. Moraes	13,8/345	63	0	26,5
114	1115	134	12	L.C.Barreto	13,8/345	184	0	5,34
115	1116	136	16	Furnas	15/345	160	0	7,68
116	1117	210	18	Itumbiara	13,8/500	400	0	4
117	1118	210	217	Itumbiara	500/345	560	0	1,72
118	1119	210	217	Itumbiara	500/345	560	0	1,72
119	1120	220	35	Corumbá	13,8/345	139	0	8,993
120	1121	225	217	Itumbiara	345/230	225	0	2,721
121	1122	225	217	Itumbiara	345/230	225	0	2,721
122	1123	228	219	Brasília Sul	345/230	225	0	3,595
123	1124	234	233	Samambaia	500/345	1050	0	1,113
124	1125	234	233	Samambaia	500/345	1050	0	1,113
125	1126	320	300	Emborcação	13,8/500	300	0	4,07
126	1127	325	301	Jaguara	13,8/500	120	0	10,53
127	1128	325	326	Jaguara	500/345	400	0	2,16
128	1129	325	326	Jaguara	500/345	400	0	2,16
129	1130	360	302	Nova Ponte	13,8/500	179	0	5,81
130	1131	370	303	São Simão	13,8/500	290	0	4,23
131	1132	396	305	V.Grande	13,8/345	115	0	8,8
132	1133	535	500	A. Vermelha	13,8/500	250	0	4,1
133	1134	536	535	A. Vermelha	500/440	700	0	1,533
134	1135	536	535	A. Vermelha	500/440	700	0	1,533
135	1136	895	814	Bateias	500/230	600	0,032	1,146
136	1137	895	814	Bateias	500/230	600	0,032	1,146
137	1138	824	800	G.B.Munhoz	16/500	465	0	3,36
138	1139	839	840	Cascavel	230/138	150	0	6,64
139	1140	839	840	Cascavel	230/138	150	0	6,64
140	1141	856	810	Salto Segredo	13,8/500	333	0	4,2
141	1142	897	808	Salto Caxias	13,8/500	345	0	4,08
142	1143	898	848	Foz do Chopin	230/138	150	0	6,36
143	1144	934	933	Areia	500/230	672	0,031	1,207
144	1145	939	938	Blumenau	500/230	672	0,031	1,15
145	1146	939	938	Blumenau	500/230	672	0,031	1,15
146	1147	939	938	Blumenau	500/230	672	0,031	1,15
147	1148	960	959	Curitiba	500/230	672	0,032	1,163

Índice	Linha	De	Para	Nome	RT	Pot	R	X
148	1149	960	959	Curitiba	500/230	672	0,032	1,163
149	1150	965	964	Caxias	500/230	672	0,02	1,211
150	1151	965	964	Caxias	500/230	672	0,02	1,211
151	1152	995	904	Itá	16/500	305	0,05	4,615
152	1153	1030	915	Machadinho	16/500	420	0	4,131
153	1154	1047	919	Salto Osório	13,8/230	196	0,08	6,809
154	1155	1060	925	S.Santiago	19/500	415	0,04	4,545
155	1156	1210	976	Gravataí	500/230	672	0,03	1,219
156	1157	1210	976	Gravataí	500/230	672	0,03	1,219
157	1158	1210	976	Gravataí	500/230	672	0,03	1,219
158	1159	1503	1504	Itajubá	500/138	300	0	5,2
159	1160	2458	896	Cascavel Oeste	500/230	600	0	1,27
160	1161	4521	4523	Itiquira	13,8/230	40	0	41,42
161	1162	4522	4623	Rondonópolis	230/138	100	0	7,95
162	1163	4522	4623	Rondonópolis	230/138	100	0	7,95
163	1164	4532	4530	Coxipó	13,8/230	100	0	14,3
164	1165	4532	4533	Coxipó	230/138	100	0	8,6
165	1166	4532	4533	Coxipó	230/138	100	0	8,6
166	1167	4532	4533	Coxipó	230/138	100	0	8,6
167	1168	4533	4596	Cuiabá	13,8/138	180	0	7,527
168	1169	4592	21	Manso	13,8/230	65	0	19,2
169	1170	4805	4804	Guaporé	13,8/230	48	0	26,667
170	1171	4862	4807	Jauru	230/138	300	0	4,05

Fonte: Autor (2022)

Tabela 11 – Descrição das colunas da Tabela 10

Coluna	Descrição
De	Barra de origem
Para	Barra de destino
Nome	Nome do transformador
RT	Relação de transformação, em kV
Pot	Potência do transformador, em MVA
R	Resistência do transformador em Ω/km
X	Reatância do transformador em Ω/km

Fonte: Autor (2022)

B.4 Dados das Cargas

Tabela 12 – Dados das Cargas

Carga	Barra	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (MVar)
c1	86	66*fator	1.2*fator
c2	104	910*fator	235*fator
c3	120	180*fator	90*fator
c4	122	200*fator	38*fator
c5	123	450*fator	175*fator
c6	126	290*fator	95*fator
c7	136	54*fator	23*fator
c8	138	72*fator	34*fator
c9	140	700*fator	250*fator
c10	213	93*fator	39*fator
c11	216	53*fator	25*fator
c12	217	364*fator	58*fator
c13	218	600*fator	200*fator
c14	228	86*fator	34*fator
c15	231	89.7*fator	31.9*fator
c17	234	1000*fator	350*fator
c18	326	274*fator	104*fator
c19	536	700*fator	150*fator
c20	814	735.4*fator	191*fator
c21	834	13.4*fator	4.2*fator
c22	840	159*fator	36*fator
c23	848	94*fator	18*fator
c24	934	237*fator	59*fator
c25	939	1149*fator	53.06*fator
c26	960	844.7*fator	469.1*fator
c27	965	755.6*fator	56.24*fator
c28	1015	70*fator	2*fator
c29	1210	1228*fator	425*fator
c30	1504	145*fator	63*fator
c31	2458	403*fator	126*fator
c32	4501	31.4*fator	7.1*fator
c33	4533	75.4*fator	16.1*fator
c34	4552	12.6*fator	1.2*fator
c35	4562	23.8*fator	7.4*fator
c36	4572	18*fator	6.4*fator
c37	4582	65.5*fator	16.7*fator

Carga	Barra	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (MVar)
c38	4623	128.2*fator	40.76*fator
c39	4703	182.1*fator	29.75*fator
c40	4807	128.9*fator	36.3*fator

Fonte: Autor (2022)

Na Tabela 12, fator se refere ao fator de carga, neste trabalho definido como fator = 2.

B.5 Dados dos Geradores

Tabela 13 – Dados dos Geradores

Gerador	Barra	Potência Ativa (MW)
g1	12	300
g2	16	800
g3	18	995.8
g4	20	900
g5	21	140
g6	22	150
g7	35	200
g8	48	300
g37	300	700
g38	301	300
g39	302	400
g40	303	200
g41	305	300
g48	500	800
g51	800	1100
g52	808	1150
g53	810	1200
g65	904	700
g66	915	700
g67	919	700
g68	925	950
g91	4523	50
g92	4530	0
g101	4596	230
g104	4804	50

Fonte: Autor (2022)

APÊNDICE C – Códigos desenvolvidos

C.1 Lançamento de Moedas - Simulação de Monte Carlo

```

1 import random #pacote de números aleatórios
2
3 def cara_coroa(): #gera número aleatório entre 0 e 1
4     x = random.uniform(0, 1)
5     if x > 0.5: #retorna cara
6         return True
7     else: #retorna coroa
8         return False
9
10 probabilidade = []
11 n = 1 #número de experimentos
12
13 for i in range(n):
14     N = 10 #cada experimento envolve 10 lançamentos de moedas
15     resultados = [] #lista para guardar resultados de cada experimento
16     for i in range(N):
17         resultado = cara_coroa() #chama função de lançamento
18         resultados.append(resultado) #guarda o resultado de cada
19             #experimento na lista
20     n_cara = sum(resultados) #número de caras
21     p_cara = n_cara/N #probabilidade de caras
22     probabilidade.append(p_cara) #guarda as probabilidades na lista
23             #p_cara
24 p_cara_MC = sum(probabilidade)/n #probabilidade média em n experimentos
25 print("A probabilidade de sair cara é {:.4f}".format(p_cara_MC))

```

C.2 Sistema de 3 Barras

```

1 import pandapower as pp
2 from pandapower.estimation import estimate
3 import random
4 import matplotlib.pyplot as plt
5 import numpy as np
6
7 net = pp.create_empty_network()

```

```

8
9  #criando barras
10 b1 = pp.create_bus(net, name="bus 1", vn_kv=1., index=1) #index=1 para a
    ↵  numeração começar a partir do 1, não 0
11 b2 = pp.create_bus(net, name="bus 2", vn_kv=1., index=2)
12 b3 = pp.create_bus(net, name="bus 3", vn_kv=1., index=3)
13
14 pp.create_ext_grid(net, 1) #setar a barra 1 como Vtheta
15
16 #criando linhas
17 l1 = pp.create_line_from_parameters(net, b1, b2, 1, r_ohm_per_km=.01,
    ↵  x_ohm_per_km=.03, c_nf_per_km=0., max_i_ka=1, index=1) #b1 para b2,
    ↵  1km, corrente max
18 l2 = pp.create_line_from_parameters(net, b2, b3, 1, r_ohm_per_km=.02,
    ↵  x_ohm_per_km=.05, c_nf_per_km=0., max_i_ka=1, index=2)
19 l3 = pp.create_line_from_parameters(net, b1, b3, 1, r_ohm_per_km=.03,
    ↵  x_ohm_per_km=.08, c_nf_per_km=0., max_i_ka=1, index=3)
20
21 #criando cargas
22 c1 = pp.create_load(net, bus=b2, p_mw=0.500, q_mvar=0.196, name="Load 1")
23 c2 = pp.create_load(net, bus=b3, p_mw=0.725, q_mvar=0.284, name="Load 2")
24
25 fp = pp.runpp(net) #dataframe
26 tensaoMedida = net.res_bus.vm_pu
27 faseMedida = net.res_bus.va_degree
28 #print(net.res_bus, '\n')
29 #print(net.res_line, '\n')
30
31 #números aleatórios associados à estimação
32
33
34 #começando a estimação
35 #medindo tensões
36 pp.create_measurement(net, "v", "bus", net.res_bus.vm_pu[1]*random1,
    ↵  0.004, element=b1) #medir a nitude V na barra 1 / medido=1,
    ↵  devio=.004
37 pp.create_measurement(net, "v", "bus", net.res_bus.vm_pu[2]*random2,
    ↵  0.004, element=b2) #medir nitude de V na barra 2
38 net.measurement

```

```

39
40 #medindo potência numa barra
41 pp.create_measurement(net, "p", "bus", net.res_bus.p_mw[2]*random3, 0.010,
   ↵ element=b2) #medir potência ativa na barra 2
42 pp.create_measurement(net, "q", "bus", net.res_bus.q_mvar[2]*random4,
   ↵ 0.010, element=b2) #medir potência ativa na barra 2
43 net.measurement
44
45 #medindo potência passante numa linha, precisa informar o lado /
   ↵ associamos um erro de +-1% à estimativa
46 pp.create_measurement(net, "p", "line", net.res_line.p_from_mw[1]*random5,
   ↵ 0.008, element=l1, side=b1) #P na linha 1 de b1 para b2 em b1
47 pp.create_measurement(net, "p", "line", net.res_line.p_from_mw[3]*random6,
   ↵ 0.008, element=l3, side=b1) #P na linha 3 de b1 para b3 em b1
48 pp.create_measurement(net, "q", "line",
   ↵ net.res_line.q_from_mvar[1]*random7, 0.008, element=l1, side=b1) #Q
   ↵ na linha 1 de b1 para b2 em b1
49 pp.create_measurement(net, "q", "line",
   ↵ net.res_line.q_from_mvar[3]*random8, 0.008, element=l3, side=b1) #Q
   ↵ na linha 3 de b1 para b3 em b1
50 net.measurement
51
52 #conferir se obtivemos sucesso na estimativa
53 success = estimate(net, init='flat')
54 print(success, '\n')
55
56 #printar a estimativa
57 tensaoEstimada = net.res_bus_est.vm_pu #magnitude estimada
58 faseEstimada = net.res_bus_est.va_degree #fase estimada
59
60 print("Valores de magnitude:", '\n', tensaoEstimada, '\n')
61 print("Valores de fase:", '\n', faseEstimada, '\n')
62
63 #printar o erro percentual
64 erroV = abs((tensaoEstimada - net.res_bus.vm_pu)/net.res_bus.vm_pu)*100
65 print("O erro percentual de estimativa da tensão, por barra, é:", '\n',
   ↵ erroV, '\n')
66
67 #printar desvio padrão da fase

```

```

68 print("O desvio padrão da fase estimada é:", np.std(faseEstimada), '\n')
69
70 #=====plotar gráficos=====
71 #fig, ax = plt.subplots() #vários gráficos numa única imagem
72 barra = [b1, b2, b3] #criando eixo x
73 #tensaoMedida = net.res_bus.vm_pu #criando eixo y - já declarado
74 #tensaoEstimada = net.res_bus_est.vm_pu #outro eixo y - já declarado
75
76 x_pos = np.arange(len(barra)) #transforma de strg para array / +-para
    ↵   deslocar em x
77 plt.xticks(x_pos, barra) #substitui a array pelos valores da strg / se
    ↵   mudar para barra horizontal colocar y em xticks
78
79 width=0.3
80 xdesloc=0.16
81
82 plt.bar(x_pos - xdesloc, tensaoMedida, width, label="Tensão Medida",
    ↵   color='#753e91') #usar .barh sem width= para barras horizontais
83 plt.bar(x_pos + xdesloc, tensaoEstimada, width, label="Tensão Estimada",
    ↵   color='#e15197')
84 plt.xlabel("Barras do Sistema")
85 plt.ylabel("Magnitude de Tensão (p.u.)")
86 plt.legend(ncol=2, title='Legenda', loc='lower center',
    ↵   bbox_to_anchor=(0.5, -0.3))
87 plt.title("Fluxo de Potência por Barra")
88 plt.tight_layout() #caber tudo no plot
89
90 #rótulo de dados da tensão Medida
91 for x,y in zip(x_pos, tensaoMedida):
92     label = "{:.3f}".format(y)
93     plt.annotate(label, #texto
                  (x-xdesloc,y), #coordenadas
                  textcoords="offset points", #como posicionar texto
                  xytext=(0,5), #distância dos textos aos pontos
                  ha='center') #alinhamento horizontal: left, right,
    ↵   center
94
95 #rótulo de dados da tensão Estimada
96 for x,y in zip(x_pos, tensaoEstimada):

```

```
101     label = "{:.3f}".format(y)
102     plt.annotate(label, #texto
103                   (x+xdesloc,y), #coordenadas
104                   textcoords="offset points", #como posicionar texto
105                   xytext=(0,5), #distância dos textos aos pontos
106                   ha='center') #alinhamento horizontal: left, right,
107                   ↪ center
108 plt.ylim(0.95, 1.05) #define ax limits
109 plt.show()
```

C.3 Sistema de 107 Barras

Os códigos em *python* referentes ao sistema de 107 barras brasileiro podem ser encontrados no *Google Drive* do autor e futuramente através do seu *GitHub*.