



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

JADSON RODRIGUES DE FRANÇA

MÉTODO LINEAR DE ESTIMAÇÃO DE ESTADO BASEADO EM SOMA DE
CORRENTES EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICAS COM GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA

MOSSORÓ

2023

JADSON RODRIGUES DE FRANÇA

MÉTODO LINEAR DE ESTIMAÇÃO DE ESTADO BASEADO EM SOMA DE
CORRENTES EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICAS COM GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA

Dissertação apresentada ao Mestrado em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal Rural do Semi-Árido como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia elétrica. Linha de Pesquisa: Sistemas de Energia

Orientador: Ednardo Pereira da Rocha, Prof. Dr.

Co-orientador: Adriano Aron Freitas de Moura, Prof. Dr.

MOSSORÓ

2023

Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema de Bibliotecas
da Universidade Federal Rural do Semiárido, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

F815m França, Jadson Rodrigues de.
Método linear de estimação de estados baseado
em soma de correntes em redes de distribuição
trifásicas com geração de energia distribuída /
Jadson Rodrigues de França. - 2023.
64 f. : il.

Orientador: Ednardo Pereira da Rocha.
Coorientador: Adriano Aron Freitas de Moura.
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal
Rural do Semi-árido, Programa de Pós-graduação em
Engenharia Elétrica, 2023.

1. Estimador trifásico. 2. Estimação de
estados. 3. Geração de Energia Elétrica
distribuída. I. Rocha, Ednardo Pereira da ,
orient. II. Moura, Adriano Aron Freitas de, co-
orient. III. Título.

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

JADSON RODRIGUES DE FRANÇA

MÉTODO LINEAR DE ESTIMAÇÃO DE ESTADO BASEADO EM SOMA DE
CORRENTES EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICAS COM GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA

Dissertação apresentada para obtenção do título de Mestrado em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal Rural do Semiárido como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia elétrica.

Linha de Pesquisa: Sistemas elétricos

Defendida em: 21 / Novembro / 2023.

BANCA EXAMINADORA

Ednardo Pereira da R, Prof. Dr. (UFERSA)
Presidente

Adriano Aron Freitas de Moura, Prof. Dr. (UFERSA)
Co-orientador

Rogério Diogne de Souza e Silva, Prof. Dr. (UFERSA)

Magno Medeiros De Araújo - Prof. Dr. (IFRN)

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Deus, pela saúde e bem-estar mental para concluir este estudo

Agradeço à toda minha família e em especial aos meus pais, Naire Rodrigues de França e Jonas Evangelista de França, que mesmo sem ter tanta oportunidade de educação quanto eu tive, nunca deixaram de me impulsionar na direção em que o estudo seria a ferramenta para com a qual eu evoluiria profissionalmente.

Agradeço à minha tia Jucilene Pereira de França, que foi minha segunda mãe, cuidou e cuida de mim em todos os momentos de minha vida.

Agradeço à minha amada esposa, Tayná Rodrigues de Góes Rebouças Oliveira, por estar a meu lado nos bons e maus momentos, compartilhando comigo seu brilho e sua alegria, e por não me deixar esquecer das coisas que sou capaz, sempre com muito amor e carinho.

Agradeço à minha Filha, Julia Rodrigues Oliveira de França, por me ensinar todo dia um pouco mais como amar a vida e as pessoas ao meu redor.

Agradeço aos orientadores Ednardo Pereira da Rocha e Adriano Aron Freitas de Moura, por serem sempre mais que instrutores geniais, são também amigos com os quais eu pude contar sempre que precisei, ao longo da graduação e agora, na pós-graduação.

Agradeço à Banca Examinadora pela atenção e excelência em seus apontamentos

Agradeço à todos os meus amigos. Aqueles que se tornaram profissionais de ponta em suas áreas e que sempre me deram bom exemplo, me impulsionando a explorar minhas habilidades e a crescer um pouco mais profissionalmente e intelectualmente. Agradeço também aqueles que me doaram seu tempo, me visitaram, me mandaram mensagens, ou que beberam comigo, fazendo amenizar o estresse envolvido durante a confecção desta pesquisa. Agradeço aqueles colegas de trabalho que souberam entender os dias em que estive mentalmente distante, por eu estar envolto nas ideias desta pesquisa, em especial a equipe do LPG Darcy Ribeiro. Se você foi uma dessas pessoas, meus sinceros sentimentos de gratidão.

RESUMO

A crescente demanda por energia elétrica e as políticas de incentivo à micro e minigeração de energia promoveram um aumento expressivo da injeção de energia elétrica em redes de distribuição de energia elétrica. Por esse motivo, as tecnologias de monitoramento do sistema elétrico precisam evoluir em igual medida, para garantir a melhor utilização desta geração distribuída. Desta forma será possível obter o máximo de suas vantagens e evitar possíveis impactos que podem ser causados à qualidade de energia destas redes. Para isso, processos de estimação de estados em sistemas elétricos são utilizados como ferramenta computacional para monitorar as principais grandezas elétricas nas redes de distribuição de energia. Esse cenário motivou o presente estudo a pesquisar sobre a aplicabilidade de um estimador de estado que utilize como base uma metodologia baseada em varredura (*backward-forward sweep*), visando maior rapidez computacional no processo de estimação, com valores de erro toleráveis. Desta forma, foi desenvolvido um estimador de estado linear trifásico, baseado no método de soma de correntes, com capacidade para operar em sistemas que incluem fontes de geração de energia elétrica acopladas às suas barras. O estudo se inicia com a modelagem de um algoritmo de estimação de estado utilizando o software MATLAB® que, utilizando grandezas medidas por equipamentos reais, juntamente com o Teorema da Propagação dos Erros, possibilita definir os valores de correntes, tensões e potência injetada nas barras do sistema estudado. Para avaliar sua aplicabilidade, uma rede de distribuição real com 58 barras foi modelada em um ambiente virtual no Simulink®, onde fontes de geração distribuída do tipo solar fotovoltaica foram inseridas no sistema elétrico, para que através da comparação dos resultados de simulações gráficas geradas pelo software com o resultado das estimações gerado pelo algoritmo, foram analisados os erros obtidos entre o sistema simulado e os resultados obtidos pelo algoritmo estimador. O tempo de processamento dos dados foi avaliado quanto à sua adequação para uso em tempo real. Os resultados obtidos demonstram que o estimador de estado desenvolvido atua com cerca de 7% de erro máximo em estimação de correntes e 2,4% de erro máximo em estimação de tensão, nos parâmetros estudados durante a pesquisa, oferecendo uma alternativa à instalação de um grande número de medidores nas redes de distribuição e fornecendo aos centros de operação valores confiáveis das grandezas monitoradas.

Palavras-chave: Estimador trifásico. Estimação de estados. Geração de Energia Elétrica distribuída.

ABSTRACT

A growing demand for electrical energy and incentivizing policies for micro and minigeneration of energy have led to a significant increase in the injection of electrical energy into electrical distribution systems. For this reason, electric power system monitoring technologies need to evolve to ensure the optimal use of this distributed generation. This will help obtain the maximum benefits and avoid potential impacts on the power quality of these electrical systems. To achieve this, state estimation processes in electrical systems are used as computational tools to monitor the primary electrical parameters in energy distribution systems. This scenario motivated the present study to investigate the applicability of a state estimator based on a backward-forward sweep methodology, aiming for greater computational speed in the estimation process with tolerable error values. Thus, a three-phase linear state estimator was developed based on the current sum method, capable of operating in systems that include electrical energy generation sources connected to their buses. The study begins with the modeling of a state estimation algorithm using MATLAB® software. By using quantities measured by real equipment along with the Error Propagation Theorem, the algorithm defines the values of currents, voltages, and injected power at the buses of the studied system. To assess its applicability, a real distribution network with 58 buses was modeled in a virtual environment in Simulink®, where distributed generation sources, such as photovoltaic solar, were added to the electrical system. Through the comparison of graphical simulation results generated by the software with the results of the algorithm, the errors obtained between the simulated system and the estimator algorithm were analyzed. The data processing time was evaluated for its suitability for real-time use. The obtained results demonstrate that the developed state estimator operates with approximately 7% maximum error in current estimation and 2.4% maximum error in voltage estimation, in the parameters studied during the research. This offers an alternative to installing a large number of meters in distribution networks and provides reliable values of monitored quantities to operation centers.

Keywords: Three-phase estimator; Electrical states estimation; Electrical energy distributed generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema trifásico dotado de dois medidores.....	27
Figura 2 - Sistema elétrico em formato de escada.....	29
Figura 3 - Seção de redução para o sistema elétrico	31
Figura 4 - Panorama completo para condução da pesquisa.....	33
Figura 5 - Fluxograma do algoritmo Estimador de Estados.....	34
Figura 6 - Sistema elétrico SD01RN modelado no ATP.....	37
Figura 7 - Sistema Elétrico estudado, modelado em Simulink®.....	39
Figura 8 - Exemplo do Simulink® utilizado como usina FV.....	41
Figura 9 - Curvas VI e VP do grupo dos grupos de geração 01 e 02, respectivamente	42
Figura 10 - Usina de geração SFV : Ponto de conexão.....	43
Figura 11 - Arranjo de conexão da GEED com o sistema SD01RN.....	44
Figura 12 - Esquema de conexão da GEED com o sistema elétrico SD01RN.....	45
Figura 13 - Detalhe da conexão do sistema de GEED, na barra 21 do Sistema SD01RN, com abreviação didática em forma de subsistema	45
Figura 14 - Bloco estimador de estados para a fase A	46
Figura 15 - Bloco estimador de estados trifásico no Simulink®.....	46
Figura 16 - Gráfico de corrente injetada pela GEED na barra 21 do sistema.	47
Figura 17 - Comparativo gráfico entre correntes medidas e estimadas na barra 20 do sistema elétrico.	48
Figura 18 - Método para cálculo dinâmico da diferença entre as correntes	48
Figura 19 - Diferença entre as correntes estimadas e medidas ao longo do tempo de simulação	49
Figura 20 - Diferenças absolutas entre correntes estimadas e medidas (A) nas barras 20, 35, 41 e 54.	49
Figura 21 - Diferenças absolutas entre correntes estimadas e medidas (A) nas barras 20, 35, 41 e 54, em regime permanente.	50
Figura 22 - Gráficos de erro percentual nas barras com medidores no sistema elétrico.	51
Figura 23 - Diferença percentual entre as correntes medidas e estimadas nas barras com medidores..	51
Figura 24 - Perfil de erros absolutos na estimação de correntes por fase no sistema.....	52
Figura 25 - Perfil de erros percentuais na estimação de correntes por fase no sistema.....	52
Figura 26 - Perfil de erros absolutos na estimação de tensão por fase no sistema	53
Figura 27 - Perfil de erros percentuais na estimação de tensões por fase no sistema.....	53
Figura 28 - Gráficos de erros percentuais e absolutos, conforme as distâncias das barras à fonte principal do sistema.....	54
Figura 29 - Curva de irradiação solar (w/m^2) e de potência(kW) para simulação do ciclo de 24 horas de injeção de Energia SFV.....	55
Figura 30 - Correntes medida vs estimada, na barra 20 do sistema (panorama 24 horas)	56
Figura 31 - Diferenças percentuais entre as correntes, nos quatro medidores principais do sistema (panorama 24horas).....	56
Figura 32 - Tempos de execução do algoritmo estimador durante a simulação.....	57
Figura 33 - Tempos de execução (segundos) do algoritmo estimador durante a simulação (variação de injeção de carga).....	58
Figura 34 - Número de iterações nos laços do algoritmo durante a simulação	59
Figura 35 - Diferença percentual entre as correntes medida e estimada nos medidores do sistema, com variação de potência injetada.	60

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Análise de dados nos três últimos anos com relação aos números de GEED	17
Tabela 2 - Comparações entre Tensões(V) para os modelos Matlab vs ATP-Draw	40
Tabela 3 - Comparações entre Correntes (A) para os modelos Matlab vs ATP-Draw.....	40
Tabela 4 - Análise estatística dos sinais de tempo de estimação.....	58
Tabela 5 - Análise estatística dos sinais de tempo de estimação (variação de injeção de carga).....	59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

Cepel - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

EE - Estimador de Estados

GEED - Geração de Energia Elétrica Distribuída

MQP - Mínimos Quadrados Ponderados

MPPT - *Maximum Power Point Tracking*

PLL - *Phase-Locked Loop*

SAGE - Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia

SCADA - *Supervisory Control and Data Acquisition*

SE - Subestação

SEP - Sistema Elétrico de Potência

SFV - Solar Fotovoltaica

SIN - Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
1.1 Revisão da Literatura	11
1.2 Objetivos Gerais	14
1.3 Objetivos específicos	14
1.4 Estrutura do trabalho	15
2 ANÁLISE DA BIBLIOGRAFIA.....	16
2.1 Geração de Energia Elétrica Distribuída (GEED)	16
2.2 Estimação de estados em sistemas de potência	18
2.2.1 Conceito	18
2.2.2 Métodos de estimação de estados em sistemas de potência	18
2.2.3 Método de estimação por Mínimos Quadrados Ponderados (MQP)	20
2.2.4 Observabilidade do sistema elétrico	22
2.2.5 Variâncias das grandezas medidas e pseudomedidas	23
2.2.5.1 Variância de grandezas medidas	23
2.2.5.2 Variância de grandezas pseudomedidas	24
2.2.6 Fatores de utilização	25
2.2.7 Cargas por fase do sistema	27
2.2.8 O Método de soma de correntes	29
2.3 Estimador de estado baseado em soma de correntes	31
3 METODOLOGIA	32
3.1 Algoritmo do estimador de estados	33
3.2 Execução das simulações realizadas no Matlab/Simulink®	36
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	47
4.1 Análise do erro em função da distância no sistema	54
4.2 Estimação dinâmica pela curva de irradiação diária	55
4.3 Análise computacional do estimador	57
5 ANÁLISE DOS RESULTADOS	60
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS	61
REFERÊNCIAS	63

1 INTRODUÇÃO

Com a mesma intensidade com que a geração distribuída de energia elétrica se torna cada vez mais atrativa, tanto ao mercado de energia elétrica quanto ao consumidor individual, o aumento da injeção de energia elétrica nas redes de distribuição se torna um fato que deve ser levado em consideração no planejamento das concessionárias e por outros órgãos que operam o sistema de distribuição elétrica. Tudo isso para garantir o controle e monitoramento das variáveis do sistema e, conseqüentemente, da integridade da sua infraestrutura.

Souza Silva et al (2018) traz uma pesquisa sobre o crescimento da GEED (Geração de Energia Elétrica Distribuída) entre os anos de 2012 e 2017, correlacionando este fato com a criação de políticas públicas que proporcionaram ao mercado de energias, principalmente renováveis, um grande avanço de crescimento entre os anos supracitados.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, que armazena todos os dados de novas usinas de geração distribuída no território brasileiro, mostra que 793.245 novas usinas de micro e minigeração distribuída foram adicionadas ao sistema elétrico brasileiro somente no ano de 2022, o que evidencia o crescimento desta modalidade geradora nos últimos 11 anos. (ANEEL, 2023)

A partir de 2012, com a vigência da Resolução Normativa 482 da ANEEL, atualmente substituída pela Lei 14.300 de 06 de janeiro de 2022, a geração distribuída tornou-se presente em praticamente todas as redes das concessionárias de energia brasileiras. Trazendo benefícios aos consumidores, em contrapartida, requerendo atenção dos operadores quanto à integridade de suas infraestruturas.

1.1. Revisão da Literatura

A primeira abordagem acerca da estimação de estado aplicada aos sistemas de potência foi formulada por Schweppe (SCHWEPPE; WILDES, 1970), onde os modelos clássicos de estimação foram aplicados em sistemas de transmissão de energia elétrica, enquanto que há um número inferior de estudos acerca de estimadores aplicados a redes de distribuição. O principal desafio destes sistemas é a quantidade de ramificações e números de barras, tornando o algoritmo mais complexo, e um número pequeno de medidores instalados ao longo do alimentador. Geralmente, a maioria dos alimentadores possuem apenas uma medição na saída

da subestação, comprometendo a observabilidade do sistema e tornando inadequada a estimação. Hoje em dia a realidade é outra, e é possível observar a adição de mais medidores ao longo de um SD.

Como o presente trabalho se atem a estimação de estados para sistemas dotados de GEED, foram destacados como estado da arte, aqueles trabalhos que contribuíram ou avançaram neste quesito, com relevância não só para esta pesquisa, como para o cenário como um todo.

Almeida (2003) apresenta um método inovador, para estimação de estados baseado em soma de potências. Sua metodologia de utilização de medidas estimadas como pseudomedidas, de uma seção para a outra do circuito, foi tomada como umas das mais relevantes bases para esse estudo. Suas contribuições também se expressam na modelagem das seções, e na abordagem geral da pesquisa.

Frazão (2012) propõe métodos alternativos para estimação de estados em sistemas de subtransmissão e distribuição de energia elétrica, tendo em vista que a estimação de estados foi classicamente criada para uso em sistemas de transmissão. Em seu trabalho ele utiliza-se de um MEE (Método de Estimação de Estados) baseado em MQP (Mínimos Quadrados Ponderados) com restrição de igualdade, onde usa de medições convencionais e um conjunto de variáveis de estado modificadas, utilizando medições de corrente sendo introduzidas de maneira direta, que ao contrário do modelo clássico do MQP, não prejudicaram o desempenho do EE. A metodologia foi aplicada a um sistema de cinco barramentos e obteve sucesso, tendo em vista que os valores medidos coincidiram com os valores estimados.

Milbradt (2015) propõe novos métodos para EE multi-área, com potencial para aplicação em redes elétricas inteligentes, propõe que o estimador seja associado à uma divisão maciça das redes, que permite diminuir a complexidade do algoritmo, sem comprometer a precisão da solução. Ele tem como base o método dos MQP, associado ao algoritmo de divisão de redes, obtendo diferenças na precisão das soluções, que mesmo assim, foram irrelevantes comparadas com o benefício de se ter uma infra-estrutura distribuída. Por fim, ele apresentou um protótipo de software chamado AWS, com integração na web via browser, que poderá ser o futuro da interação entre equipes de operação, manutenção e até dos clientes, dos sistemas elétricos inteligentes.

Colombo (2016) apresenta em sua dissertação, um algoritmo para a estimação de estados em sistemas com GEED (Geração de Energia Elétrica Distribuída) ativos, utilizando técnicas

de análises de erros grosseiros por meio de multiplicadores de Lagrange linearizados e testes de colinearidade. Seu trabalho conduz simulações nos sistemas IEEE de 13 e de 37 barras, com inclusão de GEED, e também contempla o cenário das micro redes e redes inteligentes. Como principais resultados, ele apresenta uma metodologia capaz de operar com restrições individuais associadas a GEED, de forma que quanto maior for a diferença entre as informações disponíveis e os valores verdadeiros de potência gerada, maior é a capacidade de identificação e detecção dos erros. Mesmo assim, o desempenho da metodologia proposta se mantém mesmo em face dos erros mais sutis, na modelagem da GEED. Por fim, seu trabalho também demonstra que pode ser estendido à uma detecção de erros associados a potência reativa, que pode ser aplicado principalmente em casos específicos onde a GEED possua baixo fator de potência.

Almeida (2020), em seu artigo, onde associou um estimador de estados com a técnica de geração de cenários de irradiação solar, denominada *K-means*, com o objetivo de analisar o impacto da GEED do tipo SFV (Solar Fotovoltaico), no problema de EE em redes de distribuição ativas. Para isso foi utilizado um método denominado *E-OFF*, no estimador, baseado no fluxo de potência ótimo, a fim de incluir as incertezas da geração SFV. Desta forma, esse método foi aplicado à uma simulação envolvendo um sistema de 33 barras teste, da literatura do IEEE, onde existiam três usinas SFV junto a simulação tradicional de Monte Carlo. O estudo concluiu que a maior penetração de energia SFV, implica na menor precisão da estimação de estados, tendo em vista que maior percentual de energia SFV implica em maior nível de incerteza. Por outro lado, quanto maior o número de cenários analisados, maior a precisão do estimador.

Melo (2022) em seu livro, trata de forma didática, partindo desde os conceitos da estimação de estados, passando pelas etapas da estimação, até chegar nos métodos propriamente ditos. Ali ele explora e discorre sobre o MQP e posteriormente fala sobre a aplicação da estimação em redes inteligentes (*smart grid*), tratamento de erros grosseiros, e monitoramento de harmônicos, finalizando sua obra com um apanhado sobre o sistema de monitoramento dinâmico, com o uso do filtro de Kalman estendido.

Amaral, et all (2021), em seu artigo, apresentam uma metodologia para otimização do processo de EE, usando o *software* Open-DSS com o qual, através da utilização de metaheurísticas, comparar com um método numérico baseado em derivadas, considerando as medidas fasoriais de tensão e corrente. Desta forma ele consegue estimar os valores de demanda de potência e geração distribuída, em sistemas de distribuição trifásicos e desequilibrados. Foi

feita a aplicação no sistema IEEE de 13 barras, onde pode-se verificar que ao longo de 50 simulações, o método PSO (*Particle Swarm Optimization*) consumiu menor tempo computacional, e apresentou resultados muito próximos dos nominais, para as variáveis de estado analisadas. Observou-se também, que o método é extremamente sensível às condições iniciais.

Rocha (2020), em sua tese de doutorado, elabora um algoritmo baseado na reestimação de estados, onde primeiramente é feita a estimação através do MQP, e posteriormente é feita a aplicação do método de soma de correntes, de forma linear, sendo essa metodologia aplicada a redes de distribuição trifásicas, e com a possibilidade de análise de faltas. Sua metodologia simplificada e que carrega uma boa exatidão nos resultados serve como base para este trabalho, a seguir pela linha da estimação trifásica linear, adicionando ao estimador a capacidade de operar em redes com GEED, onde são conhecidos os valores de carga inseridos no SE.

Desta forma, o presente trabalho contribui para o estado da arte da estimação de estados em sistemas elétricos dotados de GEED, através da metodologia de estimação linear proposta por Rocha(2020), associada à introdução de fontes GEED, do tipo SFV, e analisando através de simulações dinâmicas, a capacidade do EE, a velocidade computacional do método, a precisão, e as condições de erro associados ao processo de estimação, em diversos cenários, com a finalidade de ilustrar o erro absoluto e percentual associado ao EE.

Ainda é apresentada a metodologia utilizada para confecção das simulações feitas durante o estudo, tendo em vista a abordagem dinâmica através do *software* Simulink®, onde pode-se comparar as curvas de estimação e medição feitas, durante todo o tempo do processo de estimação. Essa abordagem pode ser replicada para outros algoritmos de EE, bem como para a aplicação em outros sistemas trifásicos de distribuição.

1.2. Objetivos Gerais

Implementar um estimador de estados linear trifásico baseado no método de soma de correntes, em sistemas de distribuição dotados de geração distribuída, baseando-se em erros calculados com base em simulações dinâmicas executadas no Matlab/Simulink®.

1.3. Objetivos específicos

- Adicionar o modelo de fonte de geração distribuída ao algoritmo do estimador de estados linear trifásico baseado em soma de correntes;

- Mostrar e discorrer sobre a estimação de forma dinâmica, em um sistema com geração distribuída;
- Avaliar o desempenho computacional e os limites de erro, do estimador trifásico desenvolvido para sistemas de distribuição dotados de geração distribuída.
- Observar possíveis efeitos das fontes de geração distribuída com relação aos erros associados a estimação;
- Observar os erros na estimação com relação à distância da barra à fonte de alimentação principal do sistema;
- Determinar a viabilidade do uso do EE, tendo em vista os erros obtidos nas simulações.

1.4. Estrutura do trabalho

Neste trabalho, foi desenvolvido um método de estimação de estados linear trifásico que considera a injeção de energia nas redes elétricas devido à geração de energia elétrica distribuída, mantendo um nível aceitável de erros associados às grandezas estimadas em cada barra do sistema analisado. O primeiro capítulo serve como uma breve introdução e estado da arte, sobre os temas estudados. Já o segundo capítulo aborda os conceitos e princípios relacionados à geração distribuída e estimação de estados, enquanto o terceiro capítulo descreve o método de cálculo utilizado ao longo do estudo. No capítulo quatro, são apresentados os métodos utilizados para as simulações e os gráficos resultantes. A seguir no capítulo cinco, os resultados obtidos serão discutidos. Por fim, no capítulo seis são expostas as considerações finais, onde será respondida a questão inicial sobre as possibilidades de uso do método de estimação de estados, que é o foco desta pesquisa.

2 ANÁLISE DA BIBLIOGRAFIA

Neste capítulo será exposta a base teórica com a qual foi possível construir todo escopo do trabalho. Dividida em duas partes, primeiramente foi abordado a temática da GEED no Brasil, e posteriormente foi explicado sobre a teoria que envolve o método matemático utilizado no EE estudado.

2.1 Geração de Energia Elétrica Distribuída (GEED)

O conceito de geração distribuída, apesar de parecer simples, ainda é objeto de discussão entre alguns autores. A sua definição básica considerada “uma fonte de geração de energia, conectada ao sistema elétrico, com origem independente das fontes de geração clássicas e de grande porte” pode ser uma forma rápida de falar sobre o assunto, mas não engloba aspectos como: tamanho da geração, localização, impactos ou mesmo o propósito do empreendimento. A discussão se amplia, até que Severino (2014) discute o assunto à exaustão e chega à seguinte definição:

(...) Dentre os conceitos pesquisados, e para efeitos práticos o presente estudo se limita a definição trazida pelo artigo 14 do Decreto Lei nº 5.163/2004 (Brasil, 2004) que define a geração distribuída como a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aqueles provenientes de hidroelétricas com capacidade instalada superior a 30MW; e termelétricas, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%.

Segundo a ANEEL, considerando os três últimos anos, 2020, 2021 e 2022, foi possível notar um crescimento de 352% no número de novas conexões ao longo desse intervalo, conforme mostrado na Tabela 1(ANEEL, 2023).

Tabela 1 - Análise de dados nos três últimos anos com relação aos números de GEED

ANO	2020	2021	2022
Novas conexões (unidades)	225308	435583	795135
Potência instalada pelas novas conexões	2849MW	4372MW	8307MW
Conexões da classe de consumo Residencial (unidades)	166033	350166	646225
Potência instalada residencial	1060MW	2216MW	4691MW
Novas conexões do Grupo A (unidades)	4551	5037	8261
Potência instalada pelas novas conexões do grupo A	694MW	738MW	1392MW
Novas conexões do Grupo B (unidades)	220757	430546	786873
Novas conexões do Grupo A do tipo SFV (unidades)	4491	5001	8224
Potência instalada por unidades do grupo A do tipo SFV	651MW	711MW	1351MW

FONTE: Elaboração própria, dados disponíveis em ANEEL, 2023.

Com relação ao ano de 2020, foram 225.308 novas ligações, das quais 225.189 foram de unidades de geração fotovoltaica, o que representa 99% do número de novas conexões. Já no ano de 2021 foram ao todo 435.477 novas instalações, sendo 435.391 unidades de geração fotovoltaica, o que representa 99% do total do número de usinas. Em 2022 a tendência se manteve, com 795135 novas ligações, sendo que apenas 85 destas unidades não foram do tipo SFV, mantendo um valor de 99,4% de novas ligações de GEED do tipo SFV.

Pode-se atentar para o fato de que o número de novas ligações quase duplicou entre 2020 e 2021, porém esse número deve-se a um grande aumento na aquisição de sistemas fotovoltaicos residenciais. Ainda assim, a potência instalada residencial representa 37% do valor total conectado em 2020 e um pouco mais de 50% em 2021, o que evidencia que apesar de, em menor número, a geração distribuída não residencial é bem expressiva com relação a quantidade de potência gerada.

Outro fato importante é que dentre os tipos de geração, a geração solar fotovoltaica representa grande parte do total de novas conexões de GEED, representando cerca de 94% do valor total em potência instalado, pelas unidades do Grupo A. Por esse motivo, o presente estudo toma como base a conexão de uma usina solar fotovoltaica trifásica como GEED, para possibilitar o estudo das características da integração entre o sistema fotovoltaico e a rede elétrica, a fim de comparar os dados obtidos através do estimador de estados com o sistema modelado através do Simulink®.

2.2 Estimação de estados em sistemas de potência

Com o notável e crescente aumento de tamanho nos sistemas de distribuição de energia elétrica, tornou-se economicamente inviável estabelecer medidores de grandezas elétricas em todos os pontos do sistema. Por esse motivo, foram adotados métodos para estimar essas grandezas não medidas com base nas grandezas disponíveis nos locais onde medidores estão instalados. A estimação de estados, bem como o fluxo de carga, desempenha um papel importante com relação à operação e planejamento de SEP (Sistema Elétrico de Potência), decisões importantes sobre construções de novas subestações, linhas de transmissão ou até postergação de obras são tomadas com base em estudos de estimação de estado ou fluxo de carga (ALMEIDA, 2003).

Como a pesquisa dedica-se à adaptação de um método para estimação linear de estados, baseado no método de soma de correntes, a seguir será feita a apresentação da base teórica com a qual foi construído o algoritmo do estimador.

2.2.1. Conceito

A Estimação de Estados se refere a um procedimento de obtenção dos fasores de tensão de todas as barras do sistema, em certo instante de tempo, através do conjunto de medidas proveniente de diversos locais do sistema (LANGNER apud ABUR; EXPOSITO, 2004). No âmbito da supervisão dos sistemas de potência, a estimação de estado determina os estados, como o módulo e o ângulo da tensão, de uma parte observável do sistema correspondente à parte monitorada da rede. Neste trabalho, a estimação será realizada através da utilização de um método de fluxo de carga baseado em varredura do sistema.

2.2.2. Métodos de estimação de estados em sistemas de potência

Melo (2010), aborda sobre os tipos de métodos de estimação de estados, desde os mais tradicionais, até os mais modernos, a serem utilizados em redes do tipo *smart grid*. Dentre estes, o método de EE do tipo SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) seria um dos mais tradicionais métodos de monitoramento de sistemas de transmissão de energia elétrica, pois permite reunir todos os dados coletados da rede, em um único software, integrando esses no formato do estado operativo da rede elétrica, em regime permanente. Aliado ao sistema SCADA, estão algumas tecnologias emergentes, que conferem uma estampa de tempo aliada a

medidores geograficamente distantes um do outro, através de GPS ou Glonass, através dos protocolos IRIG-B.

Outro avanço contemporâneo no processo de EE se deu através dos medidores conhecidos como PMU (*phasor measurement units*) que se tornaram mais frequentes desde a década da 1990. Estes promovem uma melhor visão do sistema, com capacidade de detecção de várias características associadas a frequência da rede, como variação de frequência instantânea, variações de tensão de curta duração, incluindo afundamentos ou elevações de tensão, oscilações e ressonância subsíncrona. Estas unidades também podem permitir a concepção de sistemas de monitoramento de qualidade de energia, como por exemplo o projeto desenvolvido nos Estados Unidos pela *New York Power Authority* (NYPA) entre os anos de 1992 e 1998 (Melo, 2022).

Já no cenário Brasileiro é utilizado o sistema SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia), que cumpre o papel do sistema SCADA, aglutinando as informações de monitoramento do sistema elétrico e sendo utilizado pelas demais concessionárias de energia, e pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). O sistema SAGE foi desenvolvido pelo Cepel (Centro de pesquisa de Energia Elétrica), bem como outras ferramentas de análise de sistemas de potência, listadas a seguir (Melo, 2022).

- Anarede: Permite o cálculo do fluxo de potência, determinando as tensões em todas as barras de sistemas monofásicos de transmissão a partir do conhecimento das condições de carga e geração. Além disso, permite execução de fluxos de potência considerando contingenciamentos, regulação de frequência, controle de tensão, bem como a modelagem de compensadores estáticos de reativos. Com uma interface gráfica amigável, ele permite que sistemas novos sejam modelados e analisados, além de propiciar análises de segurança estáticas, incluindo levantamento de curvas PV e QV, as quais possibilitam determinar a margem de segurança do sistema, evitando aumento de carga expressivo que culmine em reduções exacerbadas nos valores de tensão em pontos notáveis do sistema. Os fluxos de potência podem ser resolvidos utilizando Newton-Raphson, métodos desacoplados, entre outros.

- HarmZs: Este *software* faz o cálculo de componentes harmônicas supondo a introdução de fontes intermitentes eólicas, solares e cargas não lineares modeladas por injeção de correntes em frequências múltiplas da fundamental. Além disso, permite a avaliação da

propagação harmônica através da varredura na frequência e análise modal, que permitem averiguar pontos de ressonância durante a operação da rede.

- Flupot: o fluxo de potência ótimo pode ser executado neste programa considerando objetivos como o de minimizar custos de geração, perdas e maximizar transferência de potência assumindo como restrições de igualdade as equações algébricas do fluxo de potência e restrições de desigualdade, incluindo valores limites de tensão, fluxos e potências em cada barra. A partir da resolução por método de pontos interiores, é possível determinar multiplicadores de Lagrange, os quais são indicadores conhecidos na literatura para estabelecer critérios de estabilidade de tensão.

- Anatem: este programa é destinado a análises eletromecânicas no domínio do tempo, permitindo avaliar dinamicamente o comportamento de variáveis elétricas em SEPs.

- Anafas: estudos de curto-circuito envolvendo faltas simétricas e assimétricas trifásicas podem ser averiguadas neste *software*.

Dentre os vários métodos de EE, a pesquisa segue optando por utilizar o método dos Mínimos Quadrados Ponderados, ou MQP, pois mesmo sendo uma técnica classicamente aplicada, ainda é uma ferramenta viável, principalmente quando aliada a processos lineares, que são mais rápidos computacionalmente. A seguir, o método MQP será explicado de forma mais específica, e como foi utilizado nesta pesquisa.

2.2.3. Método de estimação por Mínimos Quadrados Ponderados (MQP)

O capítulo a seguir estabelece as bases sobre as quais foram conduzidos as simulações neste estudo. Para o algoritmo de Estimação de Estados (EE), foi essencial examinar o Método dos Quadrados Mínimos Ponderados (MQP), seguido dos requisitos para a modelagem do sistema em estudo e, posteriormente, a aplicação do método linear baseado em soma de corrente durante o processo de estimação. Para assegurar a observabilidade do sistema, foram realizados ajustes nas variâncias das grandezas medidas e pseudomedidas, bem como a utilização de um método de ajuste de cargas. Todos esses aspectos serão detalhados a seguir.

Tanto Schweppe e Debs (1970), quanto Monticelli (1999) descreveram a problemática da estimação de estados como sendo um sistema de equações não lineares sobredeterminado. A relação entre os valores monitorados e as pseudo-medidas é regida pela equação 1.

$$Z = h(x) + e \quad (1)$$

A partir desta definição é necessário otimizar a equação 1 por meio da aplicação da metodologia MQP, onde será calculado o vetor de estado X minimizando a função objetivo $J(x)$, representando esta pela soma dos quadrados dos resíduos, e ponderando pelo inversos das variâncias dos erros associados as medidas de Z , de acordo com a equação 2.

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

A ponderação no MQP é feita através da matriz de covariância Rz , em que quanto menor for a variância associada a uma medida z , maior será seu peso ao longo do processo de EE. A partir daí, deve-se utilizar métodos iterativos, como Gauss-Newton ou Newton-Raphson para resolver o problema de minimização. No ponto mínimo, as condições de otimalidade de primeira ordem deverão ser satisfeitas (ABUR, EXPOSITO, 2004). Desta forma pode-se expressar $G(x)$ como sendo $\frac{\partial J(x)}{\partial x}$, de forma que resulte na equação 3:

$$g(x) = \frac{\partial J(x)}{\partial x} = -H^T(x)R_Z^{-1}[z - h(x)] = 0 \quad (3)$$

onde : $H(x) = \left[\frac{\partial h(x)}{\partial x} \right]$ é denominada matriz Jacobiana.

Utilizando a série de Taylor para expandir cada função não-linear em torno de x^t , em que t é o contador de iterações, tem-se que:

$$g(x) = g(x^t) + G(x^t)(x - x^t) + \dots = 0 \quad (4)$$

Onde despreza-se os termos de ordem elevada, resultando em:

$$g(x^t) + G(x^t)(x - x^t) = 0 \quad (5)$$

Assim, a variação de x entre duas iterações consecutivas é igual ao produto da inversa de $G(x^t)$ por $g(x^t)$, que é denominada matriz de ganho(hessiana), de $J(x)$, e seu gradiente.

$$(x - x^t) = -[G(x^t)]^{-1}g(x^t) \quad (6)$$

A equação acima pode ser reescrita da seguinte forma:

$$[G(x^t)]\Delta X^{t+1} = -g(x^t) \quad (7)$$

Onde $\Delta X^{t+1} = X^{t+1} - X^t$ e $G(x)$ e $g(X)$ podem ser representados matematicamente pelas expressões:

$$G(x^t) = \left[\frac{\partial g(x^t)}{\partial x} \right] = H^T(x^t)R_z^{-1}H(x^t) \quad (8)$$

$$g(x^t) = -H^T(x^t)R_z^{-1}[z - h(x^t)] \quad (9)$$

A partir daí, obtém-se através da substituição da equação (8) e (9), na equação (7), obtendo-se a equação normal de Gauss, vista a seguir.

$$H^T(x^t)R_z^{-1}H(x^t)\Delta x = H^T(x^t)R_z^{-1}[z - h(x^t)] \quad (10)$$

Pode-se notar que, se o modelo de medição dado pela equação (1), possui apenas funções lineares, então de acordo com a equação (11), o vetor estimado x , pode ser calculado diretamente pela equação linear de estado linearizado (LI et al. 2018), onde x pode ser obtido por meio da solução não iterativa e direta da equação normal de Gauss, por meio das equações a seguir.

$$[H^T(x)R_z^{-1}H(x)]x = H^T(x)R_z^{-1}z \quad (11)$$

$$X = [G(x)]^{-1}[H^T(x)R_z^{-1}z] \quad (12)$$

O presente estudo se baseia na tese de Rocha (2020), na qual é desenvolvido o Estimador de Estado (EE) linear trifásico, com base em medições clássicas, conforme proposto por Hurtgen e Maun (2008). Essas medições incluem módulos de tensão e corrente, bem como potência ativa e reativa. O método foi adaptado e expandido para possibilitar sua aplicação em sistemas de distribuição que envolvam a injeção de energia através da Geração de Energia Elétrica Distribuída (GEED).

2.2.4. Observabilidade do sistema elétrico

Com relação a observabilidade do sistema estudado, não foram utilizadas medidas com erros grosseiros em quantidades que chegassem a ponto de comprometer a observabilidade do sistema, desta forma, a eliminação de erros grosseiros não se fez necessária durante este estudo.

Com relação aos demais ajustes, com a finalidade de assegurar a observabilidade do sistema, foram feitos ajustes nas variâncias das grandezas medidas, bem como nas grandezas pseudomedidas. Posteriormente foi realizado um ajuste de cargas, adicionando ao conjunto tantas pseudomedidas forem necessárias, a fim de garantir a redundância dos valores estimados.

2.2.5. Variâncias das grandezas medidas e pseudomedidas

A metodologia de estimação por MQP, vista na seção 2.2.3, necessita da construção da matriz de covariância R_z , a qual possui em sua diagonal principal o conjunto de variâncias das grandezas medidas e pseudomedidas do conjunto de medição Z . É preciso efetuar o cálculo dessas variâncias levando em consideração a propagação das incertezas com a qual, cada uma dessas medidas é associada (ROCHA, 2020).

2.2.5.1. Variância de grandezas medidas

A variância dessas grandezas está associada aos erros intrínsecos dos equipamentos de medição, que são geralmente fornecidos pelos fabricantes, junto ao catálogo dos equipamentos. Estes erros sistemáticos, também conhecidos como classe de exatidão (CE), podem ser expressos como:

$$CE = \frac{Erro_{Máx} \cdot 100\%}{Fundo\ de\ escala} \quad (12)$$

De acordo com Rocha (2020, *Apud* VOULO, 1992), não existindo na literatura uma metodologia para calcular a variância sistemática (σ_r^2), dos equipamentos, seria possível apenas estimar este erro sistemático (Lr) à partir da hipótese sobre distribuição de erro, adotando a distribuição Gaussiana para erros e um limite de erro tolerável igual a 95%. Desta forma sendo comum considerar Lr igual a duas vezes o valor do desvio padrão sistemático, assim:

$$Lr \approx 2\sigma \quad (13)$$

Ou

$$\sigma \approx \frac{Lr}{2} \quad (14)$$

O valor de Lr é obtido em função da exatidão do instrumento e da média das leituras realizadas, da seguinte forma:

$$Lr \approx \frac{acurácia}{100} \bar{V} \quad (15)$$

Ou

$$\sigma r \approx \frac{\text{acurácia}}{200} \bar{V} \quad (16)$$

De acordo com Cruz (2015, *apud* ALMEIDA, 2003), é possível considerar o valor médio global igual ao valor medido, então:

$$Lr \approx \frac{\text{acurácia}}{100} V_{\text{medido}} \quad (17)$$

Ou

$$\sigma r \approx \frac{\text{acurácia}}{200} V_{\text{medido}} \quad (18)$$

Desta forma, conhecendo-se σr , é possível determinar a variância por meio da equação (19):

$$\sigma r^2 \approx \left(\frac{\text{acurácia}}{200} \right)^2 \cdot (V_{\text{medido}})^2 \quad (19)$$

2.2.5.2. Variância de grandezas pseudomedidas

Sabe-se que as grandezas pseudomedidas não são obtidas através de instrumentos de medição, e por isso exigem uma abordagem alternativa para constatação de sua variância.

Rocha (2020, *Apud*, ALMEIDA, 2003) ressalta a importância de se admitir que as grandezas pseudomedidas também possuam variância.

Voulo (1992) afirma ser possível calcular a propagação das incertezas de uma grandeza dependente de outra, através da função $w = f(x,y,z)$, da seguinte forma:

$$\sigma_w^2 = \left(\frac{\partial w}{\partial x} \right)^2 \sigma_x^2 + \left(\frac{\partial w}{\partial y} \right)^2 \sigma_y^2 + \left(\frac{\partial w}{\partial z} \right)^2 \sigma_z^2 \quad (20)$$

Onde:

σ_w^2 : Variância da grandeza genérica w ;

σ_x^2 : variância da grandeza x ;

σ_y^2 : variância da grandeza y ;

σ_z^2 : variância da grandeza z ;

Para que a relação anterior seja válida, os erros de x , y e z , devem ser independentes entre si, e respeitar a relação para os casos de soma e produto entre eles, de forma que:

$$w = xyz \quad (21)$$

E

$$w = x \pm y \pm z \quad (22)$$

Assim, de forma análoga, σ_w^2 pode ser obtido através da substituição direta, na equação (23), como visto a seguir:

$$\sigma_w^2 = (yz)^2 \sigma_x^2 + (xz)^2 \sigma_y^2 + (xy)^2 \sigma_z^2 \quad (23)$$

E

$$\sigma_w^2 = \sigma_x^2 + \sigma_y^2 + \sigma_z^2 \quad (24)$$

Rocha (2020) também considera possível a obtenção da variância entre dois valores de uma grandeza w através da relação linear entre eles, como visto a seguir.

$$w_1 = ax \quad (25)$$

$$w_2 = bx \quad (26)$$

Considerando que as constantes a e b possuem erros desprezíveis, sendo apenas a variável x considerada para o cálculo das incertezas, tem-se:

$$\sigma_{w_1}^2 = a^2 \sigma_x^2 = \frac{w_1^2}{x^2} \sigma_x^2 \quad (27)$$

$$\sigma_{w_2}^2 = b^2 \sigma_x^2 = \frac{w_2^2}{x^2} \sigma_x^2 \quad (28)$$

Fazendo a relação dessas equações com a equação das variâncias, obtém-se a seguinte equação:

$$\sigma_{w_2}^2 = \frac{\sigma_{w_1}^2}{w_1^2} w_2^2 \quad (29)$$

Este estudo baseia-se na utilização das equações descritas neste capítulo, para o cálculo de todas as variâncias utilizadas durante o estudo realizado.

2.2.6. Fatores de utilização

De acordo com a metodologia proposta por Almeida, Medeiros e Silveira, (2003), é preciso calcular todos os fatores de utilização para cada ponto do sistema que possua medição em tempo real, utilizando a seguinte expressão:

$$f u_i = \frac{V_{med_i} I_{med_i}}{\frac{1}{f_{div,T}} \sum_{j=1}^{nt} S_{T_j} + \frac{1}{f_{div,GA}} \sum_{k=1}^{ng} \frac{D_{m_k}}{f p_{m_k}}} \quad (30)$$

Onde:

$f u_i$: fator de utilização calculado para um ponto de medição i , em que i indica o número de pontos de medição do sistema;

V_{med_i} : Valor da tensão medida em tempo real no ponto de medição i ;

I_{med_i} : Valor da corrente medida em tempo real no ponto de medição i ;

$f_{div,T}$: Fator de diversidade aplicado aos transformadores de distribuição do alimentador;

$f_{div,GA}$: Fator de diversidade aplicado às demandas máximas dos consumidores do grupo A;

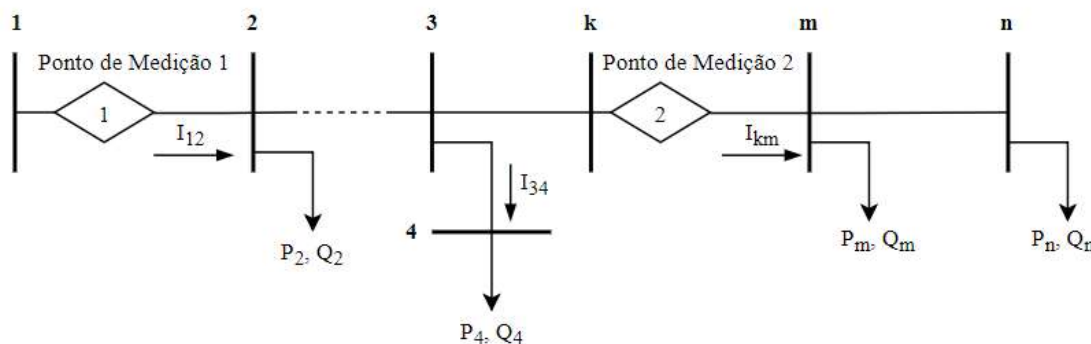
S_{T_j} : Potência aparente nominal de um transformador de distribuição, onde j indica o número do transformador, até o número máximo de transformadores definido por nt ;

D_{m_k} e FP_{m_k} : Demanda máxima e fator de potência de um consumidor do grupo A, que são dados geralmente obtidos através do monitoramento remoto, por parte das concessionárias de energia. O índice k define o número do transformador, enquanto ng , define o número de clientes ligados a jusante do transformador.

Deve-se entender que a equação 30 foi desenvolvida para aplicação em sistemas monofásicos, e deve ser adaptada para ser utilizada em sistemas trifásicos. Deste modo, Rocha (2020), faz uma abordagem onde considera-se delimitar matematicamente a influência de um medidor sobre o outro, no sistema, de forma que para cada medidor, só serão levadas em consideração as cargas que estejam entre seu ponto de instalação e o medidor imediatamente a jusante.

Para explicar o conceito a Figura 1 exhibe um sistema trifásico, dotado de dois medidores.

Figura 1 - Sistema trifásico dotado de dois medidores



Fonte: Rocha, 2020

Como o sistema utilizado como exemplo na figura 1 possui dois pontos de medição, torna-se necessário então calcular dois fatores de utilização fu_1 e fu_2 para os medidores 1 e 2, respectivamente. É importante observar que, neste trabalho, no cálculo do fator de utilização do medidor 1, apenas os transformadores localizados entre o ponto de medição 1 e a barra k entram no cálculo de fu_1 , enquanto apenas os transformadores a jusante do ponto de medição 2 entram no cálculo de fu_2 . Da mesma forma, a corrente medida pelo Ponto de Medição 2 não deve ser contabilizada no cálculo do fator de utilização aplicado nas cargas entre o Ponto de Medição 1 e a barra k , tendo em vista que ela é oriunda de cargas externas dessa região (Rocha, 2020).

Desta forma, equações distintas para cálculo dos fatores de utilização fu_1 e fu_2 , deverão ser utilizadas para blindar um sistema de medição da influência do posterior. As equações 31 e 32 para cálculo dos fatores podem ser vistas a seguir.

fu_1

$$= \frac{V_{med1}(I_{med1} - I_{med2})}{\left(\frac{1}{f_{div,T}} \sum_{j=1}^{nt} S_{Tj1} + \frac{1}{f_{div,GA}} \sum_{k=1}^{ng} \frac{Dm_{k1}}{f_{pm_{k1}}}\right) - \left(\frac{1}{f_{div,T}} \sum_{j=1}^{nt} S_{Tj2} + \frac{1}{f_{div,GA}} \sum_{k=1}^{ng} \frac{Dm_{k2}}{f_{pm_{k2}}}\right)} \quad (31)$$

$$fu_2 = \frac{V_{med2} I_{med2}}{\frac{1}{f_{div,T}} \sum_{j=1}^{nt} S_{Tj2} + \frac{1}{f_{div,GA}} \sum_{k=1}^{ng} \frac{Dm_{k2}}{f_{pm_{k2}}}} \quad (32)$$

2.2.7. Cargas por fase do sistema

França (2010) propõe um fator de desbalanceamento entre as fases de um SEP, para com isso, considerar o desequilíbrio entre as fases, perante aos cálculos feitos no EE.

$$S_T = f_u S_{Ntrafo} \quad (33)$$

$$S_T = S_a + S_b + S_c \quad (34)$$

O intuito final é relacionar as potências aparentes de cada fase, como a potência aparente total do transformador, obtendo assim, o fator de desbalanceamento das cargas. A partir das equações anteriores, seria possível relacionar a potência demandada por uma determinada fase, com a potência total da mesma barra, através das correntes medidas. Desta forma, tem-se que:

$$\frac{S_a}{I_{a_{med}}} = \frac{S_b}{I_{b_{med}}} = \frac{S_c}{I_{c_{med}}} = \frac{S_a + S_b + S_c}{I_{a_{med}} + I_{b_{med}} + I_{c_{med}}} \quad (35)$$

Separando por fases, tem-se:

$$S_a = \frac{I_{a_{med}}}{I_{a_{med}} + I_{b_{med}} + I_{c_{med}}} S_T \quad (36)$$

$$S_b = \frac{I_{b_{med}}}{I_{a_{med}} + I_{b_{med}} + I_{c_{med}}} S_T \quad (37)$$

$$S_c = \frac{I_{c_{med}}}{I_{a_{med}} + I_{b_{med}} + I_{c_{med}}} S_T \quad (38)$$

Sendo assim, os fatores de utilização serão:

$$F_{aPot} = \frac{I_{a_{med}}}{I_{a_{med}} + I_{b_{med}} + I_{c_{med}}} \quad (39)$$

$$F_{bPot} = \frac{I_{b_{med}}}{I_{a_{med}} + I_{b_{med}} + I_{c_{med}}} \quad (40)$$

$$F_{cPot} = \frac{I_{c_{med}}}{I_{a_{med}} + I_{b_{med}} + I_{c_{med}}} \quad (41)$$

Vale-se salientar que ainda assim, as frações de potência deverão obedecer às zonas de medição, da mesma forma que os fatores de utilização, como visto anteriormente, sendo que para cada zona, só será levado em consideração as grandezas medidas a jusante do medidor.

A partir da sessão 2.2.4 foram descritos ajustes feitos nas cargas e medidores do sistema, com a finalidade de aproximar seus parâmetros dos valores medidos, levando em consideração

todos os aspectos que poderão influenciar no processo de EE. Isso foi feito com a finalidade de trazer maior confiabilidade e cada vez mais, uma estimação que leve em consideração todos os fenômenos elétricos, que ocorrem no SEP. Na sessão 2.2.8, será exposto a metodologia do estimador de estados, em si.

2.2.8. O Método de soma de correntes

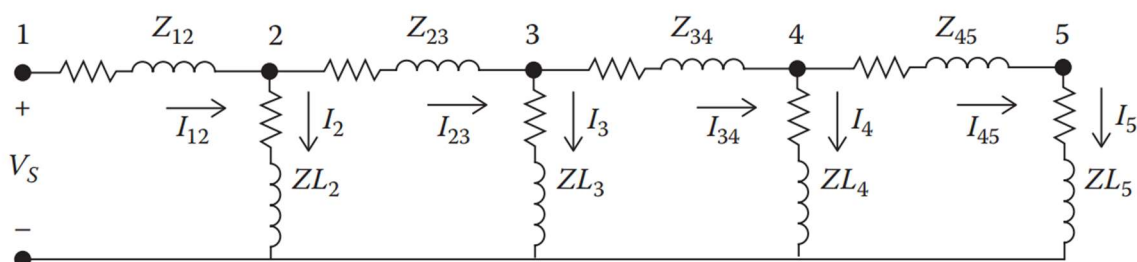
O estudo do fluxo de potência de um alimentador pode determinar as seguintes características do sistema:

- Magnitude de tensão e ângulo de todos os nós do sistema;
- Fluxo de linha, em kW e kVAR;
- Perdas de potência em cada linha do sistema;
- Potência total do alimentador, em kW e kVAR;
- Perda total do alimentador;
- Carga total do sistema;

Na análise de fluxo de potência em sistemas radiais, metodologias clássicas não são muito utilizadas por causa de sua baixa capacidade de convergência. Porém, uma técnica iterativa denominada *Ladder Iterative Technique* (LIT) foi especialmente desenvolvida para aplicação em sistemas radiais (Kersting, 2017)

Um alimentador de um sistema de distribuição é considerado linear pois todas as cargas conectadas são consideradas constantes em kW e kVAR. Desta forma, um sistema pode ser descrito em forma de escada, como na figura 2.

Figura 2 – Sistema elétrico em formato de escada



Fonte: Kersting 2017

Para o sistema descrito, assume-se que todas as impedâncias de linha e de carga do sistema são conhecidas. Para a solução do sistema propõe-se efetuar uma varredura para frente (sentido da esquerda para direita) também conhecida como “*forward sweep*”, calculando a tensão no nó 5 (V_5) sob uma condição sem carga. Não havendo correntes de carga, a tensão no nó 5 será a mesma tensão da fonte do alimentador V_S . Em seguida será feita a primeira varredura

para trás (no sentido da direita para a esquerda) que também é conhecida como *backward sweep*, a partir da qual a corrente de carga será igual à:

$$I_5 = \frac{v_5}{ZL_5} \quad (42)$$

Depois de determinar o valor de I_5 , e na condição de circuito sem carga, I_5 é igual a I_{45} , então pode-se prosseguir com a varredura reversa calculando a tensão V_4 através da lei da soma de tensões de Kirchoff, da seguinte maneira:

$$v_4 = v_5 - z_{45} \cdot I_{45} \quad (43)$$

A partir da determinação de V_4 , poderá ser calculada a corrente de carga I_4

$$I_4 = \frac{v_4}{ZL_4} \quad (44)$$

Através da lei de Kirchoff de soma de corrente dos nós poderá ser calculada a corrente I_{34} , da seguinte forma:

$$I_{34} = I_{45} + I_4 \quad (45)$$

Deste ponto em diante, prosseguindo com a varredura reversa, obtendo-se o valor de V_3 e prosseguindo até a obtenção do valor de V_1 no primeiro nó mais próximo da fonte do alimentador. Este valor será comparado com o valor de V_s , previamente conhecido, em que existirá uma diferença entre essas tensões, que será denominada como uma razão R , sendo esta dada por:

$$R = \frac{V_s}{V_1} \quad (46)$$

Como este sistema é linear, todas as correntes de linha e de carga poderão ser multiplicadas por essa razão e retornarão uma solução final para o sistema.

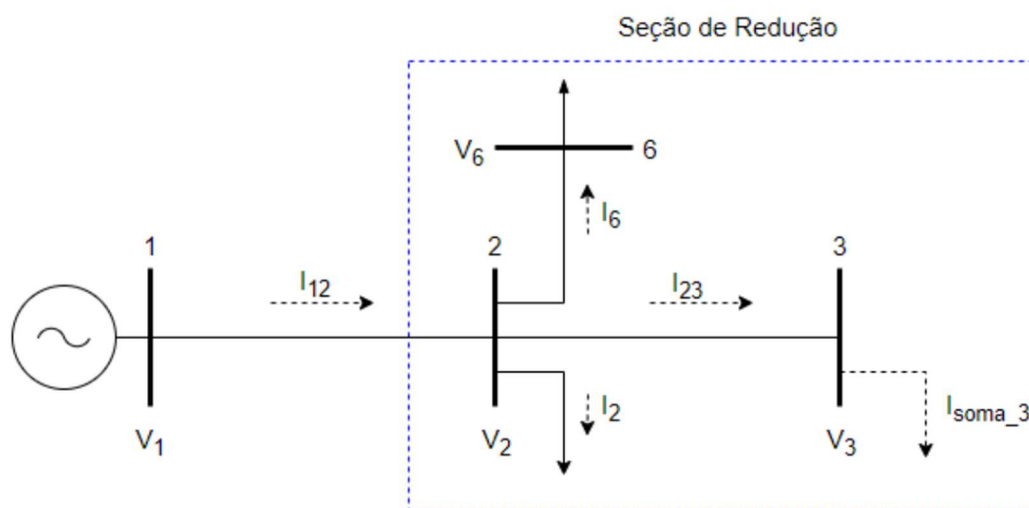
Neste momento do cálculo, aplicando os cálculos de correções explanados nas sessões 2.2.4, 2.2.5, 2.2.6 e 2.2.7, com relação à variâncias das grandezas medida e pseudomedidas, será possível utilizar o método de fluxo de carga como estimador de estados. Através dessa abordagem, será possível obter valores estimados bem próximos dos reais valores para grandezas elétricas do sistema, mesmo através de equações relativamente simples, por meio do método linear de soma de correntes.

2.3. Estimador de estado baseado em soma de correntes

Este item descreve a elaboração do algoritmo de um estimador de estado linear para a aplicação em redes de distribuição. A estimação realizada baseia-se na utilização do método da soma de correntes, que percorre e acumula as correntes dos nós do sistema no sentido dos nós terminais para a subestação e, posteriormente, determina as tensões e correntes dos nós e trechos com base em medidas, pseudomedidas e propagação dos erros dos instrumentos de medição ao longo de todo o alimentador.

As pseudomedidas de corrente são obtidas a partir de uma prévia estimação das potências injetadas nos nós, resultantes das aplicações de fatores de utilização e de carga. Desta forma, é dada uma estimativa inicial das correntes injetadas nas barras com base na corrente que flui da barra 1 para a barra 2 do sistema (saída do alimentador), que pode ser visto na figura 2. Definidas as correntes em cada nó, seja ele a representação de um transformador de distribuição ou consumidor do grupo A, o algoritmo realiza a estimação das tensões e correntes através do seccionamento específico de trechos do sistema, que consiste na varredura do alimentador no sentido da subestação aos nós terminais. Esses trechos, denominados de seções de redução, são compostos por pelo menos duas barras do sistema e podem conter, conforme figura 3, os seguintes tipos de nós:

Figura 3 - Seção de redução para o sistema elétrico



Fonte: ROCHA, 2020

Na figura 2, tem-se:

- Nó de referência: É o nó montante da seção, cujos valores de tensão e corrente servem como referência para o cálculo da tensão do(s) nó(s) a jusante de uma mesma seção de redução;

- Nó de redução: Nó que representa todo o restante do sistema, acumulando todo o fluxo de potência dos nós a jusante;

- Nó terminal: Representa o fim de um trecho, onde a única corrente que circula é a própria corrente do nó.

Os resultados obtidos através da estimação de uma seção de redução servem como pseudomedidas para estimar a seção subsequente (ALMEIDA, 2003), de forma que o processo se repete até que todo alimentador tenha sido estimado. A adição da potência inserida no sistema por parte da GEED, se dá pela forma da adição de uma corrente, utilizando a equação senoidal característica da corrente, na barra específica onde esta será inserida. Sendo assim, o estimador necessita de saber os seguintes dados, para efetuar o processo de estimação:

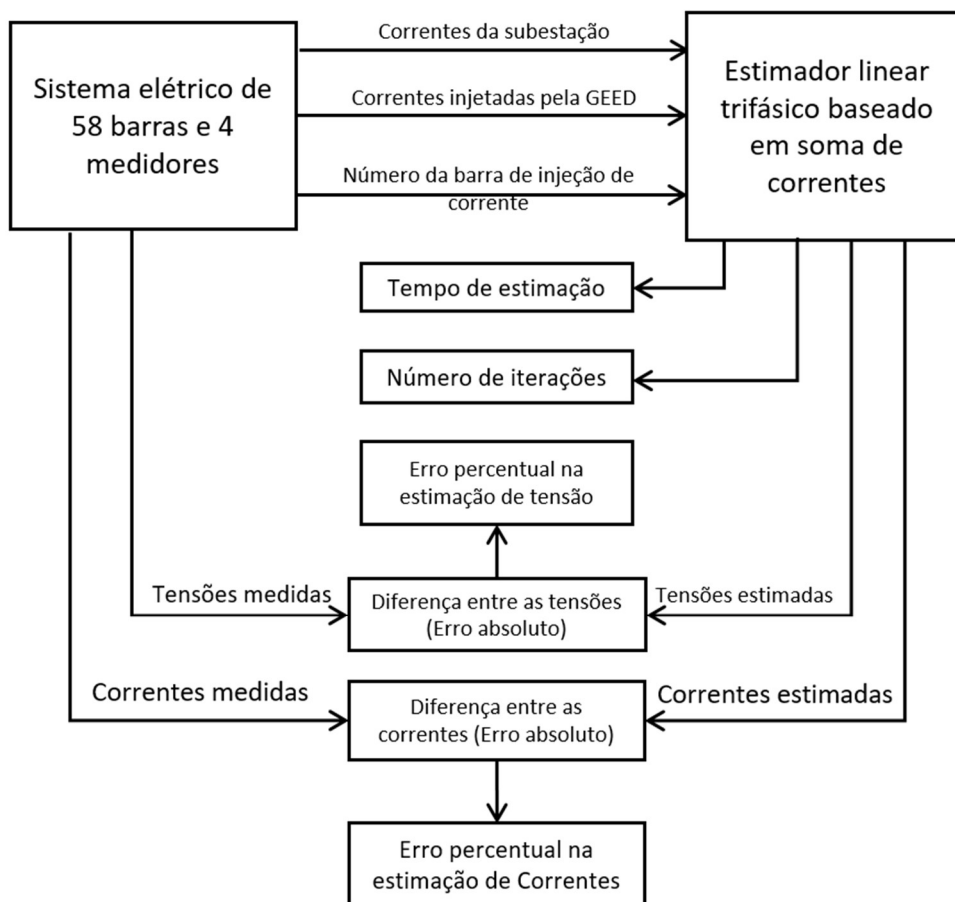
- Em que barra será instalada a GEED;
- Valores de tensão e correntes injetados;
- Quais os valores de corrente e tensão na subestação principal do sistema;

3 METODOLOGIA

O presente estudo baseia-se em três etapas. Primeiramente, foi modelada a rede de distribuição considerando informações técnicas do alimentador (número de barras, comprimento dos trechos, impedância dos trechos, nível de tensão no barramento de saída, etc). Ainda nesta etapa, foi modelado um bloco representativo de um sistema fotovoltaico, em que é possível definir a magnitude do sistema (número de placas e potência do inversor) e de blocos de controle (MPPT e PLL). Em uma segunda etapa, foi elaborado um algoritmo de estimação de estado trifásico baseado em soma de correntes. O algoritmo realiza a varredura do sistema, substituindo as grandezas estimadas pelas medidas (onde há medição na barra) e considerando a energia injetada onde há barras com geração, até que haja a convergência.

Após isso, o algoritmo foi introduzido no SIMULINK®®, utilizando um bloco de função, onde foram feitas as simulações e extraídos gráficos comparativos entre os valores estimados e os valores medidos no sistema elétrico simulado. O panorama completo do processamento das informações da pesquisa é mostrada na Figura 4.

Figura 4 – Panorama completo para condução da pesquisa



Fonte: Elaboração própria, 2023

3.1 Algoritmo do estimador de estados

A presente pesquisa tem o intuito de possibilitar a inserção da GEED no processo de estimação do algoritmo baseado em soma de correntes. Desta forma, é possível verificar os impactos destas fontes mesmo que haja um número pequeno de medidores distribuídos ao longo da rede. Os passos a serem executados para a obtenção dos estados do sistema são os seguintes:

Início do código do estimador

Passo 1: Ler arquivo do sistema

Passo 2: Ler os dados da fase correspondente

Passo 3: Determinar as frações de potência e fatores de utilização

Passo 4: Calcular as pseudomedições de potência aparente e determinar as correntes demandadas e injetadas pela GEED em cada nó

Passo 5: Determinar as correntes-soma de cada ramo do sistema

Passo 6: Substituir os valores pseudomedidos dos nós que possuem pontos de medição por valores medidos

Passo 7: Iniciar o processo iterativo de estimação de estado

Passo 8: Construir o modelo de medição da seção de redução

Passo 9: Assumir os valores pré-estabelecidos para as variáveis de estado

Passo 10: Calcular o vetor de estado

Passo 11: Encerrar a estimação de estado da seção e guardar os resultados

Passo 12: Ainda há seção a estimar?

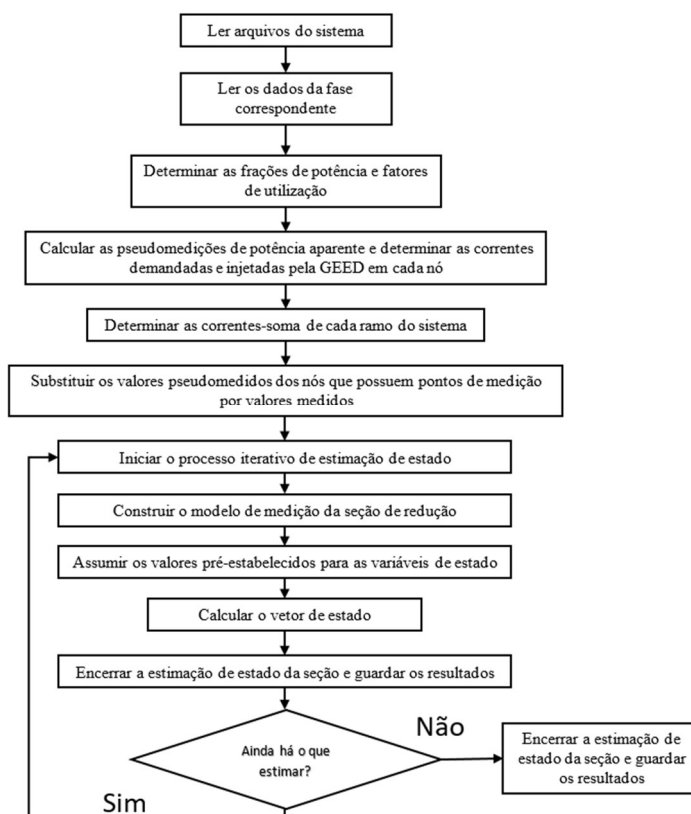
Se sim: Voltar ao passo 8

Se não: Encerrar o processo iterativo, determinar o estado e as perdas técnicas do sistema

Fim do código do estimador

A seguir a figura 5 mostra um fluxograma simplificado de como será implementado o código do estimador citado anteriormente, para que o processo de estimação de estados seja implementado.

Figura 5 - Fluxograma do algoritmo Estimador de Estados



Fonte: Elaboração própria (2023)

A adaptação feita no algoritmo original elaborado por Rocha (2020), se dá por meio da injeção de corrente na barra onde será situada, no sistema elétrico, a geração distribuída, logo após a fase de montagem do sistema em forma matricial. No passo 6 descrito no código do EE, no momento em que as barras que possuem medidores têm suas pseudomedidas substituídas pelo valor da medição, a barra onde é inserida a GEED tem seu valor de corrente substituído pelo valor de corrente injetada.

A injeção de corrente se dá na maneira mais simples possível, já que é intuito deste estudo simplificar o método de estimação, para com isso ganhar em rapidez no processo e minimização de recurso computacional. Desta forma, a corrente foi inserida no sistema através da equação senoidal de corrente trifásica, descrita a seguir na equação 47.

$$I(t) = Im * e^{-i\omega t} \quad (47)$$

Sendo:

$I(t)$: A corrente na barra onde foi injetada potência da GEED, a cada passo da simulação;

Im : A corrente média injetada pela GEED;

ωt : o ângulo da corrente de injeção.

Neste estudo, foi considerada a corrente média igual a corrente eficaz gerada pela GEED, e o ângulo da corrente de injeção, denominado de *theta*, como sendo 0 para a fase A, -120 para a fase C e -120 para a fase B. Outro ponto importante foi que se atribuiu o valor negativo para a corrente de injeção, já que uma corrente de carga é interpretada pelo algoritmo com valor positivo. Assim, as equações para cada fase no algoritmo estimador ficam da seguinte forma:

$$I_A(t) = -IASolar_{rms} * e^{i*\theta_a} \quad (48)$$

$$I_B(t) = -IBsolar_{rms} * e^{i*\theta_b} \quad (49)$$

$$I_C(t) = -ICsolar_{rms} * e^{i*\theta_c} \quad (50)$$

Onde θ_a , θ_b e θ_c são defasados em 120°. No código do algoritmo, as equações 48, 49 e 50 são expressas da seguinte forma:

$$Ia(Barra_inj) = -IA_sol \cdot \exp(1i \cdot (0^\circ)) \quad (51)$$

$$Ib(Barra_inj) = -IB_sol \cdot \exp(1i \cdot (-120^\circ)) \quad (52)$$

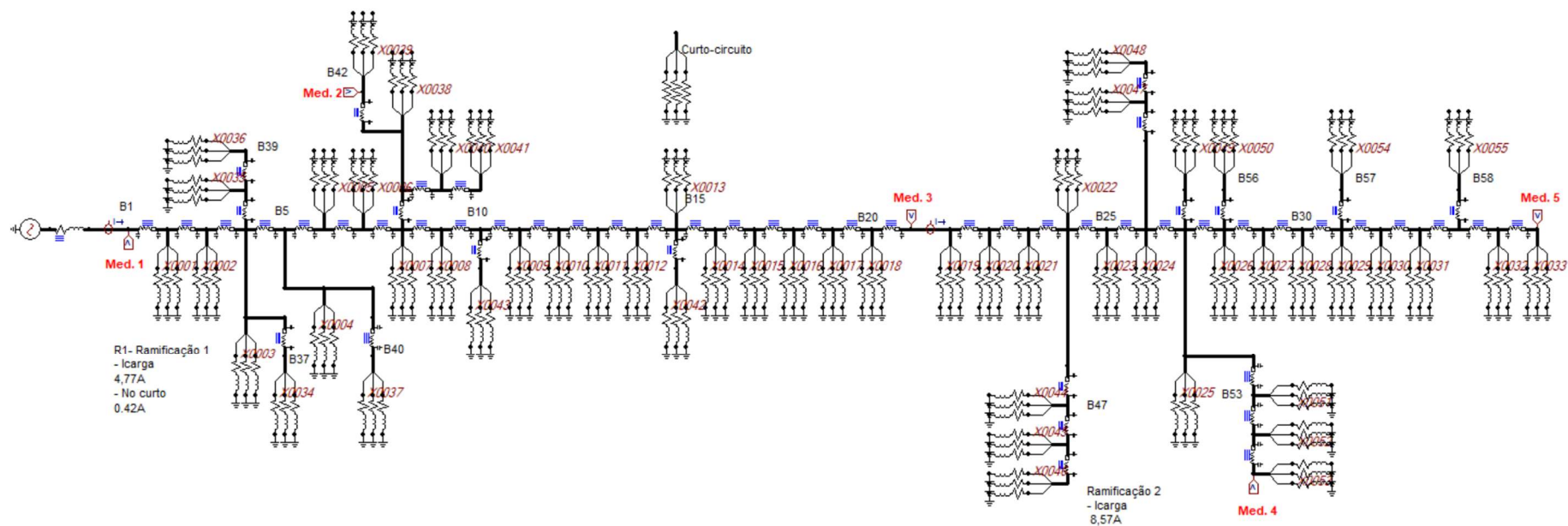
$$I_c(\text{Barra_inj}) = -IC_{sol} \cdot \exp(1i \cdot (120^\circ)) \quad (53)$$

Neste caso, o código interpreta que uma corrente de intensidade IA_{solar} está sendo injetada na fase A da barra de número $Barra_inj$, com o ângulo igual a $theta(120, 0$ ou $-120)$, e os valores negativos representam que, ao invés de ser calculada como uma carga, no caso uma corrente de consumida, a corrente está sendo calculada como uma fonte, ou seja, injetada no sistema.

3.2 Execução das simulações realizadas no Matlab/Simulink®

O sistema analisado representa uma rede de distribuição real, com característica radial. O SD possui 55 barras consumidoras, ligadas a uma fonte de tensão de 13,8kV, com nível de tensão parametrizado em 14.1 kV. O sistema se estende por 7,17 quilômetros, sendo a barra mais próxima da fonte localiza-se à 0,92 km, e a mais distante ficando à 7,17km. A figura 5 mostra o SEP original.

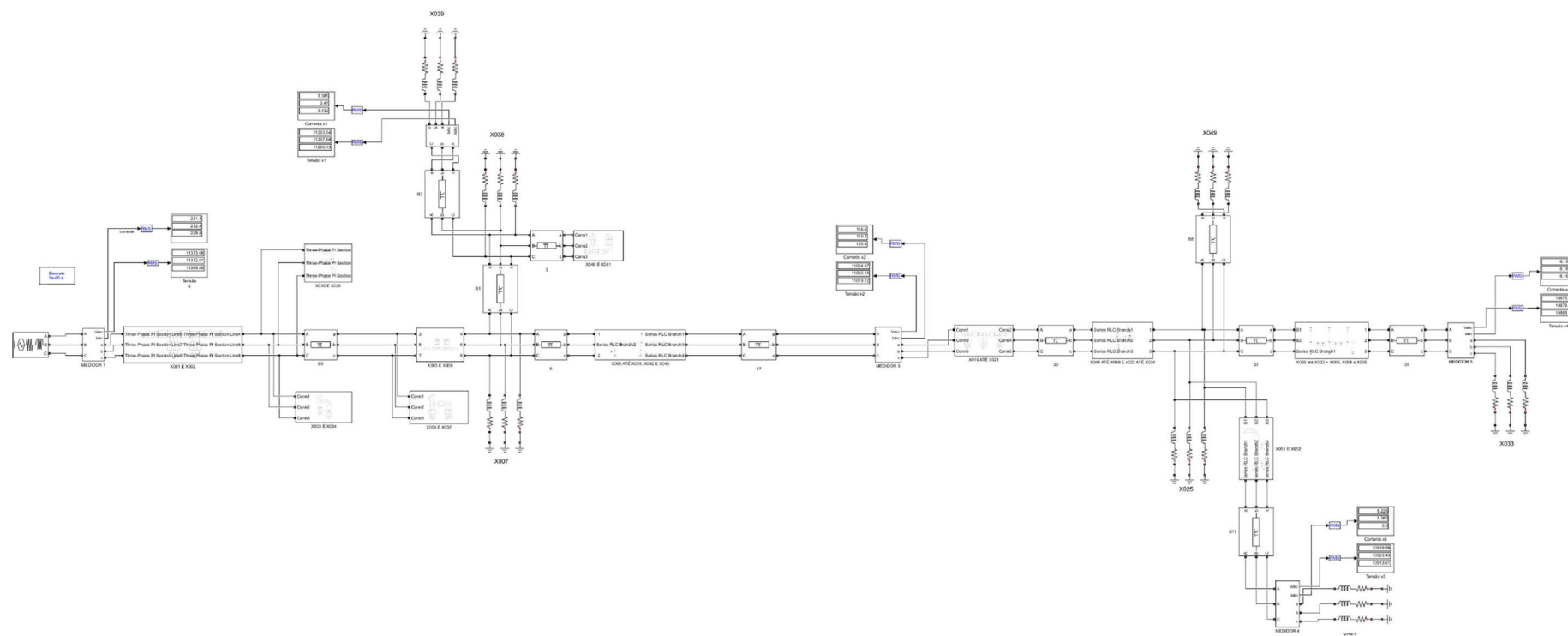
Figura 6 - Sistema elétrico SD01RN modelado no ATP



Fonte: Rocha (2020)

Como o sistema foi previamente modelado utilizando o *software* ATP, para análise sem GEED, optou-se realizar a conversão do mesmo para o software Simulink®®, pois este possui uma quantidade maior de recursos para suporte a serem consultados na internet. Para a conversão, utilizaram-se blocos de linha de transmissão do tipo Pi , e blocos de impedância monofásica. Já para simulação das cargas, outro ponto importante foram as indutâncias dessas linhas de transmissão, pois todas as indutâncias que estavam em Ohm/m foram convertidas para mH/km. Feito isso o sistema foi compactado em blocos de impedâncias, por motivos de melhoria na didática e facilidade de aplicar modificações, o SD estudado ficou como mostrado na figura 5.

Figura 7 - Sistema Elétrico estudado, modelado em Simulink®®



Fonte: Elaboração própria (2023)

Após a modelagem do SE no Simulink®, pôde-se executar algumas simulações a fim de comparar os valores de tensão e corrente no sistema estudado com os dados de base e, assim, foi possível observar pequenas discrepâncias nesses valores. As tabelas 2 e 3 ilustram algumas dessas discrepâncias.

Tabela 2 - Comparações entre Tensões(V) para os modelos Matlab vs ATP-Draw

Comparação ATP-Draw x Simulink® para Tensão(V) para cada fase (A, B e C)						
Medidor	ATP-A	Simulink®-A	ATP-B	Simulink®-B	ATP-C	Simulink®-C
1	11374,14	11373,8	11371,98	11372,01	11371,04	11369,85
2	11234,78	11203,54	11230,46	11207,68	11228,62	11200,13
3	11024,75	11024,47	11014,46	11030,18	11013,31	11019,72
4	10920,2	10919,89	10910,45	10923,43	10906,59	10913,61
5	10875,6	10875,52	10865,81	10878,62	10861,71	10868,87

Tabela 3 - Comparações entre Correntes (A) para os modelos Matlab vs ATP-Draw

Comparação ATP-Draw x Simulink® para Corrente(A) para cada fase (A, B e C)						
Medidor	ATP-A	Simulink®-A	ATP-B	Simulink®-B	ATP-C	Simulink®-C
1	229,66	229,8	232,91	232,8	234,35	231,4
2	3,39	3,85	3,41	3,41	3,44	3,43
3	117,00	116,9	119,63	119,7	120,44	120,4
4	5,22	5,22	5,25	5,26	5,29	5,3
5	6,15	6,15	6,15	6,16	6,16	6,16

Fonte: Elaboração própria (2023)

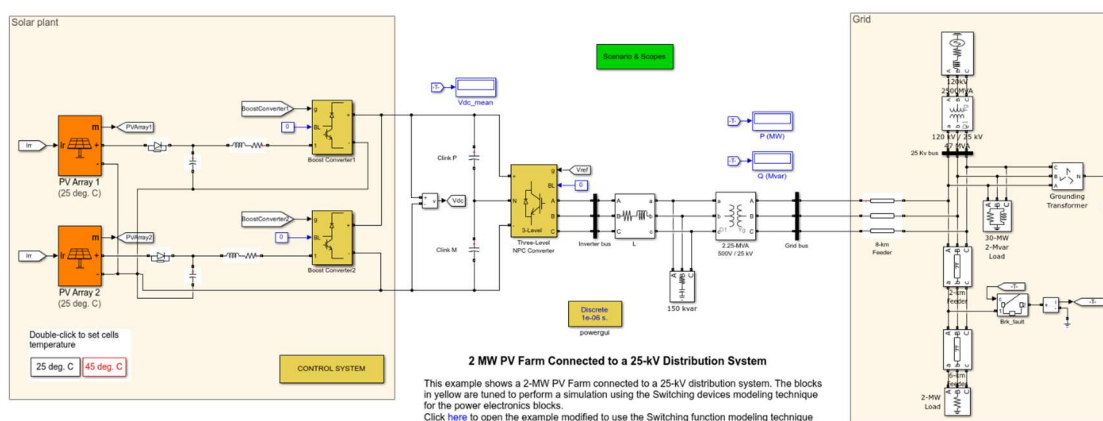
Tais diferenças podem estar associadas aos métodos de cálculo numérico utilizado pelos *softwares*. Para fins de parametrização, será utilizado o método ode23t que utiliza integração trapezoidal, no Simulink®.

O sistema em questão dispõe de quatro medidores, pois nesta pesquisa não se leva em consideração o medidor instalado na SE principal do SEP pelo fato de ser intuitivo que um SD sempre monitora sua fonte geradora principal. Estes medidores servirão como medidas reais. A partir dessas medidas reais, os valores medidos na simulação serão comparados com os valores obtidos pelo Estimador. Em um primeiro momento, uma fonte de corrente foi conectada ao sistema usando o bloco básico de fonte de corrente para observar as variações de corrente nos ramos anteriores ao ponto de inserção. Posteriormente, foi introduzida uma fonte de geração solar fotovoltaica, variando a sua potência para um valor próximo do valor máximo do

transformador da barra mais próxima à conexão. Isso será feito para garantir que os limites de potência do sistema sejam respeitados e para obter as melhores correspondências entre os valores de corrente estimados e medidos.

Com o objetivo de simular uma fonte de Geração de Energia Elétrica Distribuída (GEED) que fosse comumente instalada durante o período deste estudo, optou-se por utilizar uma fonte de geração solar fotovoltaica. A potência injetada no sistema foi ajustada variando a irradiação solar. No Simulink®, há um exemplo chamado '*2-MW PV Farm Connected to a 25-kV Distribution System*' (Fazenda de geração solar fotovoltaica de 2 MW conectada a um sistema de distribuição de 25 kV) que pode ser visualizado na Figura 8. Vale ressaltar que a modelagem no sistema de geração SFV não foi o foco desse trabalho, mas sim a sua influência no algoritmo de estimação de estado.

Figura 8 - Exemplo do Simulink® utilizado como usina FV



Fonte: Elaboração própria (2023)

O sistema consiste em dois grupos de módulos fotovoltaicos, sendo que o grupo 1 possui uma capacidade de geração de 1,5MW enquanto que o grupo 2 possui uma capacidade de 500KW, quando em valores padrões de 1000w/m² de irradiação e à 25°C de temperatura das células.

Cada grupo do sistema é conectado à um conversor do tipo *boost*, os quais são controlados individualmente por respectivos módulos de MPPT. Já os MPPT utilizam a técnica do tipo perturbe e observe, para variar a tensão nos terminais do conjunto, a fim de extrair o máximo valor de potência possível de cada conjunto.

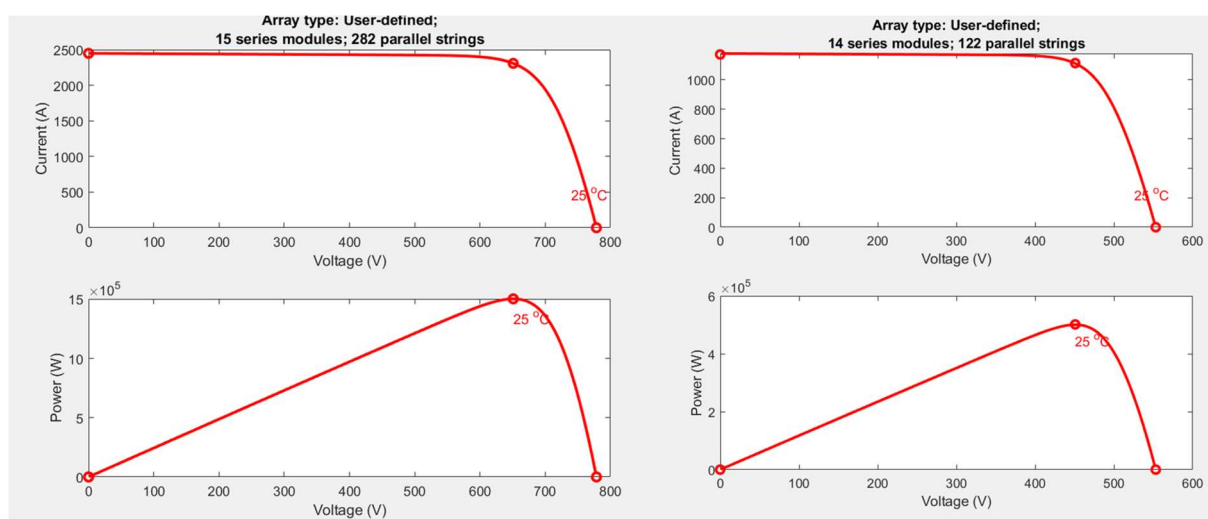
As saídas de cada conversor *boost* são conectadas a um barramento comum de 1000VDC. Um conversor do tipo NPC (neutral *Point Clamped*) de três níveis, converte os 1000VDC deste barramento para um valor de aproximadamente 500VAC. O conversor NPC é controlado por um regulador de tensão DC cujo trabalho é manter a voltagem do link DC em

1000VDC, não importando o montante de potência entregue pelos grupos de geração. Este controlador também concede ao conversor, a capacidade de absorver ou gerar uma potência reativa de 1Mvar.

Um transformador de 2,25MVA com razão de 500V/25KV é utilizado para conectar o conversor a rede elétrica. O modelo de rede elétrica consiste em um sistema de distribuição de 25KV para os alimentadores e um sistema equivalente a um sistema de transmissão em 120KV.

Quanto aos grupos de geração, cada um possui uma curva distinta, mostradas na figura 9.

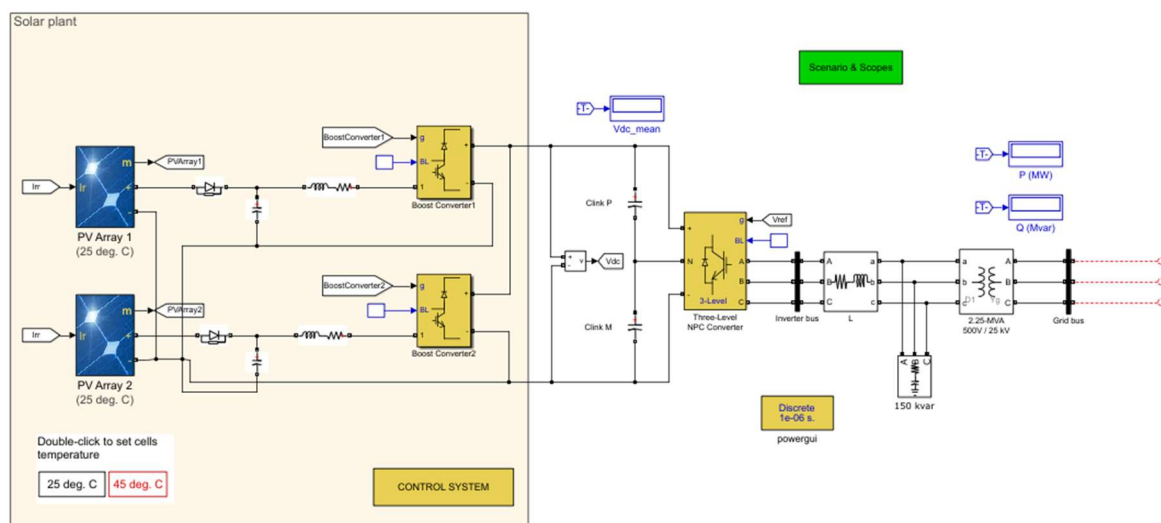
Figura 9 - Curvas VI e VP do grupo dos grupos de geração 01 e 02, respectivamente



Fonte: Obtidos do modelo pronto (2023)

Conforme mencionado, o intuito deste estudo se limita à averiguar o uso do estimador de estados proposto, em sistemas dotados de GEED. Dessa forma, foi necessário realizar diversas adaptações, no sistema exemplo do Simulink®, para conecta-lo de forma satisfatória ao sistema de real de 58 barras. Primeiramente, foi retirado do exemplo a seção correspondente à rede de distribuição, pois essa parte seria agora representada pelo sistema SD01RN. Desta forma, o exemplo ficou da maneira que aparece na figura 10.

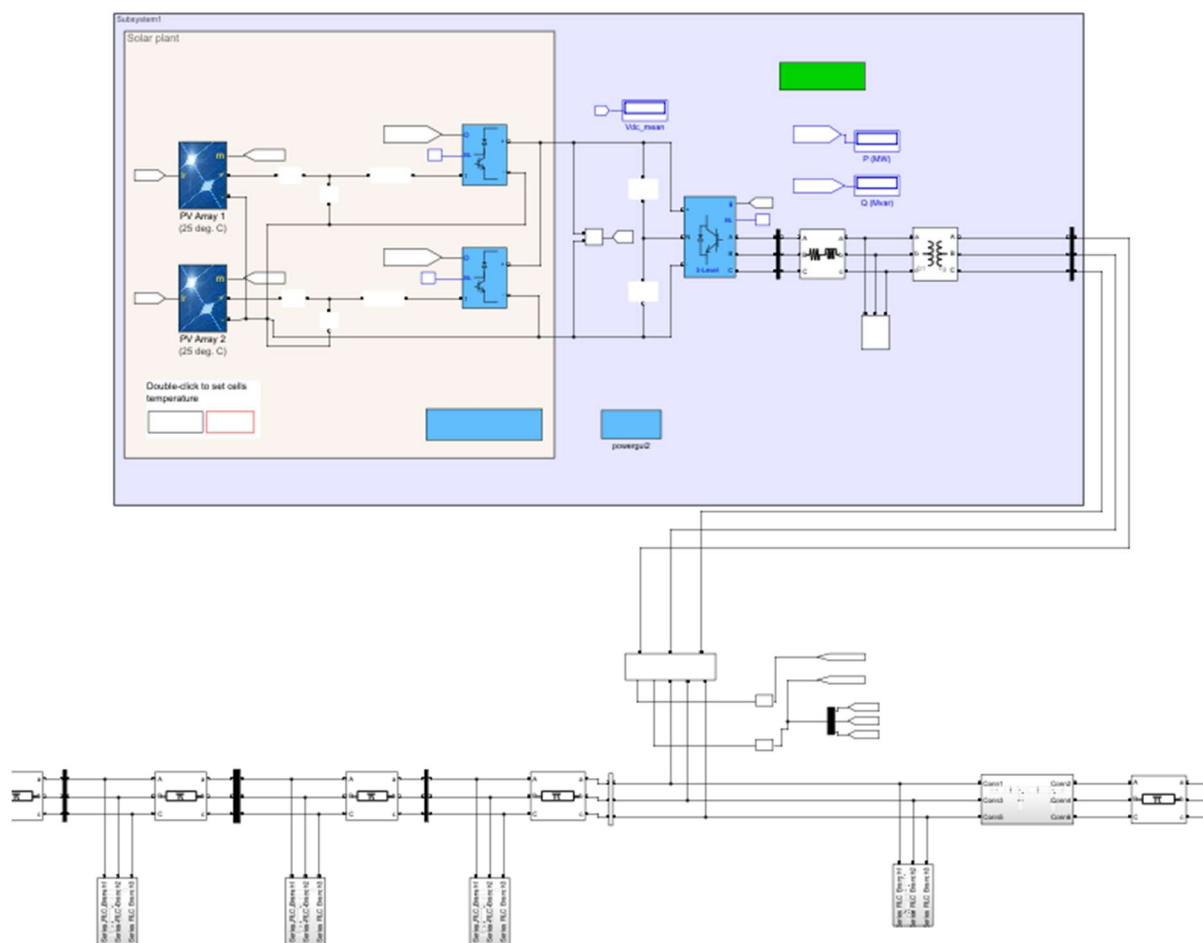
Figura 10 - Usina de geração SFV : Ponto de conexão



Fonte: Elaboração própria (2023)

Posteriormente, fez-se necessário o redimensionamento da usina SFV, pois os alimentadores têm potência bem menor que o valor de 2MW, sendo assim, diminuindo o número de módulos, sua potência total foi rebaixada para 150KW, sendo ajustado o valor de geração de acordo com a barra onde for inserida, para que fique sempre bem próximo da potência do alimentador. Outra mudança importante foi feita no transformador de conexão com o SEP, que antes era de 500V/25KV, e para se conectar ao sistema SD01RN passou a ter uma razão de transformação de 500/14,1KV, pois o SEP possui uma tensão no alimentador de 14,1KV. Sendo feito essa mudança, o sistema foi conectado com consistência de valores numéricos, e pode ser visualizado na figura 11.

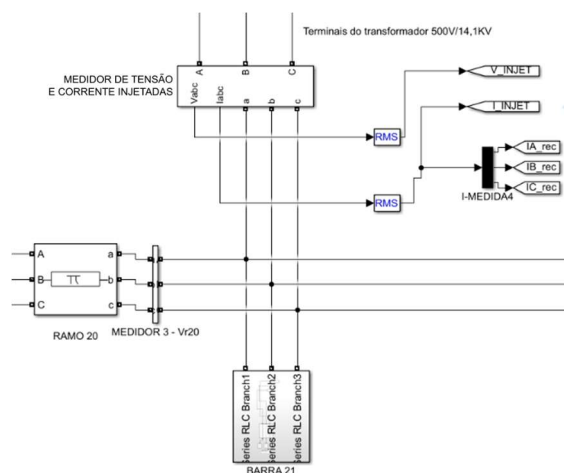
Figura 11 - Arranjo de conexão da GEED com o sistema SD01RN



Fonte: Elaboração própria (2023)

Para a conexão, foi utilizado um medidor de tensão e corrente, que enviará para o estimador os valores de tensão e corrente injetados, sendo V_INJET e I_INJET o vetor de 3 dimensões que carregam os valores de tensão e corrente em rms, enquanto IA_rec , IB_rec e IC_rec , são os valores de corrente em rms, para cada uma das correntes de fase injetadas na barra 21. Estes valores serão utilizados como valores de corrente e tensão injetados pela GEED no sistema SD01RN, na barra em que estiver sendo conectado. Como na figura 12 a seguir, a conexão do sistema gerador na barra 21 do sistema elétrico.

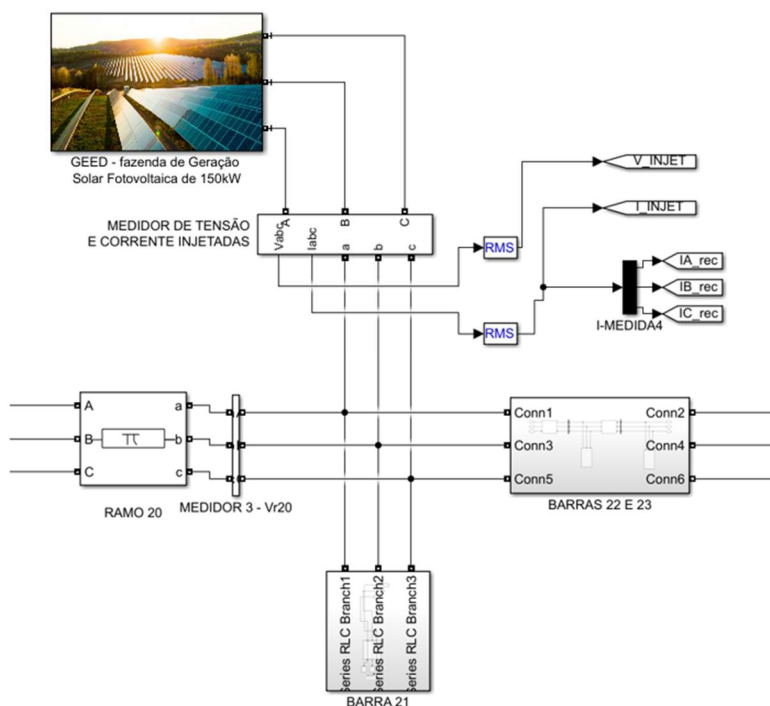
Figura 12 - Esquema de conexão da GEED com o sistema elétrico SD01RN



Fonte: Elaboração própria (2023)

Por fim, para fins de praticidade e de didática ao analisar o modelo no Simulink®, serão sempre feitas aglutinações de blocos em subsistemas. Deste modo, o subsistema de GEED, conectado à barra 21 do sistema SD01RN ficou como na figura 13, onde a GEED tem um valor máximo de 150KW, sendo este valor modulado para cada experimento através da mudança no valor de irradiação solar, ou no número de módulos fotovoltaicos dos grupos de geração SFV.

Figura 13 - Detalhe da conexão do sistema de GEED, na barra 21 do Sistema SD01RN, com abreviação didática em forma de subsistema

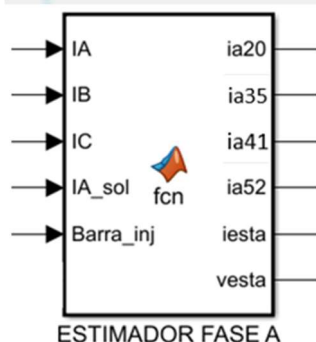


Fonte: Elaboração própria (2023)

3.2. Métodos utilizados para obtenção das curvas de valores de corrente e tensão.

Depois de feita a mudança no algoritmo estimador, garantindo a estimação de estados levando em consideração a corrente injetada pela GEED, foi elaborado um bloco de função do tipo *Matlab Function* no Modelo do Simulink®, que pode ser visto na figura 14. Este bloco receberá as variáveis que o estimador necessita, e entregará em sua saída as variáveis de estado já estimadas pelo algoritmo estimador.

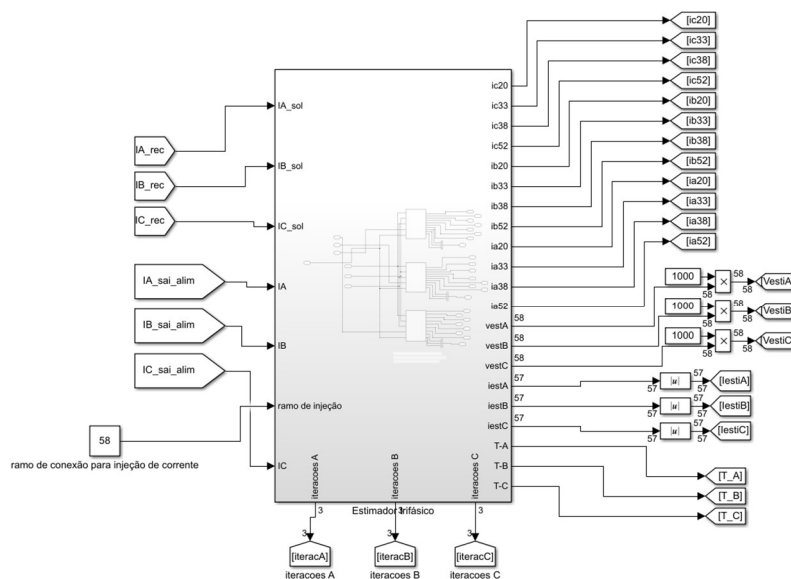
Figura 14 - Bloco estimador de estados para a fase A



Fonte: Elaboração própria (2023)

Como o estimador é originalmente monofásico, foi necessário a adição de três blocos desse formato, onde cada um receberia e calcularia as variáveis de estado para uma fase do sistema. Por motivos didáticos, foi construído um subsistema, aglutinando esses três blocos, na modelagem do Simulink®. O bloco resultante desta união será o estimador trifásico, que pode ser visto na figura 15.

Figura 15 -Bloco estimador de estados trifásico no Simulink®



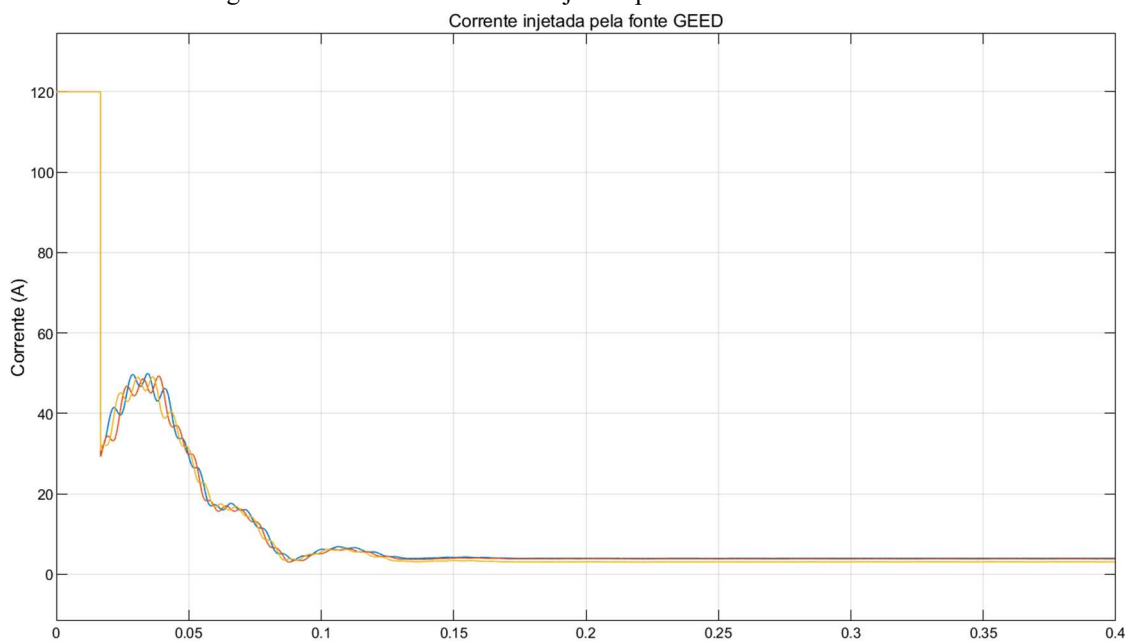
Fonte: Elaboração própria (2023)

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

O presente capítulo segue com a geração de gráficos ao longo do tempo, em simulações executadas de acordo com a metodologia previamente explicada, com o intuito de ilustrar a funcionalidade, tempo de resposta, número de iterações e erros provenientes das estimações feitas pelo EE.

Primeiramente instalou-se o modelo de geração SFV na barra 21 do sistema, respeitando o valor do alimentador desta barra, que é de 75 kW, sendo injetado então um valor de 74,132 kW, obtido através da modulação da irradiação solar no modelo mostrado na figura 13. Esta simulação gerou o gráfico da figura 16, onde pode ser visualizada a corrente trifásica injetada no tempo total de 0,4 segundos, onde foi observada a acomodação do sistema de controle por MPPT da fonte geradora em por volta de 0,18 segundos.

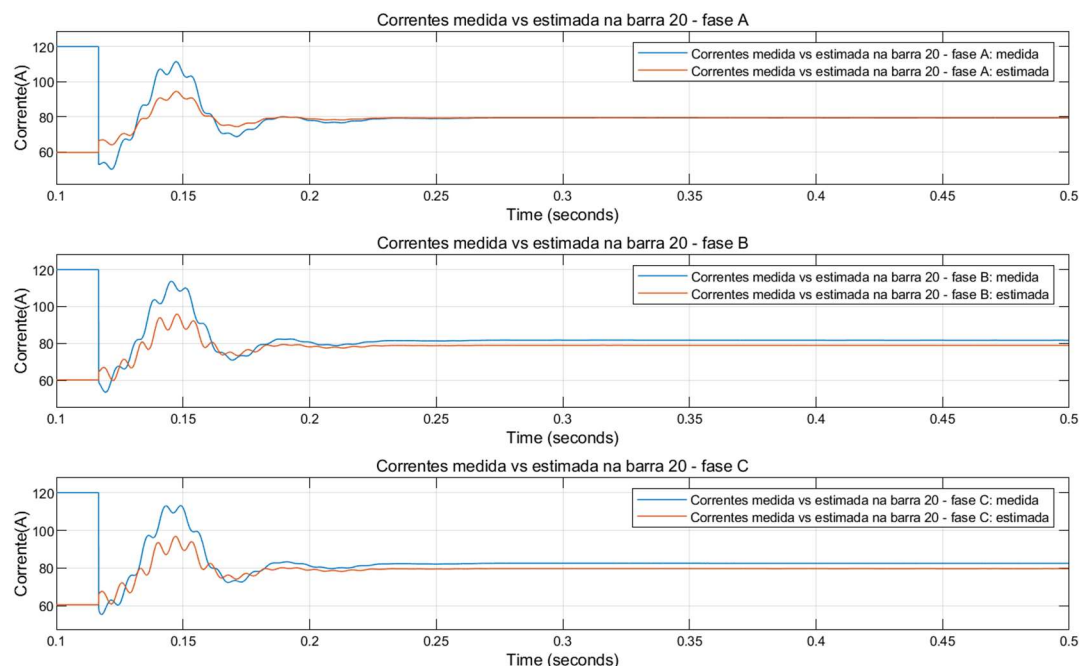
Figura 16 - Gráfico de corrente injetada pela GEED na barra 21 do sistema.



Fonte: Elaboração própria, 2023

Primeiramente, objetiva-se visualizar os valores estimados, bem como se os mesmos acompanham o formato do sinal medido, com proximidade gráfica de valores. Sabendo-se que o sistema elétrico modelado possui 4 medidores fixos que ficam nas barras 20, 35, 41 e 52, excluindo-se o medidor da subestação principal, primeiramente buscou-se analisar em um deles, o mais próximo do ponto de injeção de potência, que fica na barra 20, a curva de corrente medida no tempo de simulação, em comparação com a curva de corrente estimada para as três fases do sistema na mesma barra 20, resultando no gráfico da figura 17.

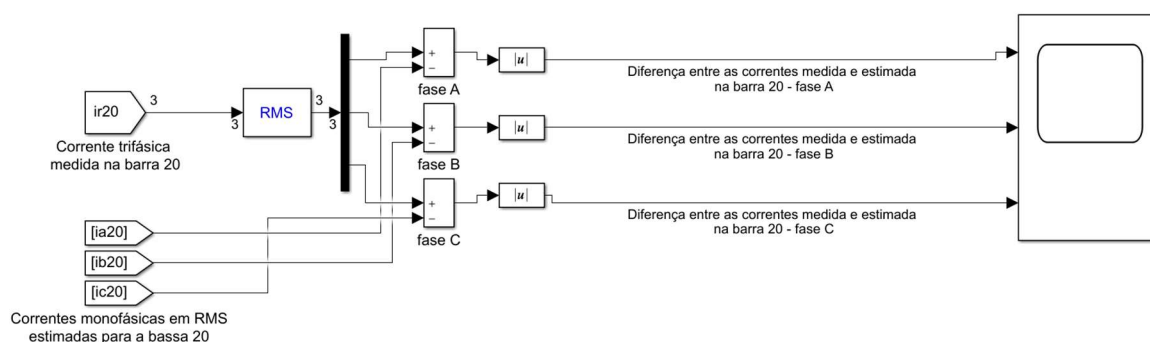
Figura 17 - Comparativo gráfico entre correntes medidas e estimadas na barra 20 do sistema elétrico.



Fonte: Elaboração própria, através do Matlab/Simulink®, 2023

Esse comparativo mostrou que a corrente estimada acompanha a curva de corrente medida na barra 20, o que já era esperado. Além disso, foi verificada a diferença entre estes valores durante o tempo de simulação, como forma de determinar o erro absoluto da estimação realizada. Assim, foi ajustado a simulação uma funcionalidade em que é calculada a diferença entre as correntes a cada passo da simulação e, posteriormente, o módulo dessa diferença. Para isso, foi elaborado através de blocos, o subsistema da figura 18.

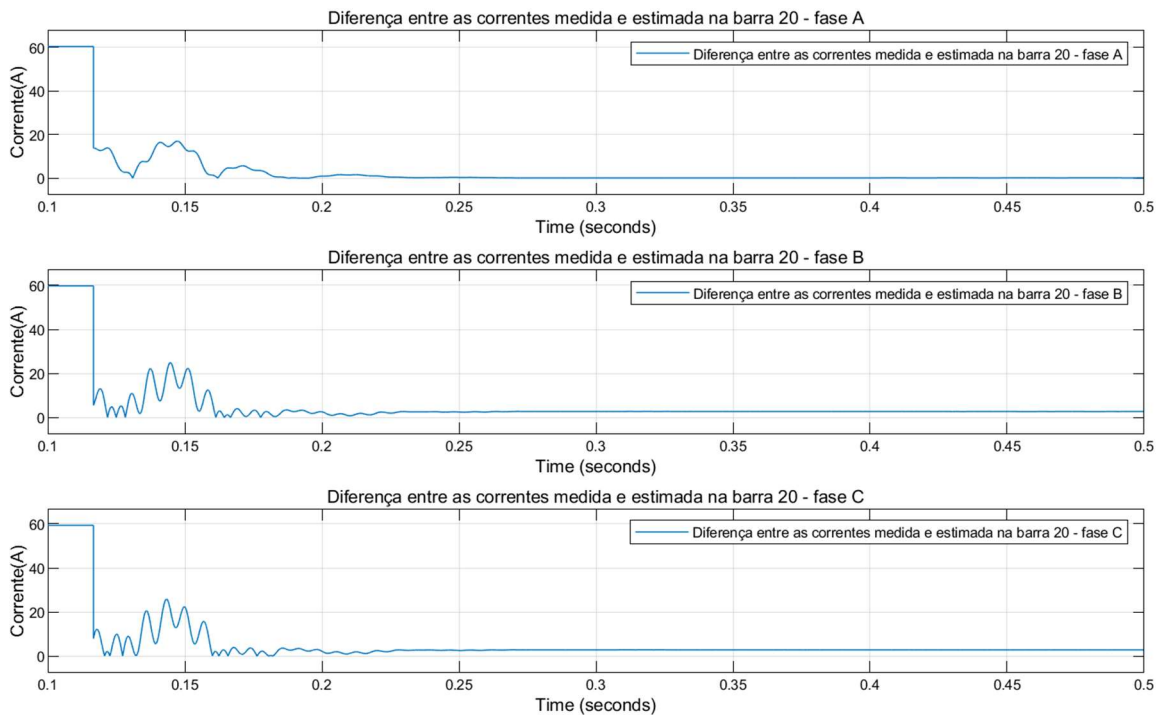
Figura 18 - Método para cálculo dinâmico da diferença entre as correntes



Fonte: Elaboração própria, 2023

Essa metodologia de cálculo resultou nos gráficos da Figura 19, onde pode-se observar a acomodação da diferença entre as correntes estimadas e medidas em cada fase da barra 20, inclusive com tempos distintos de acomodação, porém, estando todos com oscilação mínima em 0,3 segundos.

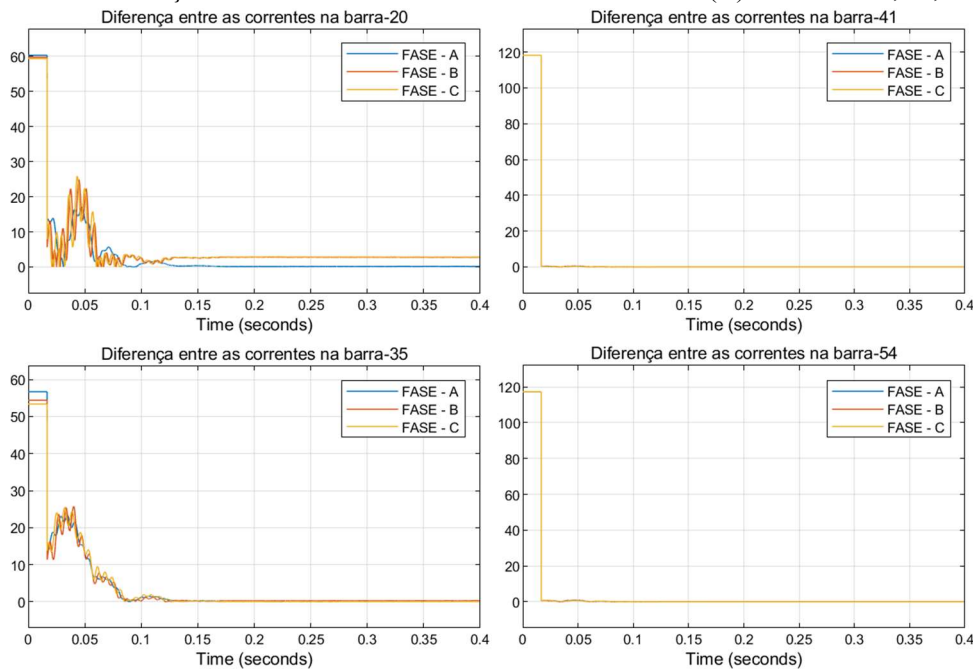
Figura 19 – Diferença entre as correntes estimadas e medidas ao longo do tempo de simulação



Fonte: Elaboração própria, 2023

Em seguida, foi observado e quantificado o erro obtido a partir da estimação levando em consideração as quatro barras onde existem medidores fixos, as barras 20, 35, 41 e 54, utilizando a mesma metodologia ao qual foram calculadas as correntes na barra 20, gerando os gráficos mostrados na Figura 20.

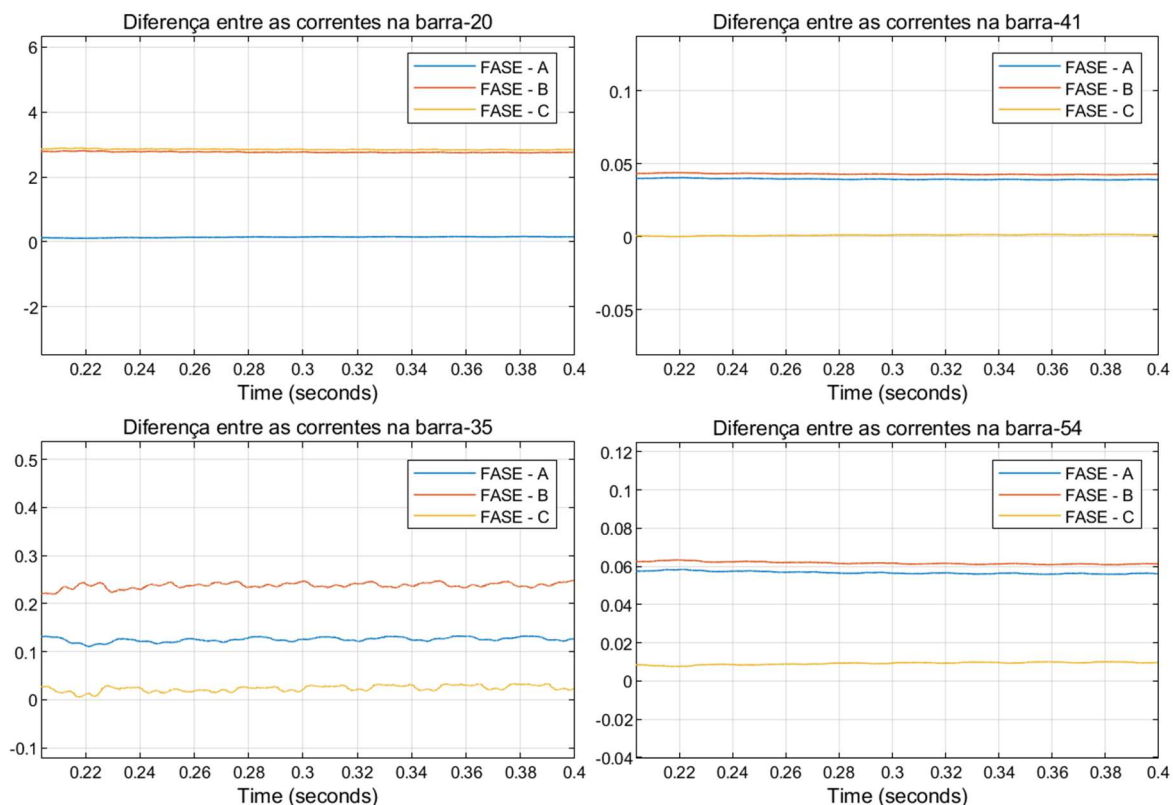
Figura 20 - Diferenças absolutas entre correntes estimadas e medidas (A) nas barras 20, 35, 41 e 54.



Fonte: Elaboração própria, 2023

Considerando o regime permanente, observa-se que os erros provenientes do processo de estimação são pequenos, conforme mostrado nos gráficos da Figura 21.

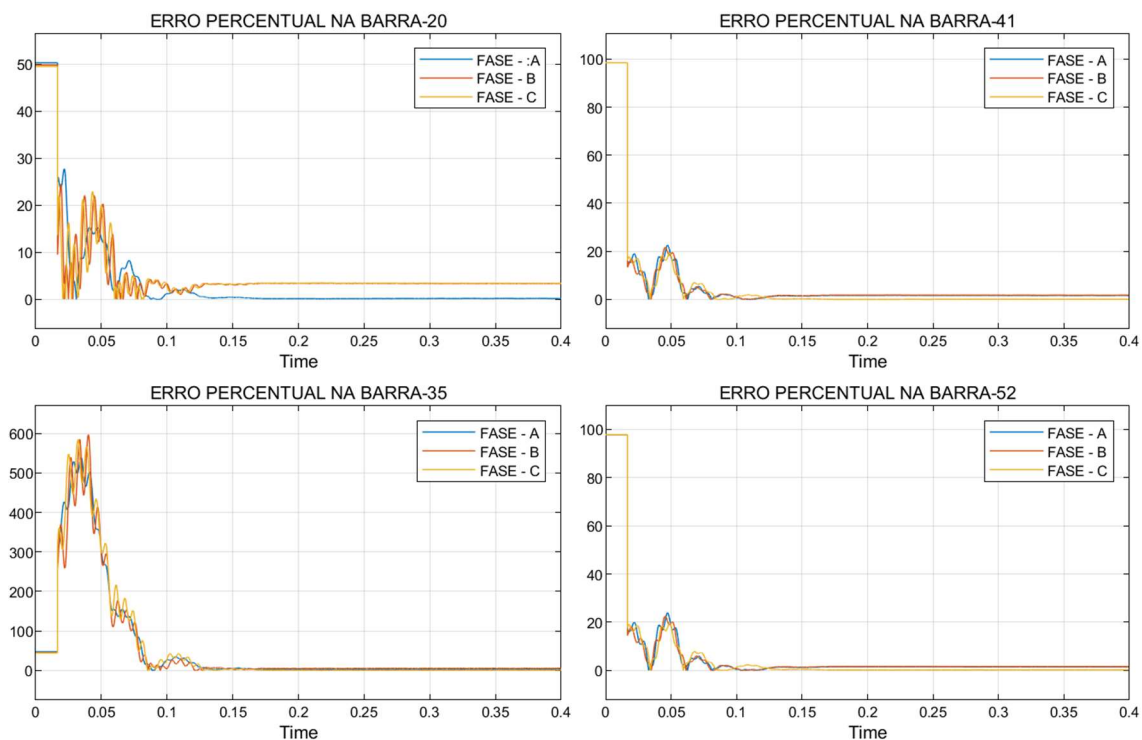
Figura 21 - Diferenças absolutas entre correntes estimadas e medidas (A) nas barras 20, 35, 41 e 54, em regime permanente.



Fonte: Elaboração própria, 2023

Como o valor de corrente ao longo da rede de distribuição radial é decrescente, dada a soma das impedâncias dos trechos, e apresenta grandes diferenças numéricas para as demais barras do sistema, na medida em que se distanciam da subestação, optou-se por visualizar o erro entre os valores por meio de um gráfico que leva em consideração a diferença entre os valores medido e estimado, como uma porcentagem do valor de corrente medida em cada barra do sistema. Esse formato traz consigo uma visualização do erro percentual para cada barra, gerando os gráficos da Figura 22.

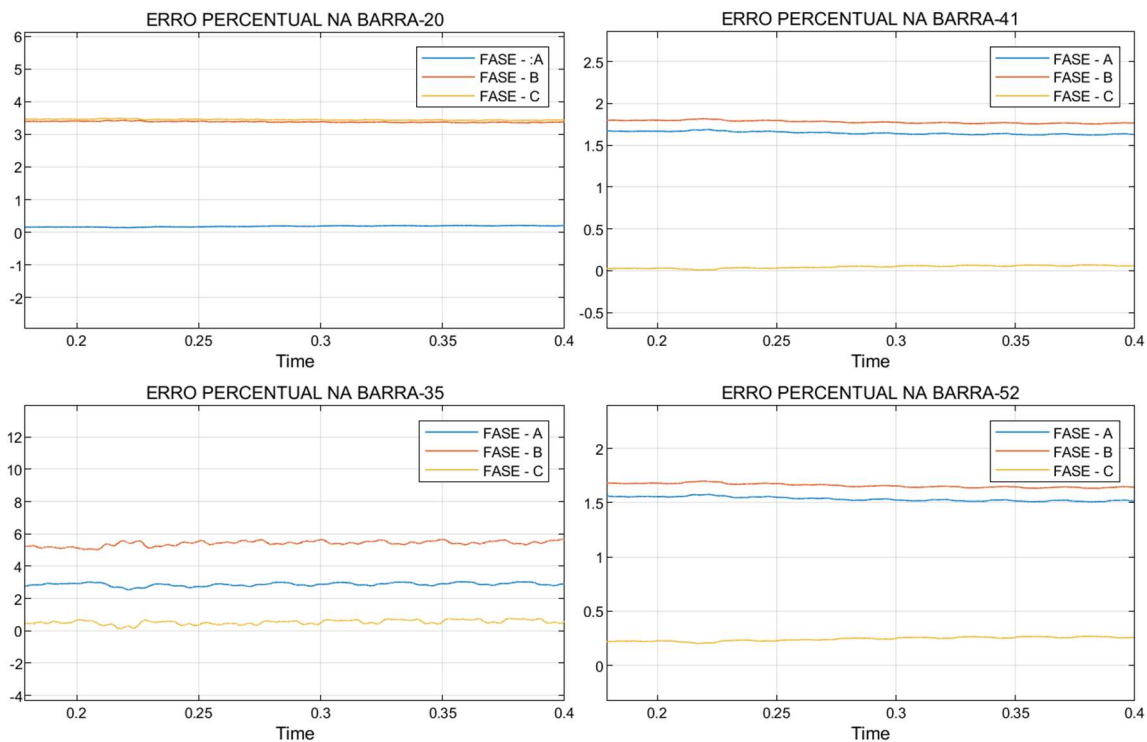
Figura 22 - Gráficos de erro percentual nas barras com medidores no sistema elétrico.



Fonte: Elaboração própria, 2023

Em regime permanente, os erros podem ser verificados através dos gráficos da Figura 23.

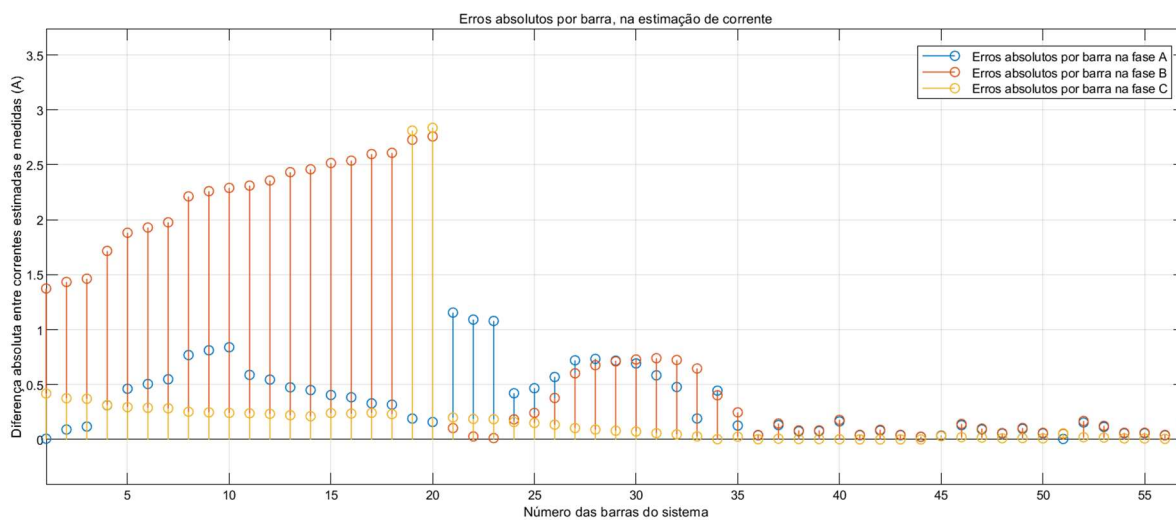
Figura 23 - Diferença percentual entre as correntes medidas e estimadas nas barras com medidores.



Fonte: Elaboração própria, 2023

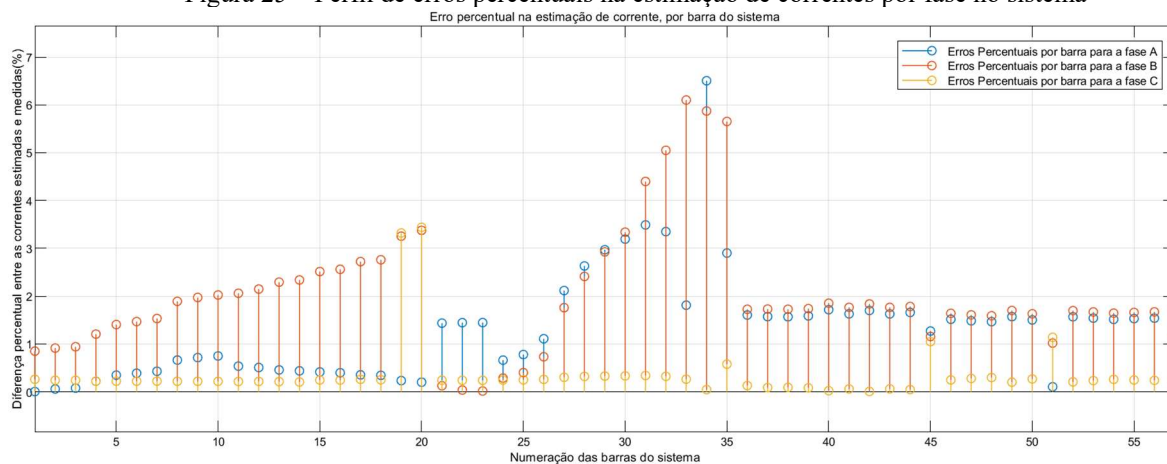
Além da análise anterior, foi elaborado um perfil para a visualização das diferenças absolutas e percentuais entre as correntes e tensões medidas e estimadas para cada barra do sistema. Conforme pode ser observado nas Figuras 24 , 25, 26 e 27.

Figura 24 – Perfil de erros absolutos na estimação de correntes por fase no sistema



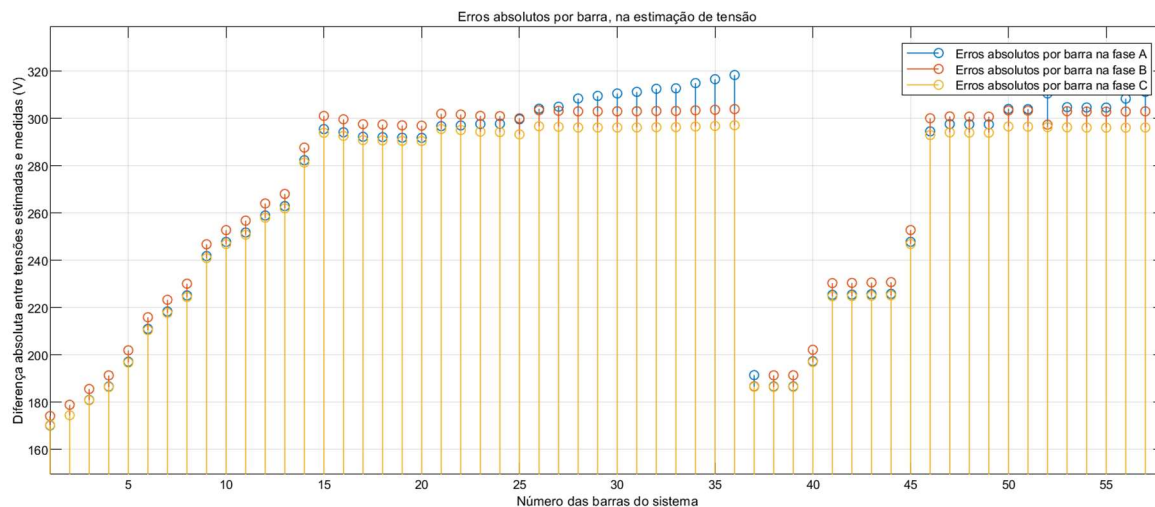
Fonte: Elaboração própria, 2023

Figura 25 – Perfil de erros percentuais na estimação de correntes por fase no sistema



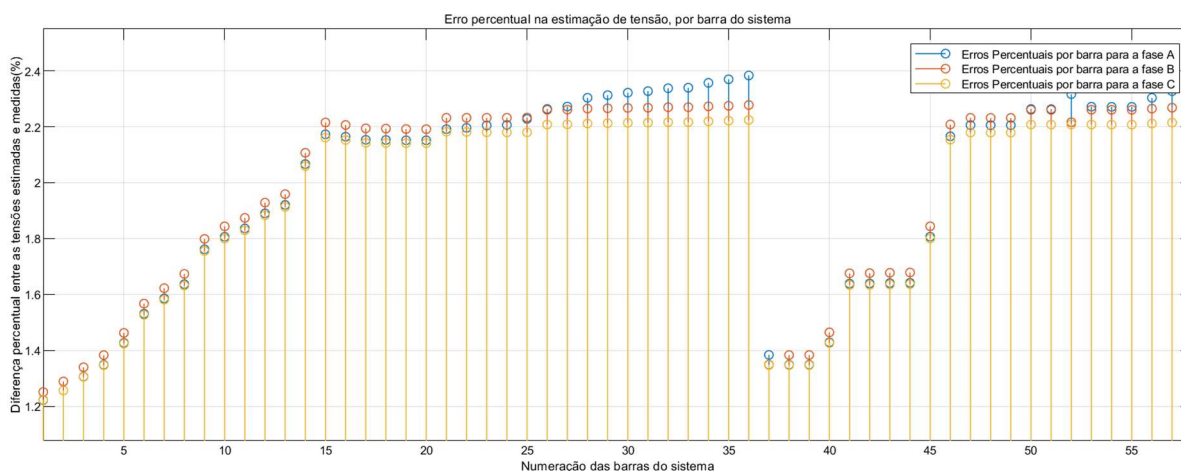
Fonte: Elaboração própria, 2023

Figura 26 - Perfil de erros absolutos na estimação de tensão por fase no sistema



Fonte: Elaboração própria, 2023

Figura 27 – Perfil de erros percentuais na estimação de tensões por fase no sistema



Fonte: Elaboração própria, 2023

Nota-se que para os gráficos de erro absoluto em função das correntes, da figura 24, o sistema se comporta de forma que o erro absoluto decai até a barra 36 do SEP, seguindo a distribuição linear do erro até a barra com maior distância da subestação.

Já no caso da análise por meio do erro percentual da figura 25, nota-se um aumento no erro até a barra 36, onde tem seu pico de erro máximo para estimação de corrente ficando abaixo de 7%.

Pode-se averiguar também, uma queda sutil na porcentagem de erro a partir da barra 20, pois o estimador consegue ter ali uma melhor percepção do valor de corrente, tendo em vista que recebe o valor injetado pela GEED no ponto em questão, como sendo uma grandeza medida no local.

Já o caso da análise dos erros na estimação de tensão vistos nas figuras 26 e 27, pode se observar um padrão na distribuição do erro conforme a distância da barra à subestação principal, sendo que novamente pode-se notar a queda no erro a partir da barra 36 do sistema, em ambos os gráficos, onde são medidas as barras de pontos ramificados, e o erro volta a crescer, conforme aumenta a distância entre a barra e a subestação principal.

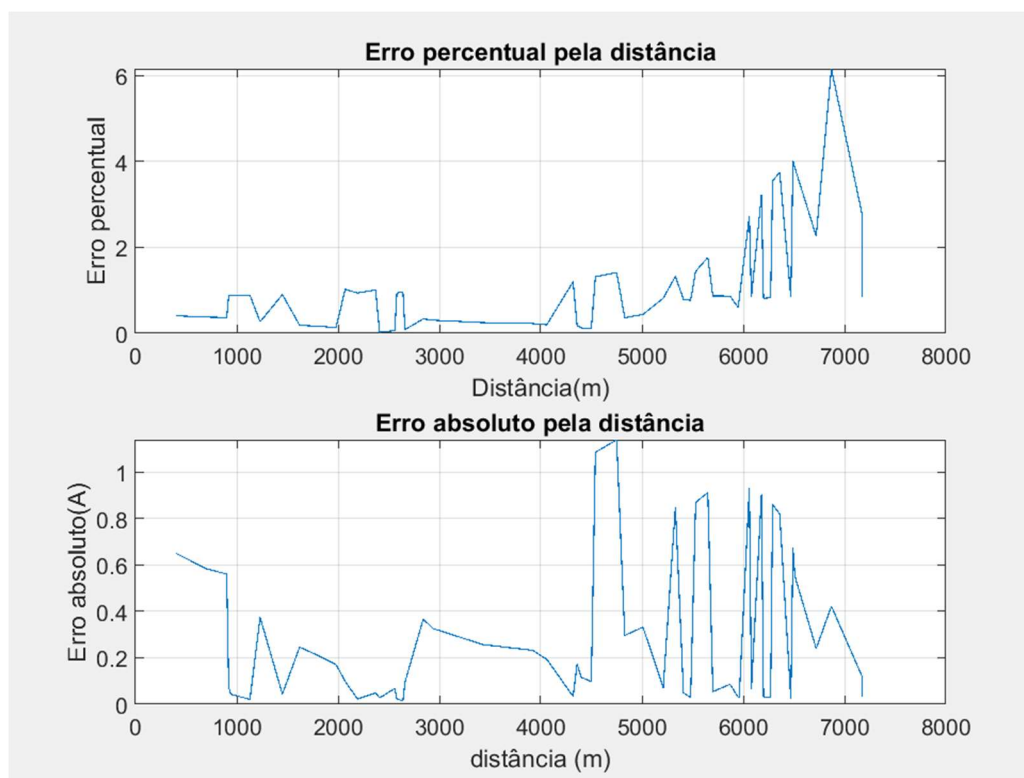
4.1 Análise do erro em função da distância no sistema

Tendo em vista os perfis de erro de estimação em tensão e corrente, e sua variação com relação a distância das barras a subestação principal, optou-se por verificar a distribuição desse erro em função das distâncias das barras à essa subestação.

Para isso, foi adicionado ao algoritmo um código que calculará o valor médio do erro absoluto e do erro percentual, de cada barra do sistema, e no final da simulação, plotará um gráfico exibindo o valor do erro para cada barra, de acordo com a distância desta à subestação, isso pode ser visualizado no gráfico da Figura 28.

Verifica-se, portanto que o erro percentual aumenta na medida em que a barra se distancia do início do alimentador. Esta informação converge com a Teoria da Propagação dos Erros.

Figura 28 - Gráficos de erros percentuais e absolutos, conforme as distâncias das barras à fonte principal do sistema.



Fonte: Elaboração própria, 2023

4.2 Estimação dinâmica pela curva de irradiação diária

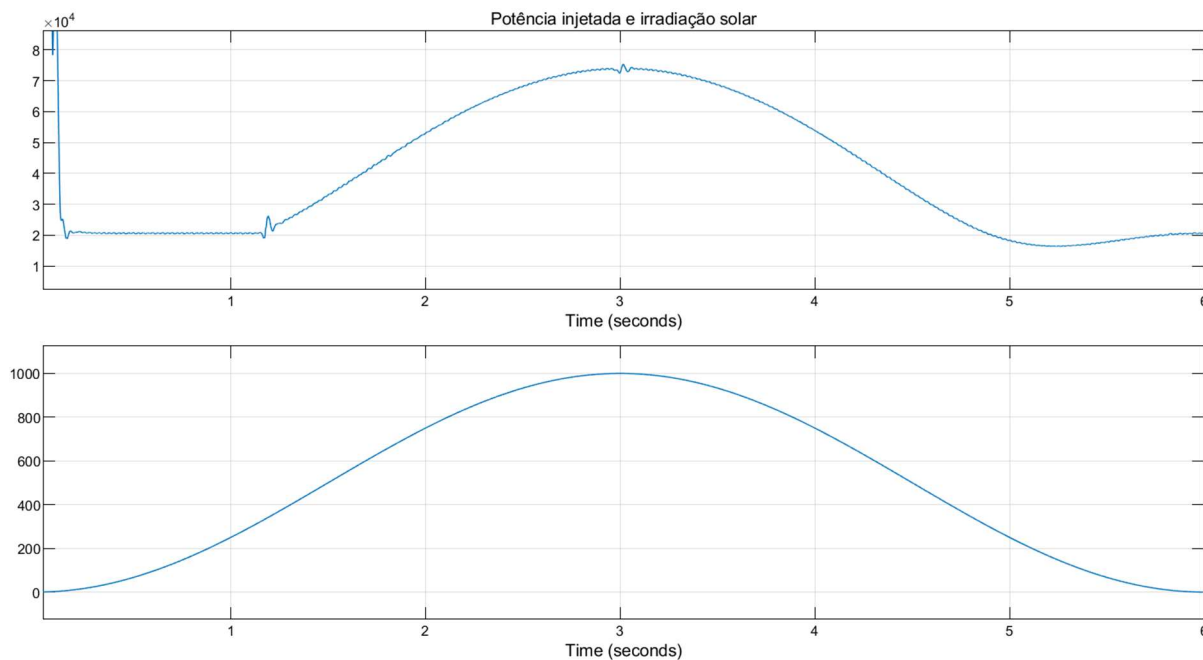
Com a finalidade de observar com o estimador se comportaria durante um dia inteiro de observações do sistema, levou-se em consideração o comportamento da irradiação solar diária como sendo aproximado a curva cossenoide, descrita pela equação:

$$I(t) = I_{max} * \cos(2\pi * (t - t_{max}) / T) \quad (54)$$

Uma aproximação desta curva foi criada, com auxílio de um bloco de função. Porém, foi ajustada para um tempo muito inferior, com o intuito de mostrar a convergência do EE, e sem consumir um elevado tempo da simulação.

Foi considerado o tempo de 0,8 segundos para a simulação entrar em regime permanente, então adotou-se um tempo de 6 segundos de simulação, com uma onda cossenoide simulando uma irradiação solar ao longo de 24 horas. A seguir, a figura 29 mostra a curva de irradiação solar utilizada, e a curva de potência injetada no SEP. Atenção para o fato que nas figuras 29 e 30 cada segundo equivale a quatro horas de um dia.

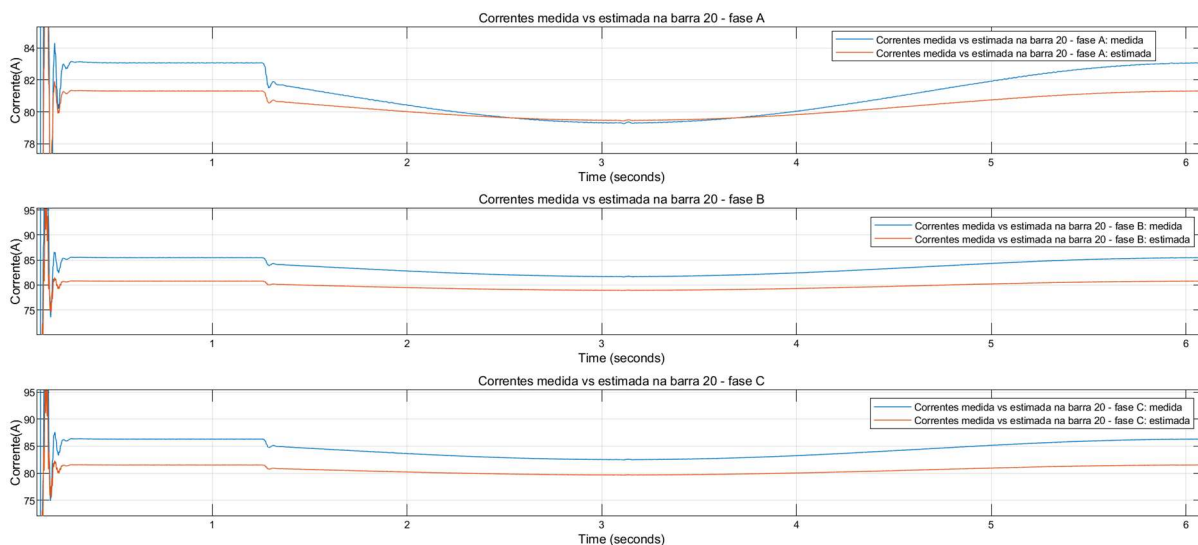
Figura 29 - Curva de irradiação solar (w/m²) e de potência(kW) para simulação do ciclo de 24 horas de injeção de Energia SFV.



Fonte: Elaboração própria (2023)

A partir dessa irradiação, foram observadas primeiramente, as curvas de corrente medida e estimada, para o medidor na barra 20, do sistema, que está ilustrado na figura 30.

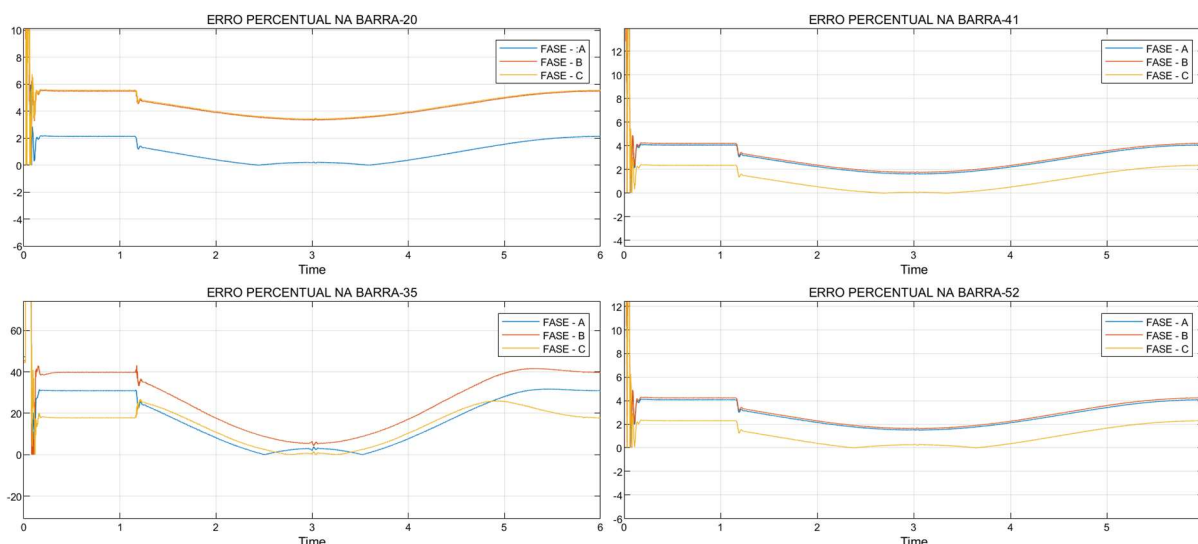
Figura 30- Correntes medida vs estimada, na barra 20 do sistema (panorama 24 horas)



Fonte: Elaboração própria (2023)

A partir deste ponto, tendo em vista que a curva de corrente estimada, acompanha a curva de potência medida, tendo entre elas um valor de erro percentual relativamente baixo, abaixo de 10% para a barra em questão, observou-se através da figura 31 as barras que possuem medidores instalados no SEP, que também demonstraram boa aproximação, ao estímulo executado.

Figura 31- Diferenças percentuais entre as correntes, nos quatro medidores principais do sistema (panorama 24horas)



Fonte: Elaboração própria (2023)

4.3 Análise computacional do estimador

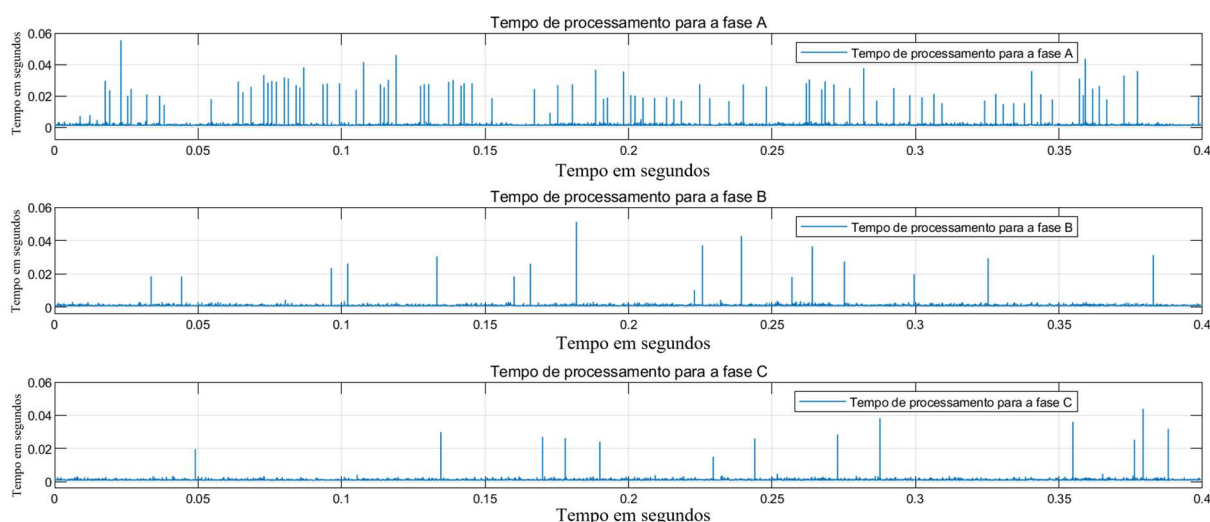
Juntamente com os perfis de corrente e tensão, foram analisados o tempo de processamento para cada valor estimado, seja de corrente ou tensão, durante o tempo de simulação.

Levando em consideração o passo de simulação em $25\mu\text{S}$, utilizando a ferramenta *tic/toc* do Matlab®, onde foi medido, em segundos, o tempo de execução de todo o código contido dentro do bloco de função que carrega o algoritmo estimador, durante o momento de estimação a cada passo da simulação. Dessa forma foram gerados os gráficos da figura 32 e 33 que carregam em si, um valor de tempo de estimação para cada valor de corrente ou tensão que foram estimados, ao longo da simulação.

Para fins de comparação, o computador utilizado possuía o processador intel(R) Core(TM) i7-12700H de 2.30 GHz, com 32Gb de memória RAM, utilizando *Windows 11 home edition* (64 bits).

O primeiro cenário analisado foi uma simulação com injeção fixa de corrente, e duração de 0,4 segundos, um tempo necessário para que o sistema entre em regime permanente e possam ser observadas suas curvas de valores medidos e estimados. Diante desse cenário, foi gerado o gráfico da figura 32. Tempo em segundos

Figura 32 - Tempos de execução do algoritmo estimador durante a simulação



Fonte: Elaboração própria, 2023

Na figura 32, pode-se observar que durante a simulação, analisando para as três fases, houve um valor médio por volta de 1 milissegundo para a execução do estimador, com picos de 43 à 55 milissegundos, que pode ser analisado observando a tabela 4.

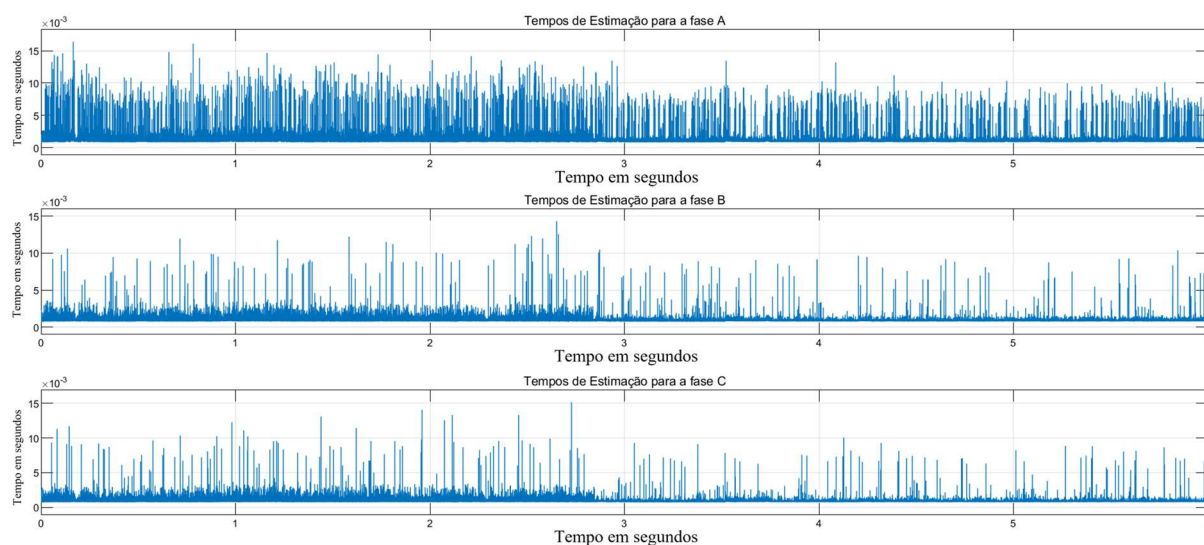
Tabela 4 – Análise estatística dos sinais de tempo de estimação

Valores	Fase A	Fase B	Fase C
Máximo	5,540E-02	5,120E-02	4,386E-02
Mínimo	8,615E-04	7,343E-04	7,210E-04
Pico-à-Pico	5,453E-02	5,046E-02	4,314E-02
Média	1,467E-03	1,057E-03	1,025E-03
Mediana	1,212E-03	9,101E-04	8,678E-04
RMS	2,415E-03	1,440E-03	1,345E-03

Fonte: Elaboração própria (2023)

Outro cenário montado para análise, foi o cenário que simula a curva de irradiação solar diária, citado anteriormente na seção 4.2, desta forma seria possível analisar os mesmos valores de tempo de ação do estimador, durante o período de 6 segundos, gerando o gráfico da figura 33.

Figura 33 - Tempos de execução (segundos) do algoritmo estimador durante a simulação (variação de injeção de carga)



Fonte: Elaboração própria (2023)

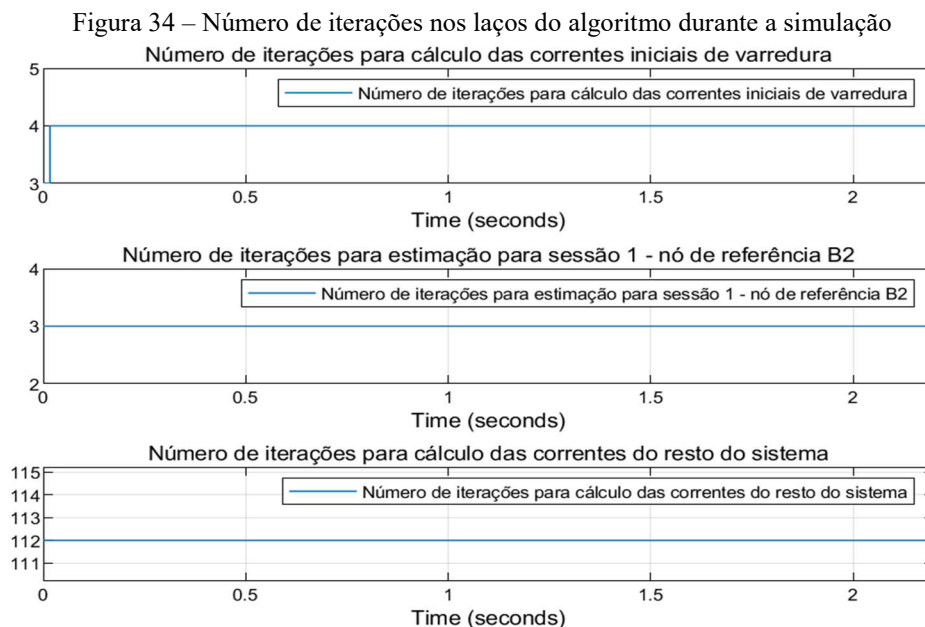
Analisando a tabela 5, pode-se observar uma queda sutil na média de tempo de estimação, na casa de microssegundos, em comparação com a tabela 4, entre as três fases do sistema, o que leva a acreditar que a medida que o tempo de simulação aumenta, a média de tempo de estimação se mantém e possui tendência a diminuir, mesmo que sutilmente, mesmo com variações de correntes variáveis, injetadas no Sistema elétrico estudado.

Tabela 5 - Análise estatística dos sinais de tempo de estimação (variação de injeção de carga)

Valores	Fase A	Fase B	Fase C
Máximo	1,640E-02	1,430E-02	1,510E-02
Mínimo	8,110E-04	7,310E-04	7,240E-04
Pico-à-Pico	1,550E-02	1,350E-02	1,440E-02
Média	1,180E-03	9,560E-04	9,340E-04
Mediana	1,080E-03	8,550E-04	8,320E-04
RMS	1,200E-03	1,000E-03	9,800E-04

Fonte: Elaboração própria (2023)

Para avaliar o código do ponto de vista numérico, também foi analisado o número de iterações nos principais laços que compõem o processo iterativo. São eles: o laço para o cálculo das correntes iniciais de varredura, o laço para a estimação de corrente para a sessão 1 (nó de referência B2) e posteriormente, o cálculo das demais correntes do sistema elétrico. Levando em consideração a simulação padrão utilizada até este momento no estudo, observou-se para as três fases do sistema, e uma tolerância de 5×10^{-5} , o número de iterações se manteve igual para as três fases do sistema, por esse motivo, foi exposto aqui apenas o gráfico de número de iterações para a fase A, na figura 34.

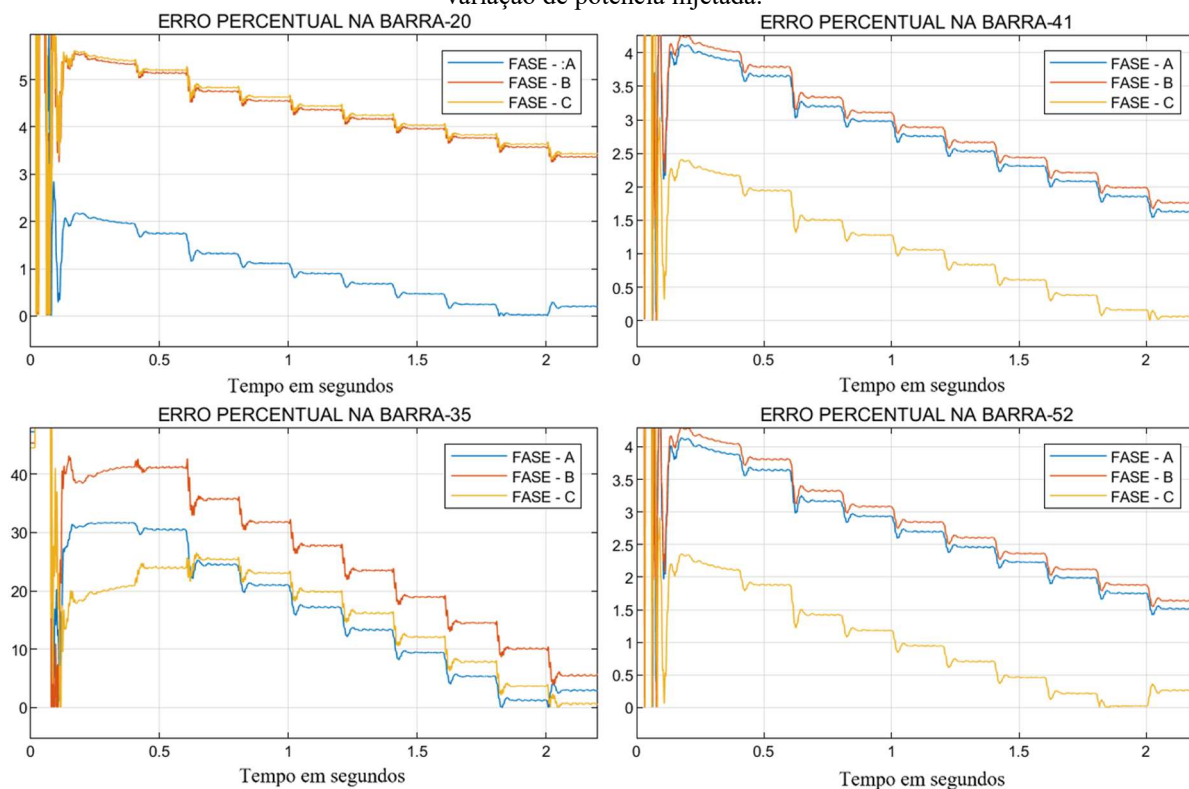


Fonte: Elaboração própria, 2023

Como esse número se manteve estável durante toda a simulação, para as três fases do sistema e objetivando observar alguma possível mudança neste valor, foi inserido um pulso crescente de irradiação solar, variando em forma de degraus crescentes, até próximo ao máximo valor admitido pelo transformador na barra 21, que é de 75KW, ajustando o valor máximo de radiação para gerar tal potência que é de 650W/m^2 de irradiação para a usina SFV utilizada.

Desta forma, o sistema foi exposto a um sinal que varia de 10% até 100% da carga do transformador (de 7,5 até 75KW), com saltos a cada 0.2 segundos, para fornecer tempo para acomodação do sistema. Dessa maneira, a comparação de corrente, nos quatro medidores fixos resultou nos gráficos da figura 35.

Figura 35 - Diferença percentual entre as correntes medida e estimada nos medidores do sistema, com variação de potência injetada.



Fonte: Elaboração própria, 2023

Foi analisado, no entanto, que durante toda a simulação o número de iterações se manteve igual, independente da variação na irradiação e na potência injetada no sistema, o resultado foi igual ao exposto no gráfico da figura 34.

5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Com base nos resultados obtidos, pode-se observar um aumento no erro dos dados estimados conforme a barra analisada se distancia da subestação. Este comportamento pode refletir em uma tendência a erros maiores para sistemas de grande extensão, o que poderia ser amenizado com o uso de mais medidores, ficando este proposto para estudos futuros.

Com relação à eficácia do estimador, notou-se que quanto mais a potência injetada se aproxima do valor nominal do transformador da barra onde é alocada a GEED, maior é a precisão do valor estimado quando comparado ao valor real, o que pode ser causado pelo fato de que um

novo fator de utilização deveria ser levado em consideração pelo algoritmo EE, no momento da inserção da GEED no sistema.

Com relação à velocidade de processamento do estimador, o número de iterações constante independentemente da variação do valor de corrente injetado indica que o processo computacional mantém uma certa estabilidade, pois não irá requisitar maior poder de processamento quando o sistema for submetido a variações de potência. O tempo de processamento da estimação foi satisfatório para uma aplicação em tempo real, observou-se que o sistema tem respostas com tempo médio por volta de 1 milissegundos, com picos de tempo pouco maiores que 15 milissegundos.

Com relação às simulações com dinâmica de variação de irradiação, deve-se atentar para a capacidade de estimação do EE de forma que, a estimação se torna ótima, com erros reduzidos, à medida que a carga do transformador da barra esteja mais próxima de 100%, tendo em vista os gráficos das figuras 35.

Com relação a curva de carga diária, o estimador mostrou-se eficiente para as barras que tem até de 6km de distância da subestação, para as barras que estão dispostas em linha, sendo que das barras 28 até a 34 os erros percentuais foram muito maiores do que 10%, chegando à próximos de 40%, mesmo tendo em consideração que são valores absolutos mais baixos, em medidas de corrente. Já com relação a estimação de tensão, obtiveram-se valores percentuais bem mais animadores, sendo que a barra que esteve com maior erro foi a barra de número 36 e 58, com valores não maiores do que 2,4% de erro em tensão.

Nota-se que para as barras, onde o sistema possui mais ramificações, o estimador reagiu melhor, mesmo em distâncias acima de 6km da SE. Isso pode inferir que seu uso para sistemas de distribuição com disposição em malha, pode-se beneficiar mais desse processo de Estimação de estados, do que em sistemas mais extensos e com menor número de ramificações.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

De acordo com as análises feitas durante o estudo, pode-se constatar que o método de estimação linear trifásico baseado em soma de correntes respondeu bem às simulações realizadas, com margens de erro abaixo de 7% em estimação de corrente e 2,4% para estimação de Tensões nas barras do sistema estudado. Esse fato pode indicar a possibilidade do uso do EE em aplicação que tolerem esse valor de erro.

Pode-se afirmar que o método de estimação pode ser utilizado em sistemas dotados de GEED, pois as alterações realizadas no método original do algoritmo trifásico baseado em soma de correntes consegue retratar adequadamente o comportamento correto da potência injetada, para os casos onde sejam atendidas as restrições do EE, como o fato da potência injetada pela GEED seja próxima ou igual a potência máxima suportada pelo transformador na barra de injeção.

Vale ressaltar, o aumento do erro percentual com a distância de alguns barramentos, até a SE principal, o que pode indicar melhor possibilidade de uso em SEP mais ramificados e com menor extensão em distância.

Outra contribuição importante deste trabalho, foi o método de simulação dinâmico, mais aproximado com o funcionamento dos EE, onde pode-se observar o estimador trabalhando em conjunto com o SEP estudado, obtendo assim, a possibilidade de gerar as curvas de corrente e tensão obtidas através do algoritmo estimador, e compará-las com as curvas medidas, em cada trecho ou barramento do sistema, o que poderá servir de metodologia futura, para análise de outros estimadores de estado.

Por fim, tendo em vista que houve convergências satisfatórias para o método estudado, poderão ser feitos ajustes futuros no processo, melhorando a margem de erro e eficiência do estimador, como por exemplo, um ajuste de erro equacionado pela distância da barra onde serão feitas as estimações, até fonte de geração principal, ou com relação a percentagem de potência injetada pela GEED em relação ao alimentador no local da injeção, bem como a alocação ótima dos medidores distribuídos ao longo do alimentador, ficando estas como alternativas para trabalhos futuros.

REFERÊNCIAS

- ABUR, A.; GOMEZ-EXPÓSITO, A. **Power System State Estimation: Theory and Implementation**. New York: Marcel Dekker, 2004.
- ALMEIDA, M. A. D. **Um Algoritmo para Estimação de Estado em Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica com base no Método da Soma de Potências**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2003.
- AMARAL, Thiago B.; OLIVEIRA, Bruna G. S.; MENDES, Matheus F. S.; PERES, Wesley; COELHO, Francisco C. R.; POUBEL, Raphael P. B. **Metodologia para estimação de estados em sistemas de distribuição com geração distribuída utilizando o OPEN-DSS e metaheurísticas**.
- ANEEL. **Geração Distribuída**. 2022. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6IjQwZDZmOWI8LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBiMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 22 de Setembro de 2023.
- BRASIL. Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004. **Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências**. Disponível em: https://repositorio.unb.br/bitstream/10482/15956/1/ARTIGO_GeracaoDistribuida.pdf. Acesso em: 12 de outubro de 2022.
- COLOMBO, Jean Luca. **Monitoração em tempo real de sistemas de distribuição considerando os efeitos de geração distribuída**.
- CRUZ, M.C.S. **Metodologia de estimação de estados para tratamento de medições errôneas e registros não sincronizados em algoritmos de localização de faltas em linhas de transmissão**. 2015. 135f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e de Computação) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.
- DE SOUZA SILVA, João Lucas et al. **Análise do avanço da geração distribuída no Brasil**. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018. 2018.
- FRAZÃO, Rodrigo José Albuquerque. **Métodos alternativos para estimação de estado em sistemas de energia elétrica**. São Luís, 2012. 120 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2012.
- FRANÇA, R. V. **Estimador de estado trifásico para sistemas de distribuição**. 2010. 113 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica e Computação, UFRN, Natal, 2010.
- GRESSLER, Rafael; MILBRADT, Gilberto. **Novos métodos de estimação de estado multi-área com potencial aplicação em redes elétricas inteligentes**.
- KERSTING, W. H., **Distribution System Modeling and Analysis**, CRC Press, quarta edição, Nova York, EUA, 2017.
- J. Li, X. Wang, X. Ren, Y. Zhang and F. Zhang. **Augmented State Estimation Method for Fault Location Based on On-line Parameter Identification of PMU Measurement Data**. 2018 IEEE 2nd International Electrical and Energy Conference (CIEEC), p. 105-109, Beijing, China. Nov. 2018. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/cieec.2018.8745813>.

MATOS, D. M. B.; CATALÃO, J. P. S. **Geração distribuída e os seus impactes no funcionamento da rede elétrica: Parte 2. Potência**, Conference: ICEUBI 2013, DOI:10.13140/RG.2.1.4907.5048 v. 1, n. 2, p. 3, 2013.

MELO, Igor Delgado de. **Estimação dos Estados: uma Abordagem Sistêmica Sobre Qualidade de Energia**. 1. ed. São Paulo: Blucher, 2022. 150 p.

MONTICELLI, A. J. (1999). **State Estimation in Electric Power Systems**, Editora Kluwer Academic Publishers, Norwell, Massachusetts – USA.

MOURA, A. A. F. **Novo método e modelos para estudos de fluxo de potência e de curto-circuito**. 2013. 181 f. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2013.

ROCHA, Ednardo Pereira da. **Algoritmo para um estimador de estado trifásico linear baseado no método de soma de correntes aplicado às redes de distribuição de energia elétrica**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2020.

SCHWEPPE, F.C.; DEBS, A. S. **Power System Static State Estimation – Part I. Trans. on Power Apparatus and Systems**, vol. PAS-89, no 1, pp120- 125, Jan. 1970.

SEVERINO, Mauro Moura; CAMARGO, Ivan Marques de Toledo; OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de. **Geração distribuída: discussão conceitual e nova definição. Revista Brasileira de Energia**, v. 14, n. 1, p. 47-69, 2008.

THALES SCHUABB ALMEIDA et al. **Metodologia de Estimação de Estados de Redes de Distribuição com Penetração de Energia Fotovoltaica**. Anais do Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos 2020, 13 ago. 2020.

VUOLO, J. H. **Fundamentos da Teoria dos Erros**, Ed. Edgar Blücher, São Paulo –SP, 1992.