

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

IGOR LYNCOLN DA SILVA SABREU

**AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA COM ALTA INSERÇÃO DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA: UMA ABORDAGEM ATRAVÉS DO MÉTODO DE
NEWTON-RAPHSON E DA SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO**

Orientadora:

Prof. Dra. Lina Paola Garces Negrete

GOIÂNIA

2024



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL DA UFG

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio do Repositório Institucional (RI/UFG), regulamentado pela Resolução CEPEC no 1240/2014, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei no 9.610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou download, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

O conteúdo dos Trabalhos de Conclusão dos Cursos de Graduação disponibilizado no RI/UFG é de responsabilidade exclusiva dos autores. Ao encaminhar(em) o produto final, o(s) autor(a)(es)(as) e o(a) orientador(a) firmam o compromisso de que o trabalho não contém nenhuma violação de quaisquer direitos autorais ou outro direito de terceiros.

1. Identificação do Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação (TCCG)

Nome(s) completo(s) do(a)(s) autor(a)(es)(as): Igor Lyncoln da Silva Sabreu

Título do trabalho: AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM ALTA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: UMA ABORDAGEM ATRAVÉS DO MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON E DA SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

2. Informações de acesso ao documento (este campo deve ser preenchido pelo orientador) Concorda com a liberação total do documento [X] SIM [] NÃO¹

[1] Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. Após esse período, a possível disponibilização ocorrerá apenas mediante: a) consulta ao(à)(s) autor(a)(es)(as) e ao(à) orientador(a); b) novo Termo de Ciência e de Autorização (TECA) assinado e inserido no arquivo do TCCG. O documento não será disponibilizado durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro.

Obs.: Este termo deve ser assinado no SEI pelo orientador e pelo autor.



Documento assinado eletronicamente por **Lina Paola Garces Negrete, Professora do Magistério Superior**, em 18/12/2024, às 10:53, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Lyncoln Da Silva Sabreu, Discente**, em 18/12/2024, às 14:10, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5050549** e o código CRC **4247084B**.

Referência: Processo nº 23070.045651/2024-86

SEI nº 5050549

IGOR LYNCOLN DA SILVA SABREU

**AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA COM ALTA INSERÇÃO DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA: UMA ABORDAGEM ATRAVÉS DO MÉTODO DE
NEWTON-RAPHSON E DA SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO**

Orientadora:

Prof. Dra. Lina Paola Garces Negrete

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
EMC UFG**

GOIÂNIA

2024

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

Sabreu, Igor Lyncoln da Silva

AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM ALTA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: UMA ABORDAGEM ATRAVÉS DO MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON E DA SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO [manuscrito] / Igor Lyncoln da Silva Sabreu. - 2024.

XLVIII, 48 f.: il.

Orientador: Prof. Lina Paola Garces Negrete.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Engenharia Elétrica, Goiânia, 2024.

Bibliografia. Anexos. Apêndice.

Inclui siglas, fotografias, abreviaturas, símbolos, gráfico, tabelas, algoritmos, lista de figuras, lista de tabelas.

1. Confiabilidade. 2. Geração distribuída. 3. Planejamento e Operação . 4. Simulação de Monte Carlo. 5. Método de Newton-Raphson. I. Negrete, Lina Paola Garces, orient. II. Título.

CDU 621.3



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Aos onze dias do mês de Dezembro do ano de 2024, iniciou-se a sessão pública de defesa do Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) intitulado “AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM ALTA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: UMA ABORDAGEM ATRAVÉS DO MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON E DA SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO”, de autoria de Igor Lyncoln da Silva Sabreu, do curso de Engenharia Elétrica, da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação - EMC da UFG. Os trabalhos foram instalados pela Profa. Dra. Lina Paola Garces Negrete - Orientadora (EMC/UFG), com a participação dos demais membros da Banca Examinadora: Prof. Dr. Fernando Nunes Belchior (FCT/UFG) e Prof. Dr. Gelson Antônio Andrêa Brigatto (EMC/UFG). Após a apresentação, a banca examinadora realizou a arguição do(a) estudante. Posteriormente, de forma reservada, a Banca Examinadora atribuiu a nota final de **9,3**, tendo sido o TCC considerado **APROVADO**.

Proclamados os resultados, os trabalhos foram encerrados e, para constar, lavrou-se a presente ata que segue assinada pelos Membros da Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Lina Paola Garces Negrete, Professora do Magistério Superior**, em 11/12/2024, às 10:30, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Gelson Antonio Andrea Brigatto, Professor do Magistério Superior**, em 11/12/2024, às 10:31, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fernando Nunes Belchior, Professor do Magistério Superior**, em 11/12/2024, às 10:33, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5017569** e o código CRC **32259E30**.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha mãe Vanessa e à minha avó Melândia, pelo amor e apoio constantes, que foram fundamentais para a realização desse sonho. E também ao meu marido Gabriel, pelo suporte durante toda essa trajetória. A vocês, minha eterna gratidão. Obrigado por tudo!

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a minha orientadora, Professora Doutora Lina Paola Garces Negrete, pelo suporte durante esse trabalho e por fomentar essa minha admiração pela pesquisa científica. Agradeço também ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação (PPGEEC) da Universidade Federal de Goiás (UFG), por me proporcionar oportunidades de estudo e busca de conhecimento.

EPÍGRAFE

"A verdadeira medida do progresso de uma sociedade é dada pela sua capacidade de usar a energia de forma eficiente e sustentável."

Ban Ki-moon

RESUMO

Este estudo teve como finalidade avaliar a influência da geração distribuída (GD) sobre os parâmetros de confiabilidade em sistemas elétricos de distribuição, analisando tais métricas antes e depois da alocação. De maneira distinta, este trabalho adota a integração da técnica de Monte Carlo com o método de Newton-Raphson, aplicada à resolução do problema de fluxo de potência, incorporando a detecção de ilhamentos com base na Teoria de Grafos. Complementarmente, o emprego do teste de bondade de ajuste (aderência) permite validar a adequação das funções de distribuição probabilística às variáveis estocásticas, assegurando um diagnóstico mais fiel ao comportamento real. As análises foram feitas usando o sistema teste RBTS de 14 barramentos. Para tanto, foram escolhidos 5 índices para avaliar a confiabilidade da rede, sendo eles: LOLE (*Loss Of Load Expectation*), LOEE (*Loss OF Energy Expectation*), FEC (*Frequency of Exceeding Capacity*), IEC (*Interrupted Energy Consumption*) e IVR (*Interruption Value Rate*), que juntos dão uma ótima perspectiva do sistema. Com a adição da geração descentralizada, notou-se um aumento na disponibilidade do sistema, uma queda nos desvios de tensão na rede, uma redução na energia não atendida e menos ocorrências de falhas. Assim, a integração da geração descentralizada não apenas aprimora os parâmetros avaliados, mas também destaca os pontos da rede que demandam maior cuidado e alocação de recursos, seja em dispositivos e sistemas de proteção, seja em ações de manutenção preditiva, prevenindo possíveis complicações técnicas e despesas corretivas excessivamente elevadas, seguindo os objetivos e diretrizes da ODS 7 (Objetivos de Desenvolvimento Sustentável), proposta pela ONU (Organização das Nações Unidas), que visa energia limpa e acessível.

Palavras-chave: Confiabilidade; geração distribuída; operação; planejamento; simulação de Monte Carlo e método de Newton-Raphson.

ABSTRACT

This study aimed to evaluate the influence of distributed generation (DG) on reliability parameters in electrical distribution systems, analyzing such metrics before and after allocation. In a different way, this work adopts the integration of the Monte Carlo technique with the Newton-Raphson method, applied to the resolution of the power flow problem, incorporating islanding detection based on Graph Theory. In addition, the use of the goodness-of-fit test (adherence) allows validating the adequacy of probabilistic distribution functions to stochastic variables, ensuring a diagnosis that is more faithful to real behavior. The analyzes were performed using the 14-bus RBTS test system. To this end, five indices were chosen to assess grid reliability: LOLE (Loss Of Load Expectation), LOEE (Loss OF Energy Expectation), FEC (Frequency of Exceeding Capacity), IEC (Interrupted Energy Consumption) and IVR (Interruption Value Rate) , which together provide an excellent perspective of the system. With the addition of decentralized generation, an increase in system availability was noted, a decrease in voltage deviations in the grid, a reduction in unserved energy and fewer occurrences of failures. Thus, the integration of decentralized generation not only improves the parameters evaluated, but also highlights the points in the network that require greater care and allocation of resources, whether in protection devices and systems or in predictive maintenance actions, preventing possible technical complications and excessively high corrective expenses, following the objectives and guidelines of SDG 7 (Sustainable Development Goals), proposed by the UN (United Nations), which aims at clean and affordable energy.

Keywords: Distributed generation; Monte Carlo simulation and Newton-Raphson method; operation; planning; reliability.

Lista de Figuras

Figura 1 - Diagrama unifilar do sistema RBTS-14 Bus.	17
Figura 2 - Modelagem padrão do bipolo "barra k-m" genérica.	19
Figura 3 - Fluxograma do algoritmo para o cálculo do PFC pelo método de Newton.	22
Figura 4 - Fluxograma do algoritmo para simulação Monte Carlo sem a inserção das GDs.	36
Figura 5 - Fluxograma do algoritmo para simulação Monte Carlo com a inserção das GDs.	37
Figura 6 - Comparativo dos índices de confiabilidade com e sem as GDs.	40

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Dados topológicos e de confiabilidade do sistema RBTS 14-Bus.	18
Tabela 2 - Dados de consumo e estado da tensão por barramento.	18
Tabela 3 - Classificação dos barramentos.	21
Tabela 4 - Diferenças principais entre a matriz de adjacência e a matriz de incidência	24
Tabela 5 - Modelo de ponderamento dos métodos de ajustes de uma FDP.	26
Tabela 6 - Dados históricos de velocidade do vento e irradiação solar.	29
Tabela 7 - Resultados dos testes de aderência dos dados de irradiação solar.	31
Tabela 8 - Resultados dos testes de aderência dos dados de velocidade do vento.	31
Tabela 9 - Variáveis Aleatórias da SMC em estudo.	34
Tabela 10 - Resultados da SMC sem a inserção das GDs.	38
Tabela 11 - Resultados da SMC com a inserção das GDs.	39

Lista de Abreviaturas e Siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BFS	<i>Breadth First Search</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CC	Corrente Contínua
DEC	Duração Equivalente de Interrupção
DFS	<i>Depth First Search</i>
FDP	Função Densidade de Probabilidade
FEC	<i>Frequency of Exceeding Capacity</i>
GDs	Gerações Distribuídas
IEC	<i>Interrupted Energy Consumption</i>
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
IVR	<i>Interruption Value Rate</i>
LOEE	<i>Loss of Energy Expectation</i>
LOLE	<i>Loss of Load Expectation</i>
LTs	Linhas de Transmissão
MATLAB	Matrix Laboratory
MME	Ministério de Minas e Energia
MTTF	<i>Mean Time To Failure</i>
MTTR	<i>Mean Time To Repair</i>
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
ONU	Organização das Nações Unidas
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PFC	Problema de Fluxo de Carga
PU	Por Unidade
RBTS	<i>Roy Billinton Test System</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SMC	Simulação de Monte Carlo
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso

Sumário

Resumo	10
Abstract	11
Lista de Figuras	12
Lista de Tabelas	12
Lista de Abreviaturas e Siglas	13
1 Introdução	15
2 Metodologia	16
2.1 Confiabilidade	16
2.2 Sistema Teste (RBTS-14BUS)	16
2.3 Modelagem da Rede	19
2.4 Fluxo de Carga	20
2.5 Teoria de Grafos Aplicada à Identificação de Ilhamentos	23
2.6 Teste de Aderência Ponderado	25
2.7 Modelagem das GDs	28
2.8 Estruturação das Falhas	31
2.9 Índices de Confiabilidade	32
2.10 Simulação de Monte Carlo	33
2.11 Visão Holística do Processo (Algoritmo)	35
3 Apresentação dos Resultados e Discussões	38
3.1 Antes da Inserção da Geração Distribuída	38
3.2 Após a Inserção da Geração Distribuída	38
3.3 Comparativo	39
4 Conclusão	40
5 Referências	42
Apêndice A - Algoritmo de Solução do PFC	45

1 Introdução

Tendo em vista o surgimento da energia elétrica de forma comercial, quando Edison inaugurou a primeira usina elétrica da história, na cidade Nova York, em 1882, com uma modesta potência CC de 100 kW (HESLA; PENDERGRASS, 2020), vê-se o quão recente a geração distribuída se insere, de forma significativa, na história da engenharia, quase um século depois, na Inglaterra, pós-crise trabalhista (LEHTONEN; NYE, 2008), deixando algumas lacunas sobre a contribuição dessa "nova" tecnologia no SEP.

O presente trabalho tem como objetivo analisar o impacto da geração distribuída nos índices de confiabilidade do sistema elétrico de distribuição, verificando esses indicadores antes e após a inserção das GDs.

A relevância desse estudo está em auxiliar e contribuir para a operação e planejamento energético, oferecendo informações, que podem ser usadas para mitigar os problemas pré e pós-existentes na rede, otimizando o uso das gerações distribuídas.

Diferentemente, essa pesquisa utiliza simulações de Monte Carlo (BLANCHET; CHARBIT, 2015), para a convergência dos índices de confiabilidade, integrada com o método de Newton-Haphson (PARIKH; BOYD, 2014) para a solução do fluxo de carga (KASIKCI, 2018), considerando os ilhamentos, fundamentando na Teoria de Grafos (XIE et al., 2019). Além disso, o uso do teste de aderência para verificar a bondade das curvas de distribuição de probabilidade das variáveis estocásticas (aleatórias e dependentes do tempo) aos dados históricos, gerando assim uma análise mais realista. E contribuindo com os objetivos da ODS 7 (Objetivos de Desenvolvimento Sustentável), proposta pela ONU (Organização das Nações Unidas), que visa energia limpa e acessível. Metodologicamente, os elementos subsequentes a essa secção, serão estruturados da seguinte maneira:

- Metodologia;
- Resultados e Discussões;
- Conclusões;
- Referências; e
- Apêndice A - Algoritmo de Solução do PFC.

Prezando pela fluidez e clareza na apresentação da pesquisa, esses serão subdividindo em outras secções a medida que forem introduzidos.

2 Metodologia

Neste capítulo, será apresentada a metodologia utilizada para realizar este estudo. A metodologia abrange o tipo de pesquisa, os métodos de coleta de dados, as técnicas de análise utilizadas e os procedimentos adotados para alcançar os objetivos propostos. Onde todos os algoritmos e implementações foram feitos no software *MATLAB*[®] ([THE MATHWORKS, INC., 2023](#)).

2.1 Confiabilidade

É adotado como confiabilidade, a capacidade de um item executar uma função necessária sob condições específicas por um período de tempo determinado ([NARESKY, 1970](#)), contudo, expandindo esse conceito para a engenharia elétrica, mais especificamente, para o escopo dessa pesquisa:

Confiabilidade é a probabilidade do sistema de distribuição atender à demanda de energia de forma contínua e segura, sob condições operacionais declaradas, durante um período de tempo determinado, considerando os efeitos das incertezas associadas à geração distribuída e às falhas do sistema.

Existem diversas formas de analisar a confiabilidade, seja na geração, na geração-transmissão ou na distribuição ([GARCES NEGRETE, 2023](#)). O foco desse trabalho é o desempenho das GDs no sistema e, como ela geralmente são alocadas próximas ao consumidor final, a abordagem será realizada no contexto da distribuição.

2.2 Sistema Teste (RBTS-14BUS)

Existe dentro dessa linha de pesquisa, inúmeros sistemas testes para a análise confiabilidade em Sistemas Elétricos de Potência (SEP). Devido a sua consolidação, disponibilidade de dados, e vasta aplicação, foi escolhido o sistema Roy Billinton Test System - 14 Bus (RBTS-14BUS) ([T. BHARATH KUMAR O. CHANDRA SEKHAR; SASTRY, 2017](#)), conforme Figura 1. Desenvolvido pelo Dr. Roy Billinton, Ph.D. em engenharia elétrica na Universidade de Saskatchewan, no Canadá, esse modelo foi criado com o intuito de permitir a validação de metodologias e a realização de análises comparativas em sistemas elétricos, visando a confiabilidade.

Trata-se de uma rede composta por 14 barramentos (nós), 11 pontos de carga, e

Tabela 1: Dados topológicos e de confiabilidade do sistema RBTS 14-Bus.
Significado dos termos: BUS_i - Barra início do ramo; BUS_f - Barra final do ramo; r (pu) - resistência série em por unidade; x (pu) - reatância série em por unidade; b_{sh}^{total} (pu) - potência shunt em por unidade; Tap - razão de transformação do transformador; λ (Falhas/ano) - taxa de falhas por ano; e Θ (h/ano) - tempo médio de reparo em horas por ano ($= 1/\mu$).

BUS_i	BUS_f	r (pu)	x (pu)	b_{sh}^{total} (pu)	Tap	λ (f/ano)	Θ (h/ano)
1	2	0.01938	0.05917	0.0528	1.0000	0.5	7.50
1	5	0.05403	0.22304	0.0492	1.0000	0.8	13.3
2	3	0.04699	0.19797	0.0438	1.0000	0.5	12.0
2	4	0.05811	0.17632	0.0340	1.0000	0.9	5.00
2	5	0.05695	0.17388	0.0346	1.0000	0.4	5.00
3	4	0.06701	0.17103	0.0128	1.0000	0.3	13.3
4	5	0.01335	0.04211	0.0000	1.0000	0.8	4.00
4	7	0.00000	0.20912	0.0000	1.0225	0.6	13.3
4	9	0.00000	0.55618	0.0000	1.0320	0.7	17.1
5	6	0.00000	0.25202	0.0000	1.0730	0.3	7.50
6	11	0.09498	0.19890	0.0000	1.0000	0.7	6.67
6	12	0.12291	0.25581	0.0000	1.0000	0.7	7.50
6	13	0.06615	0.13027	0.0000	1.0000	0.6	4.29
7	8	0.00000	0.17615	0.0000	1.0000	0.5	6.32
7	9	0.00000	0.11001	0.0000	1.0000	0.4	12.0
9	10	0.03181	0.08450	0.0000	1.0000	0.5	12.0
9	14	0.12711	0.27038	0.0000	1.0000	0.2	8.00
10	11	0.08205	0.19207	0.0000	1.0000	0.3	13.3
12	13	0.22092	0.19988	0.0000	1.0000	0.4	5.00
13	14	0.17093	0.34802	0.0000	1.0000	0.7	6.67

Fonte: Dados adaptados de ([POWER SYSTEMS TEST CASE ARCHIVE, 2024](#))

Tabela 2: Dados de consumo e estado da tensão por barramento.
Significado dos termos: Barra - barramento; Tipo - 0 = PQ, 1 = PV e 0 = *Slack* (referência); V (pu) - módulo da tensão em pu; θ (rad) - fase da tensão em radianos; P_g^{MW} - potência ativa gerada em Megawatt; Q_g^{MVar} - potência reativa gerada em Megavolt-ampere reativo; P_c^{MW} - potência ativa consumida em Megawatt; Q_c^{MVar} - potência reativa consumida em Megavolt-ampere reativo; e Q_{sh}^{pu} - potência reativa shunt em Megavolt-ampere reativo.

Barra	Tipo	V (pu)	θ (rad)	P_g^{MW}	Q_g^{MVar}	P_c^{MW}	Q_c^{MVar}	Q_{sh}^{pu}
1	2	1.060	0.0	0.0	0.0	0.0	16.9	0.0
2	1	1.045	0.0	40.0	0.0	21.7	12.7	0.0
3	1	1.010	0.0	0.0	0.0	94.2	19.0	0.0
4	0	1.000	0.0	0.0	3.9	47.8	0.0	0.0
5	0	1.000	0.0	0.0	0.0	7.60	1.6	0.0
6	1	1.070	0.0	0.0	0.0	11.2	7.5	0.0
7	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	1	1.090	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	0	1.000	0.0	0.0	0.0	29.5	16.6	0.19
10	0	1.000	0.0	0.0	0.0	9.0	5.8	0.0
11	0	1.000	0.0	0.0	0.0	3.5	1.8	0.0
12	0	1.000	0.0	3.0	1.0	6.1	1.6	0.0
13	0	1.000	0.0	5.0	2.0	13.5	5.8	0.0
14	0	1.000	0.0	0.0	0.0	14.9	5.0	0.0

Fonte: Dados adaptados de ([POWER SYSTEMS TEST CASE ARCHIVE, 2024](#))

2.3 Modelagem da Rede

A modelagem é uma representação visual e matemática da rede, concebida de maneira genérica para incluir todos os possíveis equipamentos que podem existir entre duas barras quaisquer do sistema. Neste estudo, considerou-se que esses equipamentos podem representar uma linha de transmissão de média tensão ou um transformador, conforme a Figura 2. Essa modelagem foi desenvolvida especificamente para representar o sistema em questão de forma abrangente, permitindo a descrição completa dos dados da rede. Um aspecto crucial a ser destacado é que, neste estudo, com foco em confiabilidade, todos os transformadores são modelados com taps fixos e defasagem angular de 0° , ou seja, são tratados como transformadores de ligação (*tap changer* de tensão), frequentemente aplicados na distribuição.

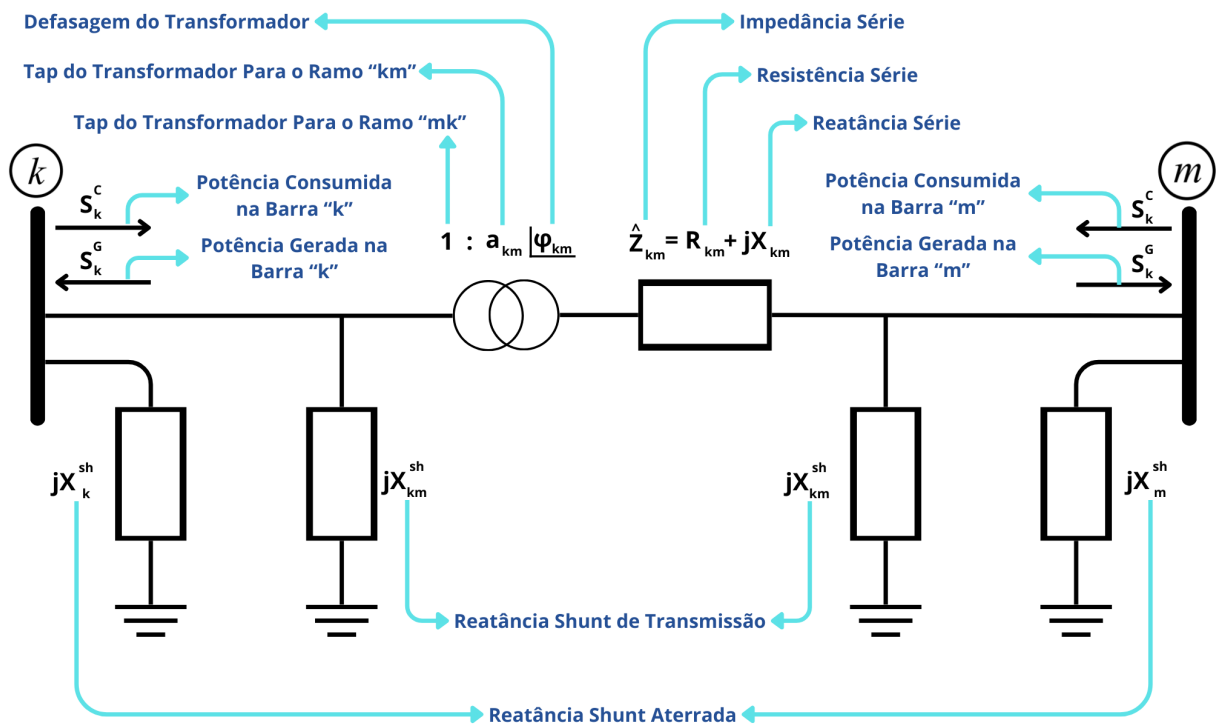


Figura 2: Modelagem padrão do bipolo "barra k-m" genérica.

Considerar dessa forma, proporciona uma abordagem clara e eficaz, permitindo um foco direto nas falhas e interrupções sem as complexidades adicionais. Essa simplificação facilita a avaliação precisa dos impactos da geração distribuída no sistema, oferecendo informações valiosas sobre o desempenho da rede, pois ao remover variáveis como defasagem, a compreensão se torna mais nítida, contribuindo para uma análise de confiabilidade mais robusta.

2.4 Fluxo de Carga

O conceito de fluxo de carga, ou *power flow*, tornou-se crucial na engenharia elétrica a partir da década de 1960, com a necessidade de otimizar e analisar grandes sistemas de potência. Inicialmente, o método de Gauss-Seidel, introduzido por Carl Friedrich Gauss e Joseph-Louis Lagrange na década de 1930, foi aprimorado com o tempo. Um avanço notável ocorreu com o método de Newton-Raphson, que melhorou a precisão e a eficiência das análises, detalhado por (PARIKH; BOYD, 2014). Esses métodos revolucionaram a operação e o planejamento das redes elétricas, facilitando a gestão da distribuição de energia e garantindo a estabilidade dos sistemas de potência modernos.

Primeiramente, é necessário definir as equações a serem usadas na solução do fluxo de potência. Inicialmente, deve-se analisar a topologia da rede e calcular a matriz admitância nodal. A expressão para o cálculo dos elementos Y_{km} da diagonal principal da matriz é apresentada na Equação 1, enquanto a expressão para os elementos \hat{Y}_{kk} fora da diagonal principal está descrita na Equação 2 (BRIGATTO, 2020):

$$\hat{Y}_{kk} = jb_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (jb_{km}^{sh} + a^2 \hat{y}_{km}) \quad (1)$$

$$\hat{Y}_{kk} = (-a_{km} \angle -\phi) \hat{y}_{km} \quad (2)$$

Assim, é possível obter a matriz de condutância nodal G e a matriz de susceptância nodal B segregando a parte real e imaginária da matriz admitância. Com a topologia registrada na forma matricial, é necessário formular as equações básicas de fluxo de potência que regem o problema do fluxo de carga (PFC) (BRIGATTO, 2020), de modo a incluir a modelagem adotada. Nesse contexto, P_k representa a injeção líquida de potência ativa, visto na Equação 3, e Q_k , a injeção líquida de potência reativa, expressa na Equação 4:

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4)$$

Sequencialmente, definiu-se o equacionamento do fluxo de potência, conforme Equações 5 e 6, seguindo a convenção adotada na Figura 2 da Seção 2.3, sendo essencial para entender como a potência "flui" pela rede, refletindo efeitos da geração e do consumo.

$$\hat{S}_{km} = -jV_k^2 b_{km}^{sh} + a_{km}^2 V_k^2 (g_{km} - jb_{km}) - a_{km} V_m V_k (\cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + j \sin(\theta_{km} + \varphi_{km})) (g_{km} - jb_{km}) \quad (5)$$

$$\hat{S}_{mk} = -jV_m^2 b_{km}^{sh} + V_m^2 (g_{km} - jb_{km}) - a_{km} V_m V_k (\cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - j \sin(\theta_{km} + \varphi_{km})) (g_{km} - jb_{km}) \quad (6)$$

Analisando-se as duas equações dos fluxos de potência, observa-se que estes apresentam valores diferentes, implicando que a diferença dos entre eles resulta nas perdas dos ramos, onde $\hat{S}_{km}^{perdido} = P_{km}^{perdido} + jQ_{km}^{perdido}$ é definida como a perda de potência complexa no ramo k-m, seguindo as Expressões 7 e 8.

$$P_{km}^{perdido} = (a_{km}^2 V_k^2 + V_m^2) g_{km} - 2a_{km} V_k V_m g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) \quad (7)$$

$$Q_{km}^{perdido} = -(a_{km}^2 V_k^2 + V_m^2) (b_{km}^{sh} + b_{km}) + 2a_{km} V_k V_m b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) \quad (8)$$

Os barramentos são classificados em PQ, PV e Slack, sendo essa última, única, servindo de referência angular para o sistema, conforme Tabela 3. As barras PQ, mais comumente chamadas de barramentos de carga, especificam a potência ativa e reativa que deve ser fornecida ou absorvida, e a tensão é calculada posteriormente. Já as barras PV (ou de controle) definem a energia ativa e o módulo da tensão, com a potência reativa ajustável. Por outro lado, a barra slack (ou de referência) têm a tensão fixada (módulo e fase) e ajusta automaticamente o potencial ativo e reativo para garantir o fechamento do balanço de potência.

Tabela 3: Classificação dos barramentos.

Significado dos termos: P_k - Potência ativa líquida da barra k; Q_k - Potência reativa líquida da barra k; V_k - módulo da tensão na barra k; e θ_k - fase da tensão na barra k.

Tipo da Barra	Notação	Parâmetros	Incógnitas
Barra de Carga	PQ ou 0	P_k e Q_k	V_k e θ_k
Barra de Tensão Controlada	PV ou 1	P_k e V_k	Q_k e θ_k
Barra de Referência	Vθ ou 2	V_k e θ_k	P_k e Q_k

Fonte: (BRIGATTO, 2020)

Com base nisso, a solução objetivo a ser atingida, considerando uma tolerância específica no método numérico (ϵ), definida aqui como 0,0001 (0,01 %), é composta por NPQ variáveis de módulo de tensão e NPQ+NPV de ângulo de fase, totalizando 2NPQ+NPV incógnitas no problema de fluxo de carga (PFC).

Definida as equações fundamentais, é essencial escolher um método numérico para implementar e determinar o estado do subsistema 1 (valores das tensões, em módulo e

fase). O método de Newton-Raphson foi adotado devido à sua alta precisão e rápida convergência na solução das equações não lineares do fluxo de carga. Sua eficácia em lidar com sistemas complexos e sua capacidade de fornecer resultados detalhados fazem dele uma escolha ideal para a análise de confiabilidade da rede elétrica. Além disso, sua robustez é indispensável para garantir a precisão nas simulações extensivas necessárias, que viram a frente.

Como o objetivo deste artigo não é discutir ou descrever detalhadamente o método de Newton-Raphson, como o cálculo da Jacobiana, a linearização dos pontos, e outras etapas, foi abordado apenas sua aplicação prática, dado que se trata de um método já bem consolidado (BRIGATTO, 2020). Contudo, para fins de aprofundamento, vide Anexo A, que contempla o código fonte da solução do PFC desenvolvido para essa pesquisa, que segue a estrutura da Figura 3.

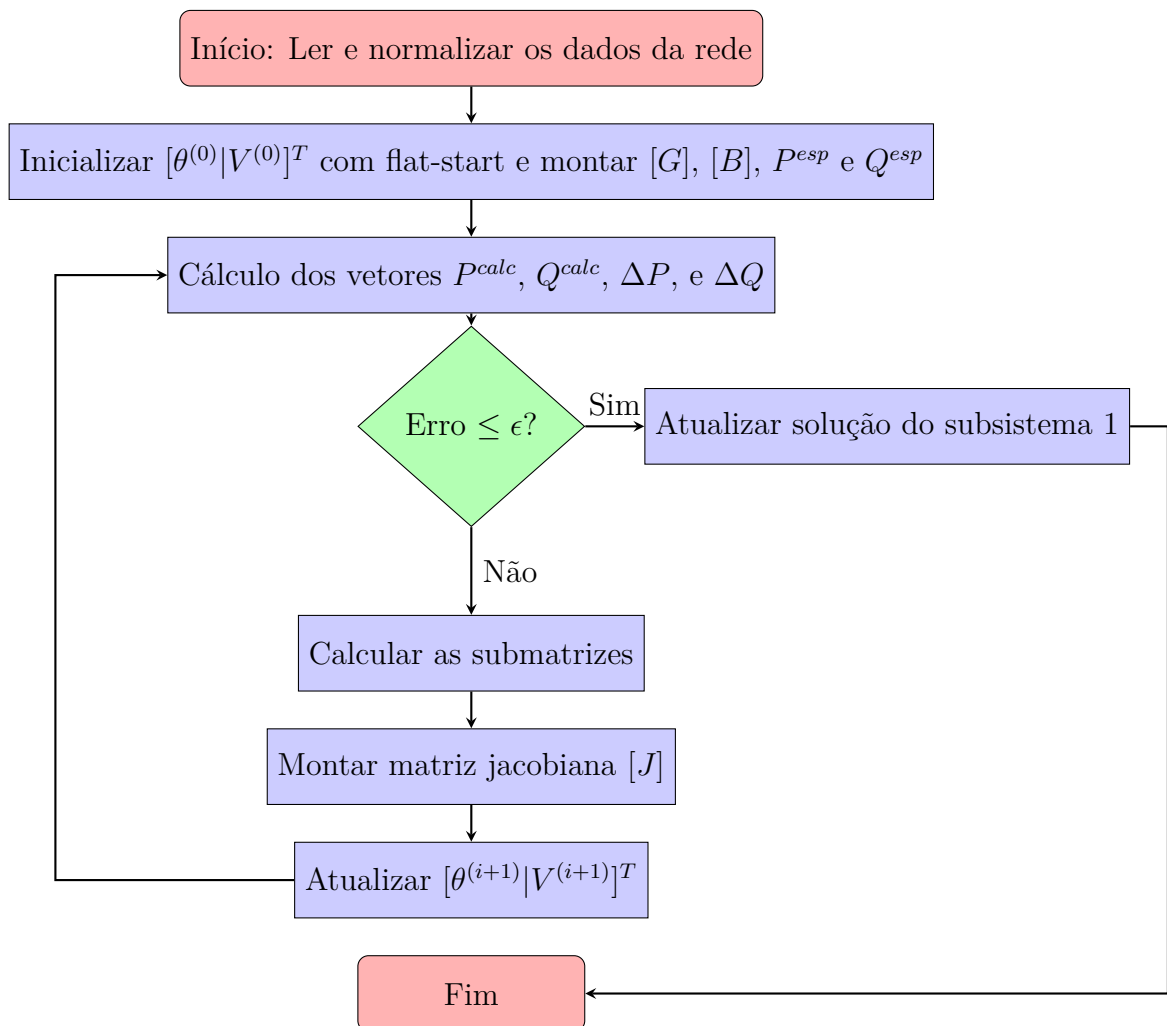


Figura 3: Fluxograma do algoritmo para o cálculo do PFC pelo método de Newton.

2.5 Teoria de Grafos Aplicada à Identificação de Ilhamentos

Após o processamento de um cenário de falha, surge uma lacuna, que é a possibilidade de um ilhamento (microrede) dentro do sistema. Isso ocorre, pois na falta de uma linha, pode-se isolar uma parte da rede. O problema dessa situação, está na execução do fluxo de carga, que ira processar a parte ilhada do sistema, sem enxergar-la fora da análise, impedindo sua convergência, principalmente se o barramento de referência estiver envolvido.

A solução proposta nesse trabalho, vem por meio da Teoria de Grafos, que teve sua origem em uma dúvida populacional emergida na Rússia, onde os moradores da cidade de Königsberg, questionavam se era possível percorrer todas as setes pontes que interligavam a cidade, de uma única vez, sem repetir nenhuma. Criando assim um conhecido problema matemático denominado "Problema das Sete Pontes de Königsberg" ([JUNKER; SCHREIBER, 2008](#)). Em 1736, Leonhard Euler, matemático suíço do século XVIII, demonstrou que tal caminho era impossível, introduzindo o conceito de grafo. Euler representou as regiões da cidade como nós e as pontes como arestas. Ele provou que para que um percurso fosse possível, no máximo dois nós poderiam ter grau ímpar (número ímpar de conexões), o que não era o caso de Königsberg.

Um sistema de distribuição pode ser modelado como um grafo direcionado ou não direcionado, dependendo das características da rede. Cada nó representa um barramento, que pode ser de carga, geração ou slack, e cada aresta representa uma linha de transmissão ([XIE et al., 2019](#)). Para essa pesquisa, foi teorizado e desenvolvido da seguinte forma:

- V (vértices) : barramentos ou nós do sistema; e
- E (arestas) : linhas de transmissão (LTs) e transformadores.

Definição: Para um grafo $G = (V, E)$ com n vértices ($|V| = n$) e m arestas ($|E| = m$), a matriz de adjacência A , $n \times n$, e a matriz de incidência B , $n \times m$, são definidas como:

$$A_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{se existe uma aresta entre os vértices } i \text{ e } j, \\ 0 & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

$$B_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{se o vértice } i \text{ está conectado pela aresta } j, \\ 0 & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

De forma resumida, Tabela 4, cada uma fornece informações complementares, que modelam o grafo, e as conexões existentes, permitindo a identificação dos ilhamentos.

Tabela 4: Diferenças principais entre a matriz de adjacência e a matriz de incidência

Aspecto	Matriz de Adjacência	Matriz de Incidência
Dimensão	$n \times n$ (vértices \times vértices)	$n \times m$ (vértices \times arestas)
Informação	Conexão entre dois vértices	Quais vértices estão conectados a quais arestas
Aplicação	Útil para verificar diretamente conexões entre vértices	Útil para resolver sistemas lineares em circuitos e redes

Fonte: (XIE et al., 2019) e (RAPISARDA; EVERTS; CAMLIBEL, 2015)

Dois vértices u e v pertencem ao mesmo componente conectado se existe um caminho entre eles, conforme Relação 9 (RAPISARDA; EVERTS; CAMLIBEL, 2015). A identificação de ilhas foi realizada utilizando a ferramenta de busca clássica do *MATLAB*[®] (THE MATHWORKS, INC., 2023), chamada *conncomp(G)*, que se auxilia de dois algoritmos: o de busca em profundidade (DFS) e o de busca em largura (BFS).

$$\exists P_{uv} = \{v_1, v_2, \dots, v_k\} \text{ tal que } v_1 = u, v_k = v, \text{ e todas as arestas em } P_{uv} \in E. \quad (9)$$

A remoção de uma aresta $e = (u, v)$ equivale a alterar a matriz de adjacência, onde:

$$A'_{ij} = \begin{cases} 0 & \text{se } (i,j) = (u,v) \text{ ou } (i,j) = (v,u), \\ 1 & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

Após identificar a ilha, verifica-se sua autonomia, armazenando o corte de carga, caso exista, onde $corte = P_{ilha_{gerada}} - P_{ilha_{consumida}}$. Em seguida, retira-se os barramentos e linhas isoladas, para rodar um fluxo de carga, agora, sem a possibilidade de não convergência, resultando em um algoritmo desenvolvido nessa pesquisa (para esse estudo não foi considerado um fluxo de carga a parte para a rede ilhada):

```
1 % ---- IDENTIFICANDO OS ILHAMENTOS E OS RETIRANDO CÁLCULO DE FLUXO ----
2 Conexoes = conncomp(G); % Analisando as Conexões do Grafo
```

```

3 Ilhados = find(Conexoes ~= Conexoes(Slack)); % Identificando as Barras
      Isoladas (Ilhadas) da Slack
4 Ilhados = sort(Ilhados,'descend'); % Colocando em Ordem Decrescente Para
      Não Ter Erro no "for"
5 Violacao = length(Ilhados); % Armazenando as Violações de Tensão =
      Número de Barras Isoladas
6 CorteP = 0;
7 CorteQ = 0;
8 for i = 1:length(Ilhados)
9     k = Ilhados(1,i);
10    if Dados_Barra(k,5) >= Dados_Barra(k,7)
11    else
12        CorteP = CorteP + (Dados_Barra(k,7)-Dados_Barra(k,5)); %
            Armazenando o Corte de Carga Ativa
13    end
14    if Dados_Barra(k,6) >= Dados_Barra(k,8)
15    else
16        CorteQ = CorteQ + (Dados_Barra(k,8)-Dados_Barra(k,6)); %
            Armazenando o Corte de Carga Reativa
17    end
18    Dados_Barra(k,:) = []; % Excluindo as Barras Ilhadas
19    NB = NB - 1; % Reajustando a Quantidade de Barras Após a Exclusão
20    m = 1;
21    while m <= NR
22        if Dados_Ramo(m,1) == k || Dados_Ramo(m,2) == k
23            Dados_Ramo(m,:) = []; % Excluindo os Ramos Ilhados
24            m = m - 1; % Garantindo Que Não Pule Algum Ramo Na Análise
25            NR = NR - 1; % Reajustando a Quantidade de Ramos Após a
                Exclusão
26        end
27        m = m + 1;
28    end
29 end

```

2.6 Teste de Aderência Ponderado

Essa análise envolve a modelagem da geração distribuída, por meio de dados históricos de duas variáveis estocásticas: a irradiação solar, e a velocidade do vento. Com isso, torna-

se necessário o ajuste desses dados a um função densidade de probabilidade, para que siga uma distribuição compatível, e possa ser processada dentro da simulação de Monte Carlo, abordada posteriormente. Sendo elas: Weibull, Lognormal, Normal, Gamma, Exponencial, Rayleigh e Beta.

Para tanto, é preciso definir à qual distribuição os dados melhor se adaptam, através de testes de bondade e critérios de comparação de modelos. Porém, existem inúmeras abordagens para essa seleção. Foi desenvolvido nessa pesquisa, um método ponderado entre 2 critérios de informação, e 2 teste de bondade:

- Teste de Anderson-Darling (ZHU; NANDI, 2015);
- Teste de Kolmogorov-Smirnov (OKAMURA; DOHI, 2019);
- Critério de Informação de Akaike (AIC) (GRÜNWALD, 2007); e
- Critério de Informação Bayesiano (BIC) (GRÜNWALD, 2007).

Utilizou-se como parâmetro cada um desses métodos, porém, o critério total para a escolha do ajuste foi baseado em uma média ponderada deles, de acordo com sua relevância para essa aplicação, seguindo a Tabela 5. Para os testes de KS e AD, foi utilizado, dentro do *MATLAB*[®] (THE MATHWORKS, INC., 2023), duas ferramentas para executá-los: *kstest* e *adtest*, que otimizam essa parte do processo.

Tabela 5: Modelo de ponderamento dos métodos de ajustes de uma FDP.

Significado dos termos: D - Estatística do teste de Kolmogorov-Smirnov; sup - o valor máximo da diferença ao longo de todos; x - amostra; F_n - função de distribuição acumulada empírica; F - função de distribuição acumulada teórica; n - número total de observações/tamanho da amostra; A^2 - estatística do teste Anderson-Darling; x_i - elementos da amostra ordenada; \hat{L} - máxima verossimilhança do modelo ajustado; e k - número de parâmetros do modelo ajustado.

Método	Formulação Matemática	Peso
Kolmogorov-Smirnov	$D = \sup_x F_n(x) - F(x) $	1
Anderson-Darling	$A^2 = -n - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n [(2i-1)(\ln(F(x_i)) + \ln(1-F(x_{n+1-i})))]$	1
Critério de Akaike	$AIC = -2\ln(\hat{L}) + 2k$	4
Critério Bayesiano	$BIC = -2\ln(\hat{L}) + k\ln(n)$	4

Fonte: (ZHU; NANDI, 2015), (GRÜNWALD, 2007) e (OKAMURA; DOHI, 2019)

Para que seja possível aplicar esse modelo, é necessário calcula os 4 parâmetros para cada distribuição, e normalizá-los entre 0 e 1, tendo assim uma contribuição equitativa

e ponderada do métodos para a escolha do melhor ajuste. Contudo, os testes seguem uma direção de indicativo oposta a dos critérios, ou seja, almeja-se testes com valores maiores, e critérios com valores menores. Com isso, é preciso aplicar essa correção junto a normalização dos parâmetros, conforme as Equações 10, 11, 12 e 13.

$$AIC_{\text{norm}} = \frac{AIC - \min(AIC)}{\max(AIC) - \min(AIC)} \quad (10)$$

$$BIC_{\text{norm}} = \frac{BIC - \min(BIC)}{\max(BIC) - \min(BIC)} \quad (11)$$

$$p_{\text{ks}}^{\text{norm}} = 1 - \frac{p_{\text{ks}} - \min(p_{\text{ks}})}{\max(p_{\text{ks}}) - \min(p_{\text{ks}})} \quad (12)$$

$$p_{\text{ad}}^{\text{norm}} = 1 - \frac{p_{\text{ad}} - \min(p_{\text{ad}})}{\max(p_{\text{ad}}) - \min(p_{\text{ad}})} \quad (13)$$

Com os parâmetros normalizados, segue-se para o equacionamento do critério final e resultante de avaliação do ajuste, conforme Equação 14, ponderando o que foi calculado anteriormente, para cada distribuição candidata, seguindo os pesos de cada método.

$$Indice = (0,4 \cdot AIC_{\text{norm}}) + (0,4 \cdot BIC_{\text{norm}}) + (0,1 \cdot p_{\text{ks}}^{\text{norm}}) + (0,1 \cdot p_{\text{ad}}^{\text{norm}}) \quad (14)$$

Por fim, seleciona-se a distribuição com menor *Indice*, de forma a maximizar a aderência dos dados históricos a curva, e trazer uma modelagem das variáveis aleatórias mais verdadeira e pragmática, considerando a bondade do ajuste, resultando no seguinte código:

```

1 % CÓDIGO AJUSTE DE DADOS A UMA FUNÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE
2 % ===== IGOR SABREU - ENGENHARIA ELÉTRICA - UFG =====
3 function [FDP] = PDFAdjustment(Dados)
4 % -- CALCULANDO OS ÍNDICES DE AJUSTE: AIC E BIC, E OS TESTES: KS e AD --
5 Distribuicoes = {'Weibull', 'Lognormal', 'Normal', 'Gamma', 'Exponential
6                 ', 'Rayleigh', 'Beta'};
7 for i = 1:length(Distribuicoes)
8     try
9         FDP = fitdist(Dados, Distribuicoes{i}); % Ajustando os Dados a
10            Uma Distribuição
11         LogL = sum(log(pdf(FDP, Dados))); % Calculando a Verossimilhança
12         AIC(i) = -2*LogL + 2*length(FDP.ParameterNames); % Critério de
13            Informação de Akaike

```

```

11     BIC(i) = -2*LogL + length(FDP.ParameterNames).*log(length(Dados)
        ); % Critério de Informação Bayesiano
12     [~, p_ks(i)] = kstest(Dados, 'CDF', FDP); % Executando o Teste
        de Kolmogorov-Smirnov
13     [~, p_ad(i)] = adtest(Dados, 'Distribution', FDP); % Executando
        o Teste de Anderson-Darling
14     catch % Caso os Dados Não Se Ajustem
15         AIC(i) = NaN;
16         BIC(i) = NaN;
17         p_ks(i) = 0;
18         p_ad(i) = 0;
19     end
20 end
21 % - NORMALIZANDO TODOS OS ÍNDICES DE AJUSTES PARA UMA FAIXA ENTRE 0 E 1
22 AIC = (AIC-min(AIC))./(max(AIC)-min(AIC));
23 BIC = (BIC-min(BIC))./(max(BIC)-min(BIC));
24 p_ks = 1 - (p_ks-min(p_ks))./(max(p_ks)-min(p_ks));
25 p_ad = 1 - (p_ad-min(p_ad))./(max(p_ad)-min(p_ad));
26 % ----- CALCULANDO O ÍNDICE FINAL DE TODAS AS FDPS TESTES -----
27 Indice = (0.4.*AIC)+(0.4.*BIC)+(0.1.*p_ks)+(0.1.*p_ad);
28 % DEFININDO A MELHOR DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE PARA AQUELES DADOS
29 [~, k] = min(Indice);
30 FDP = fitdist(Dados, Distribuicoes{k});
31 end

```

2.7 Modelagem das GDs

Para modelar a geração eólica, foram utilizados dados históricos da velocidade do vento em Goiânia ([INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA \(INMET\), 2024](#)), de 01/01/2023 à 31/12/2023, medidos de forma horária, totalizando 8760 amostras, resultando na média e desvio padrão indicados na Tabela 6. A distribuição de probabilidade Weibull foi aplicada para adaptar esses dados a uma curva, conforme descrito nas Equações 15, 16 e 17 ([MARTIN et al., 2014](#)), e validada através do teste de bondade de ajuste, conforme apresentado na Seção 2.6, resultando na tabela 8. Esse modelo cria valores aleatórios condizentes aos históricos, e conseqüentemente, a curva adotada, a partir da distribuição ([MCCOOL, 2011](#)). Com o valor de v gerado, a potência é calculada com base

na curva de potencial da turbina eólica, conforme a Expressão 18.

Tabela 6: Dados históricos de velocidade do vento e irradiação solar.
Significado dos termos: v - velocidade do vento; G - solar = irradiação solar; \bar{x} - média; e σ - desvio padrão

Variável aleatória	\bar{x}	σ
v (m/s)	3.3739	2.1603
G (kWh/m ² .dia)	5.3280	0.7994

Fonte: (INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET), 2024).

Para os parâmetros mecânicos e estruturais da turbina, foram usados valores típicos: a densidade do ar em Goiânia foi considerada como 1225 kg/m³, o diâmetro do rotor é de 10 m, resultando em uma área varrida de 78,54 m², e o coeficiente de potência foi definido, de forma conservadora, como 0,35, com o objetivo de trazer mais veracidade.

Legenda dos Símbolos

- k : Parâmetro de forma da distribuição de Weibull;
- λ : Parâmetro de escala da distribuição de Weibull (m/s);
- v : Variável aleatória em m/s (velocidade do vento);
- \bar{v} : Valor médio de v (m/s);
- σ_v : Desvio padrão de v (m/s);
- ρ : Densidade do ar (kg/m³);
- A : Área varrida pela pá da turbina eólica (m²);
- C_p : Coeficiente/eficiência de potência;
- $f(v)$: Função densidade de probabilidade da distribuição Weibull em função da velocidade do vento; e
- P_e : Potência eólica gerada pela turbina (watts).

$$k = \left(\frac{\sigma_v}{\bar{v}}\right)^{-1.086} = 1.91 \quad (15)$$

$$\lambda = \frac{\bar{v}}{\left[\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right]^{1/k}} = 2.38 \text{ m/s} \quad (16)$$

$$f(v) = \frac{k}{\lambda} \left(\frac{v}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-(v/\lambda)^k} \Rightarrow f(v) = 0.802 \cdot v^{0.91} \cdot e^{-(v/2.38)^{1.91}} \quad (17)$$

$$P_e = \frac{1}{2} \rho A C_p v^3 \Rightarrow P_e = 16.772 \cdot 10^3 \cdot v^3 \quad (18)$$

Na geração solar, a metodologia empregada é semelhante a eólica, com dados apresentados também na Tabela 6, contudo, usando a distribuição Gamma ao invés da Weibull (INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET), 2024). Seleccionada por sua aderência no teste KS (mesmo aplicado anteriormente), indicado na Tabela 7. A potência gerada é calculada com base na curva de potencial solar, descrita na Expressão 22. Aspectos como sombreamento e sujeira nos painéis foram considerados para refletir a disponibilidade do sistema, gerando uma eficiência de 18 %. As Equações 19, 20 e 21 detalham a distribuição Gamma utilizada, onde, para esta aplicação, foram considerados 6 módulos solares de dimensões (2x1) m, totalizando uma área de 12 m^2 .

Legenda dos Símbolos

- α : Parâmetro de forma da distribuição de Gamma;
- β : Parâmetro de escala da distribuição de Gamma ($\text{kWh}/m^2 \cdot \text{dia}$);
- G : Variável aleatória em $\text{kWh}/m^2 \cdot \text{dia}$ (Irradiação solar);
- \bar{G} : Valor médio de G ($\text{kWh}/m^2 \cdot \text{dia}$);
- σ_G : Desvio padrão de G ($\text{kWh}/m^2 \cdot \text{dia}$);
- η : eficiência dos painéis solares (%);
- A : Área efetiva do painéis solares (m^2);
- $f(G)$: Função densidade de probabilidade da distribuição Gamma em função da irradiação solar; e
- P_e : Potência solar gerada pelo conjunto de módulos (KiloWatts).

$$\alpha = \frac{\bar{G}^2}{\sigma_G^2} = 44.4222 \quad (19)$$

$$\beta = \frac{\sigma_G^2}{\bar{G}} = 0.1199 \text{ kWh}/m^2/\text{dia} \quad (20)$$

$$f(G) = \frac{G^{\alpha-1} e^{-G/\beta}}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)} \Rightarrow f(G) = 8.3345 \cdot 10^{40} \cdot G^{43,42} \cdot e^{-8,34 \cdot G} \quad (21)$$

$$P_s = G \cdot A \cdot \eta \Rightarrow P_s = 2.1601 \cdot G \quad (22)$$

Tabela 7: Resultados dos testes de aderência dos dados de irradiação solar. Significado dos termos: p_{ks} - parâmetro do teste de Kolmogorov-Smirnov; p_{ad} - parâmetro do teste de Anderson-Darling; AIC - critério de informação de Akaike; e BIC - critério da informação Bayesiano.

	Weibull	Lognormal	Normal	Gamma	Exponencial	Rayleigh	Beta
p_{ks}	0.21	0.12	0.20	0.01	0.005	0.03	0.50
p_{ad}	0.35	0.20	0.04	0.04	0.12	0.04	0.60
AIC	17604	17654	17704	17501	17802	17782	17554
BIC	17622	17672	17722	17590	17811	17791	17572
Indice	0.324	0.519	0.681	0.229	0.986	0.935	0.245

Tabela 8: Resultados dos testes de aderência dos dados de velocidade do vento. Significado dos termos: p_{ks} - parâmetro do teste de Kolmogorov-Smirnov; p_{ad} - parâmetro do teste de Anderson-Darling; AIC - critério de informação de Akaike; e BIC - critério da informação Bayesiano.

	Weibull	Lognormal	Normal	Gamma	Exponencial	Rayleigh	Beta
p_{ks}	0.4	0.18	0.02	0.40	0.04	0.21	0.60
p_{ad}	0.02	0.25	0.05	0.50	0.11	0.03	0.65
AIC	15702	15854	16004	15784	16202	16152	15754
BIC	15780	15872	16022	15802	16211	16161	15772
Indice	0.142	0.349	0.665	0.151	0.982	0.880	0.189

2.8 Estruturação das Falhas

De forma análoga à modelagem da geração distribuída, a teoria empregada (MCCOOL, 2011) pode também ser aplicada para gerar tempos de falha e reparo a partir das taxas apresentadas na Tabela 1. Para determinar esses tempos, deve-se aplicar a inversa das funções densidade de probabilidade exponenciais de falha $f_{TF}(t)$ e reparo $f_{TR}(t)$, vistas nas relações 23 e 24, resultando nas expressões 25 e 26 para cada uma (M. RAMAMOORTY T. BHARATH KUMAR; RAMAMOORTY, 2017). A escolha da função exponencial se justifica principalmente por sua característica de "Memória Sem Memória" e por ser apropriada para modelar processos estocástico, como o caso em estudo. É importante destacar que, nesta abordagem, foram consideradas falhas apenas nas linhas de distribuição, e não

nos equipamentos, com o objetivo de simplificar a simulação computacional futura.

$$f_{TF}(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (23)$$

$$f_{TR}(t) = \mu e^{-\mu t} \quad (24)$$

$$T_{falha} = -\frac{\ln(U)}{\lambda} \implies T_{falha} = -15.3846 \cdot \ln(U) \quad (25)$$

$$T_{falha} = -\frac{\ln(U)}{\mu} \implies T_{falha} = -5 \cdot \ln(U) \quad (26)$$

O tempo para falha T_{falha} e o tempo para reparo T_{reparo} , também chamados de *Mean Time To Repair* (MTTR) e *Mean Time To Failure* (MTTF), ficam em função de um variável aleatória uniformemente distribuída e randomizada entre 0 e 1, gerada dentro do próprio software de solução numérica, no caso, o *MATLAB*[®] ([THE MATHWORKS, INC., 2023](#)), e possuem a unidade de medida em [anos] e [horas], respectivamente.

2.9 Índices de Confiabilidade

Entre os diversos índices de confiabilidade disponíveis, foram selecionados cinco para a avaliação do sistema, conforme indicado pelo Guia IEEE para Índices de Confiabilidade de Distribuição de Energia Elétrica ([IEEE, 2012](#)). Com base em uma ponderação, os escolhidos foram LOLE, LOEE, FEC, IEC e IVR, considerando N amostras provindas das simulações de Monte Carlos, com i variando de 1 até N , onde cada índice contribui de maneira única para a análise da confiabilidade do sistema ([GARCES NEGRETE, 2023](#)).

LOLE (*Loss of Load Expectation*): mede a expectativa de perda de carga, em horas/ano, devido a falhas no sistema ao longo de um período (1 ano), visto na Equação 27. É importante, pois fornece uma estimativa do número de horas que o sistema pode não conseguir atender à demanda.

$$\text{LOLE} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \text{Número de horas de falta de carga no cenário } i \quad (27)$$

LOEE (*Loss of Energy Expectation*): quantifica a energia total, em MWh/ano, que não é fornecida devido a falhas no sistema, conforme Expressão 28. Esse índice é essencial para

avaliar o impacto econômico e o nível de serviço perdido devido a falhas.

$$\text{LOEE} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \text{Energia Não Suprida no Cenário } i \quad (28)$$

FEC (*Frequency of Exceeding Capacity*): mede a frequência, em interrupções/ano, com que há necessidade de reduzir ou cortar a energia fornecida para evitar sobrecarga ou falhas em cascata, seguindo a Equação 29. Esse índice é importante para avaliar a frequência com que a capacidade precisa ser ajustada.

$$\text{FEC} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \text{Número de vezes que a capacidade foi excedida no cenário } i \quad (29)$$

IEC (*Interrupted Energy Consumption*): avalia percentual, em %, da energia não fornecida devido a interrupções, conforme a Expressão 30. Este índice é muito importante para análise econômica, pois fornece uma normalização das perdas calculadas em relação a energia fornecida.

$$\text{IEC} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{\text{Energia interrompida no cenário } i}{\text{Energia fornecida no cenário } i} \quad (30)$$

IVR (*Interruption Value Rate*): avalia a capacidade do sistema em manter a tensão dentro dos limites especificados durante as interrupções, segundo a Equação 31, medida em violações/ano. Nesse estudo, esse índice é o principal na visão da qualidade da energia.

$$\text{IVR} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \text{Número de violações de tensão no cenário } i \quad (31)$$

De forma geral, cada um desses índices fornece uma perspectiva diferente sobre a confiabilidade e o desempenho do sistema, dando informações abrangentes que cobrem aspectos tanto operacionais quanto econômicos. Eles ajudam a identificar áreas de melhoria, pontos de investimentos, avaliar a eficiência das estratégias de mitigação e garantir que a rede atenda às expectativas de desempenho, confiabilidade e qualidade.

2.10 Simulação de Monte Carlo

Em 1941, os matemáticos Stanislaw Ulam e John von Neumann, estavam dentro do projeto Manhattan, projeto esse responsável pela criação da bomba atômica, quando se depara-

ram com alguns problemas complexos de física nuclear, relacionados a aleatoriedade, e necessitavam de alguma forma para analisar sistemas dinâmicos de uma maneira que, outrora, não se imaginava. A limitação para o cálculo usando métodos analíticos tradicionais os ancoravam, o que levou Ulam a propor a ideia de utilizar experimentos numéricos repetidos para estimar soluções para problemas probabilísticos, inspirado por suas experiências jogando paciência. Convencido por seu colega, Neumann refinou, formalizou e implementou o algoritmo usando computadores da época. Eles, vendo a semelhança da técnica desenvolvida e o conceito de aleatoriedade (jogos de azar), a batizaram de Técnica de Monte Carlo, ou mais conhecida, como Simulação de Monte Carlo (SMC), em homenagem ao cassino de Mônaco, e sua fama na época (IBM, 2024).

A formulação matemática da simulação de Monte Carlo consiste em estimar o valor esperado de uma função ou variável aleatória por meio de amostragens repetidas de cenários possíveis. O processo começa com a definição do problema, onde se deseja calcular o valor esperado de uma função $f(X)$, em que X é uma variável aleatória com uma distribuição de probabilidade conhecida. Em seguida, gera-se N amostras $x_1, x_2, x_3 \dots x_N$ de X , de acordo com a sua distribuição FDP. Para cada amostra x_i calcula-se o valor da função $f(x_i)$, e o valor esperado $E(f(X))$ é então estimado pela média aritmética dos valores $f(x_i)$ obtidos. A estimativa final de Monte Carlo para $E(f(X))$ é dada por $y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N f(x_i)$. O erro padrão do processo pode ser calculado pela razão entre o desvio padrão e a raiz quadrada do número de amostras, fornecendo uma medida da precisão da estimativa, seguindo a fórmula $Erro = \frac{\sigma}{\sqrt{N}}$.

Aplicando o método à análise de confiabilidade em questão, verificou-se 4 variáveis estocásticas associadas a ele: tempo para falha T_{falha} , tempo para reparo T_{reparo} , velocidade do vento v , e irradiação solar G , categorizadas na tabela 9.

Tabela 9: Variáveis Aleatórias da SMC em estudo.

Variável	Símbolo	Unidade	Distribuição	Em função de...
Tempo para falha	T_{falha}	anos	Exponencial	Taxa de falha (λ)
Tempo para reparo	T_{reparo}	horas	Exponencial	Taxa de reparo (μ)
Velocidade do vento	v	m/s	Weibull	Dados Históricos
Irradiação solar	G	kWh/m ²	Gamma	Dados Históricos

O critério de parada para a simulação foi o erro padrão, conforme a Expressão 32, definida através de uma tolerância k , que foi adotado como $5\% = 0.05$.

$$\max(\text{Erro}_{LOLE}, \text{Erro}_{LOEE}, \text{Erro}_{FEC}, \text{Erro}_{IEC}, \text{Erro}_{IVR}) \leq k \quad (32)$$

A simulação é de caráter sequencial, pois lida com eventos que ocorrem em ordem temporal e são interdependentes, como os tempos de falha e reparo. Ademais, trata-se de uma abordagem multivariada, sendo particularmente de quarta ordem (X_1, X_2, X_3 e X_4). A análise é realizada de maneira discreta, considerando que os eventos impactam momentos específicos dentro do período de $T = 1$ ano; qualquer ocorrência fora desse intervalo é ignorada na simulação.

2.11 Visão Holística do Processo (Algoritmo)

De forma a ver o processo de simulação como um todo, e como cada etapa vista se integra, foi abordado um passo a passo simples, para sequenciar os procedimentos. Considerando i inicialmente igual a 0, tendo um mínimo de 100 amostras:

O algoritmo utilizado antes da alocação, tem seus passos apresentados de forma simples no fluxograma da Figura 4, agora, quando insere-se as GDs, é necessário se preocupar em calcular mais duas variáveis estocásticas: velocidade do vento v , e a irradiação solar G . Exigindo também, alocá-las em barramentos, antes do processamento do fluxo de carga. De forma analítica foram escolhidas as barras 6 e 9 para a alocação, por sua alta redundância, ou seja, possuem vários ramos acoplados, e as maiores cargas estão situadas nelas. Resultando no novo esquemático da Figura 5.

Outro aspecto importante é a integração das etapas no ambiente computacional, onde cada módulo do algoritmo interage de maneira sequencial e interdependente. Desde a geração das amostras até o cálculo do fluxo de carga, o processo foi projetado para maximizar a eficiência computacional, reduzindo o tempo de processamento e minimizando possíveis erros. Essa visão holística do processo permite que, a cada iteração i , os resultados sejam analisados e refinados, contribuindo para um modelo mais detalhado e próximo da realidade operacional do sistema elétrico.

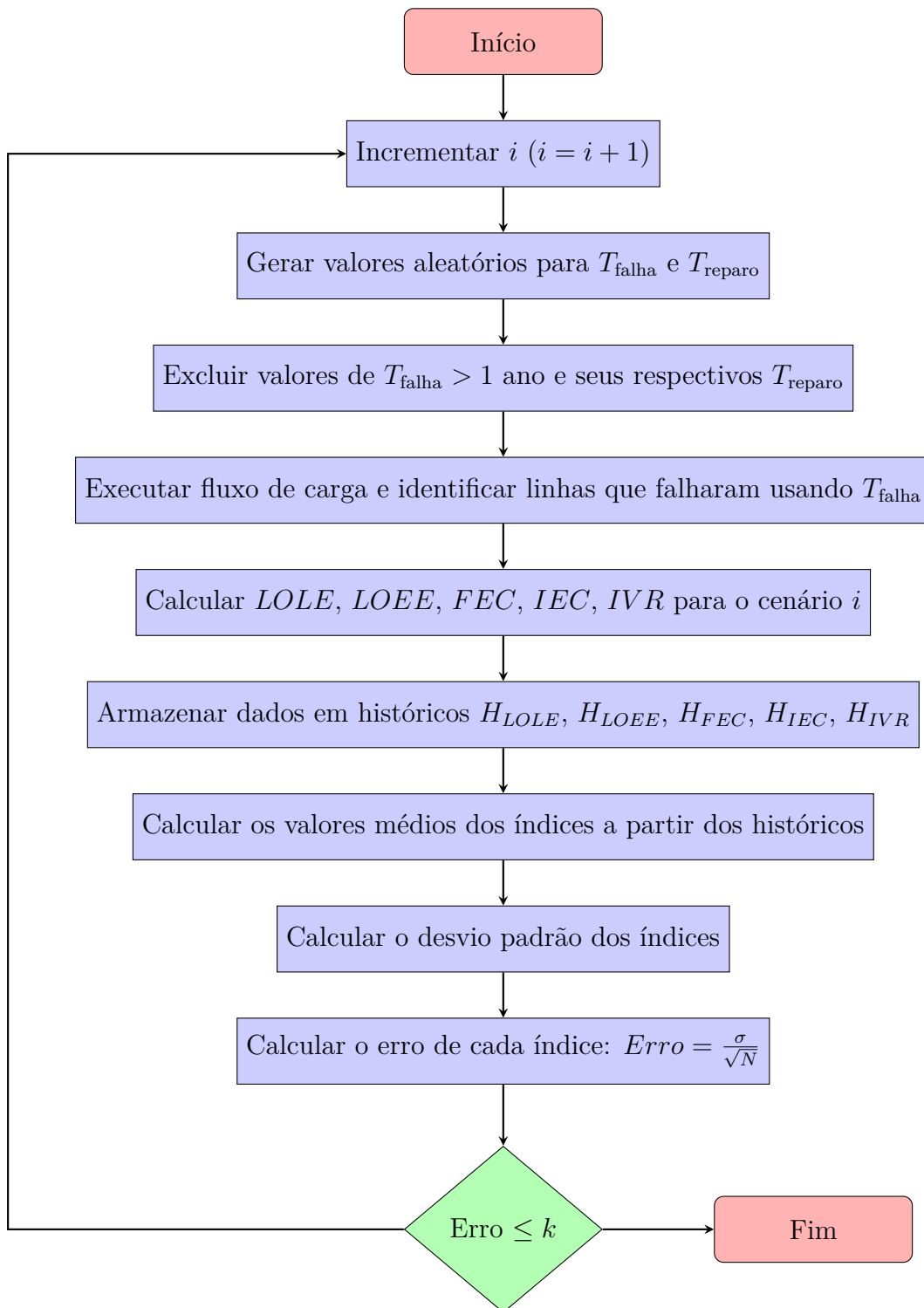


Figura 4: Fluxograma do algoritmo para simulação Monte Carlo sem a inserção das GDs.

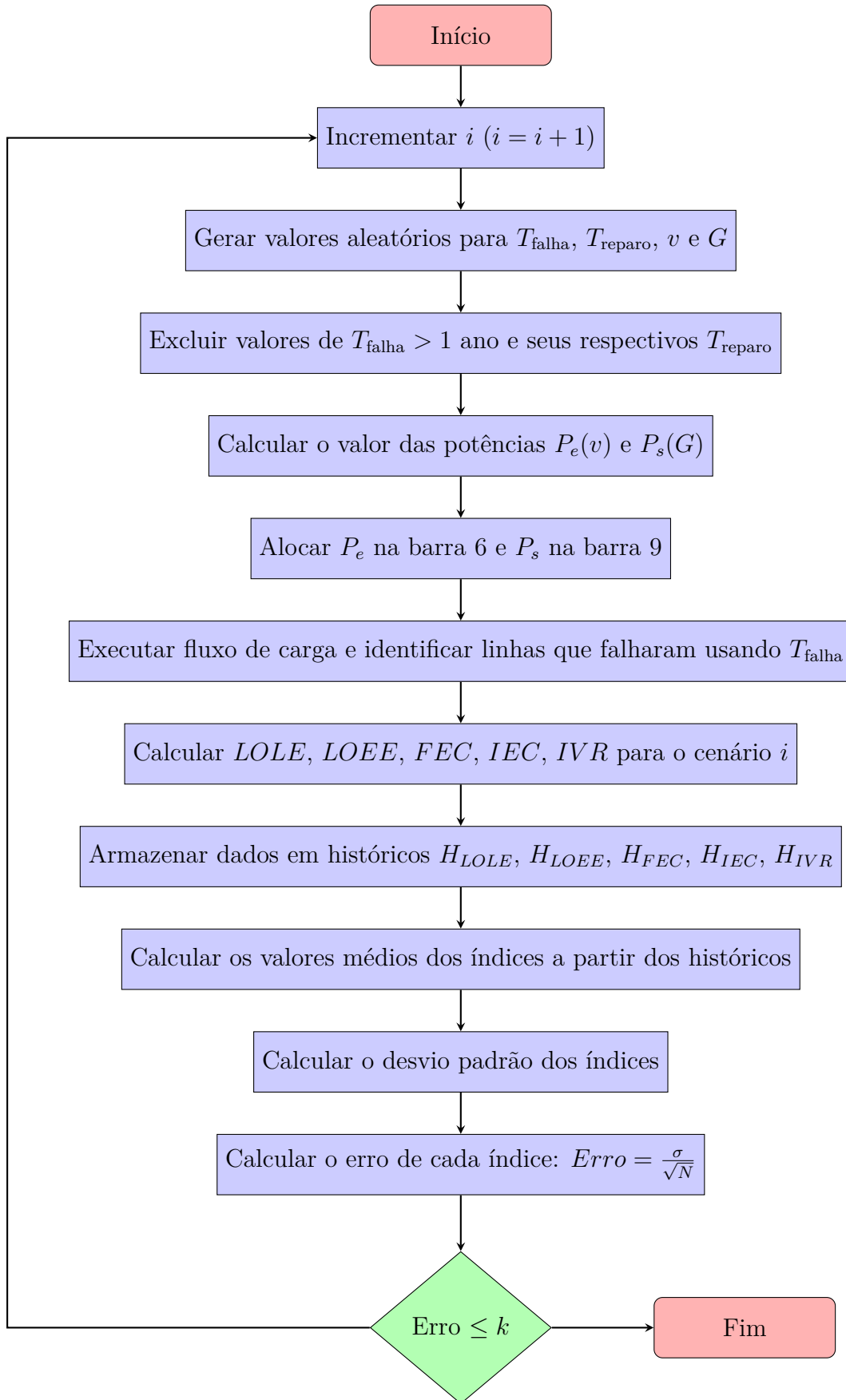


Figura 5: Fluxograma do algoritmo para simulação Monte Carlo com a inserção das GDs.

3 Apresentação dos Resultados e Discussões

Para assegurar uma convergência e um resultado mais próximo do observado no cotidiano, foram realizadas seis simulações para cada cenário (antes e após a introdução das GDs), a fim de calcular os índices correspondentes.

3.1 Antes da Inserção da Geração Distribuída

A Tabela 10 apresenta os dados sem a alocação, onde se nota um LOLE e FEC significativamente altos. A combinação desses dois fatores reflete no LOEE, pois o aumento na frequência e duração das interrupções resulta em uma elevação preocupante na energia não atendida aos consumidores. Além disso, foram identificadas mais de quatro violações em todas as simulações, um número elevado considerando que se trata de uma rede de distribuição pequena, com apenas 11 pontos de carga, o que, a longo prazo, pode danificar equipamentos como transformadores, religadores e cabos, causando prejuízos nos ativos da distribuidora.

Tabela 10: Resultados da SMC sem a inserção das GDs.

Significado dos termos: SMC - Simulação de Monte Carlo; N - número de simulações; LOLE - Expectativa de perda de carga; LOEE - Expectativa de perda de energia; FEC - Frequência de excedência de capacidade; IEC - Consumo percentual de energia interrompido; e IVR - Quantidade de violações de tensão.

	SMC 1	SMC 2	SMC 3	SMC 4	SMC 5	SMC 6
N	825	1076	1148	1254	876	1020
LOLE (horas/ano)	81.4362	79.9560	81.5891	80.9850	80.9406	80.4337
LOEE (MWh/ano)	9.8346	10.2468	8.9974	9.6910	9.8884	9.5685
FEC (interup./ano)	6.4988	6.7851	6.8442	6.3773	6.0472	6.2299
IEC (%)	3.16%	3.25%	2.45%	3.32%	3.44%	3.36%
IVR (violações/ano)	6.2021	5.7771	5.3005	5.2361	5.6733	4.3301

3.2 Após a Inserção da Geração Distribuída

Após a inclusão da geração distribuída, visível na Tabela 11, observou-se uma redução nas interrupções, violações de tensão e energia não fornecida. De maneira geral, todos os índices apresentaram uma melhoria significativa, especialmente, considerando o cenário

como um fragmento de uma centro urbano. Essas atualizações nos indicadores ajudam a identificar áreas que necessitam de melhorias.

Além disso, a presença de unidades de geração distribuída contribui para o fortalecimento da resiliência do sistema elétrico, ao mitigar impactos decorrentes de falhas e garantir maior estabilidade operacional. Esse avanço destaca a relevância de integrar fontes locais ao planejamento energético, promovendo não apenas ganhos técnicos, mas também benefícios econômicos e ambientais para a comunidade atendida.

Tabela 11: Resultados da SMC com a inserção das GDs.

Significado dos termos: SMC - Simulação de Monte Carlo; N - número de simulações; LOLE - Expectativa de perda de carga; LOEE - Expectativa de perda de energia; FEC - Frequência de excedência de capacidade; IEC - Consumo percentual de energia interrompido; e IVR - Quantidade de violações de tensão.

	SMC 1	SMC 2	SMC 3	SMC 4	SMC 5	SMC 6
N	1234	945	1357	762	895	902
LOLE (horas/ano)	51.5392	50.2816	52.1396	51.8656	51.8659	52.0283
LOEE (MWh/ano)	5.2170	5.5121	6.5860	6.2690	5.0169	5.7064
FEC (interup./ano)	4.0561	3.8195	3.6612	4.1751	4.2117	3.1426
IEC (%)	2.42%	1.43%	1.51%	2.04%	1.11%	1.02%
IVR (violações/ano)	1.9127	2.3980	3.5372	2.3796	4.4264	3.4599

3.3 Comparativo

Após a análise individual, é possível obter os índices desejados por meio da média simples das seis simulações realizadas em cada contexto abordado, conforme a Tabela 6. Nela, a discrepância entre os índices e a importância da geração distribuída são evidentes e claros. Observa-se uma melhoria de 35,2% nas horas de indisponibilidade do sistema, uma redução de 42,2% nas violações de tensão do circuito, uma diminuição de 43,1% na energia não suprida e 29,8% menos interrupções. Esses resultados afetam diretamente a percepção dos consumidores sobre a qualidade do serviço e resultam em uma redução significativa nas necessidades de manutenção corretivas de equipamentos pela distribuidora.

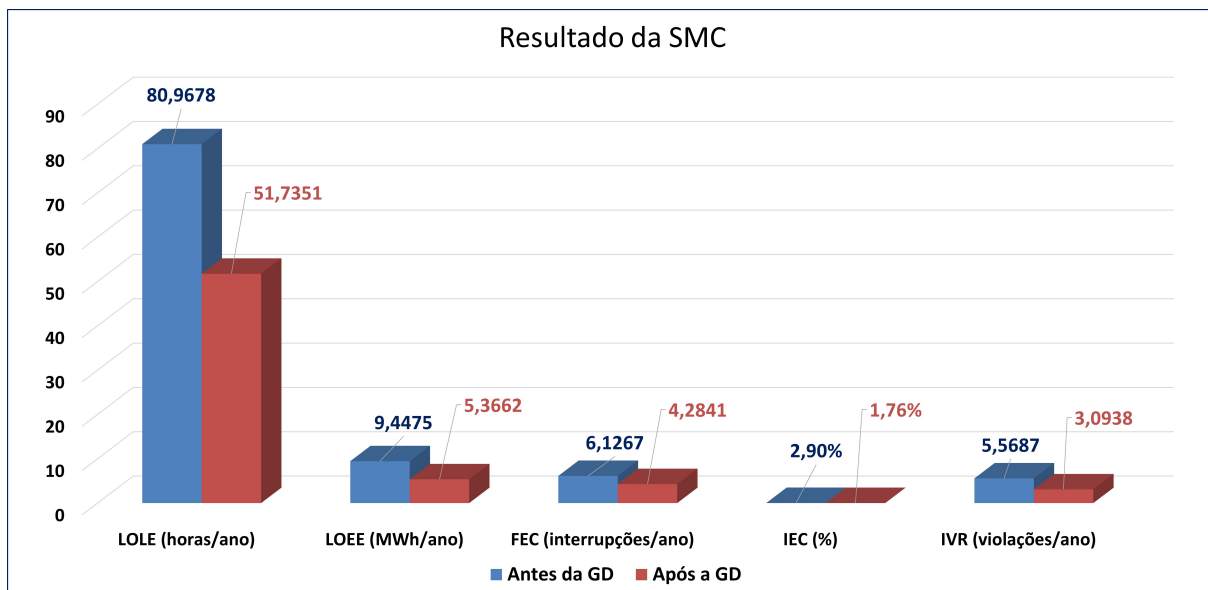


Figura 6: Comparativo dos índices de confiabilidade com e sem as GDs.

4 Conclusão

A análise de confiabilidade realizada demonstrou que a colaboração de vários métodos, como a Simulação de Monte Carlo, a Método de Newton-Raphson, a Teoria de Fluxo de Carga, a Teoria de Grafos e alguns outros, compõem juntos uma técnica de análise de confiabilidade consistente e coerente do ponto de vista da engenharia elétrica. A confirmação da eficácia da análise se dá pela complexidade e robustez da teoria e do algoritmo. Embora seja um estudo que exige uma certa demanda computacional, facilmente foi executado, e pode ser aplicado de forma automatizada futuramente.

Numericamente, houve uma melhora de 30 à 45% dos índices, e considerando o cenário atual do mercado de energia, onde estima-se que as falhas possam gerar custos de aproximadamente R\$ 15 bilhões anuais ao mercado, incluindo prejuízos econômicos diretos e indiretos, bem como compensações financeiras pagas aos consumidores (ANEEL, 2024), fica evidente o porquê desse viés de análise. Ele não só nos fornece uma confiabilidade do sistema, mas também nos dá informações de base valiosas para decisões operacionais de grande porte, como a elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) feito pelo Ministério de Minas e Energia (MME), ou até mesmo o planejamento anual do CAPEX de investimentos das distribuidoras de energia, onde desempenha um papel essencial na melhoria dos índices DEC e FEC, indispensável no processo de análise da ANEEL para a autorização de reajustes tarifários no mercado de energia privado, como

na própria Equatorial.

O fato de a GD estar alocada em pontos distintos e próximo ao consumidor, ou seja, de forma distribuída, reduz os cortes de cargas, e a frequência das interrupções, visto que após uma falha em determinada região do sistema, existe a possibilidade das GDs suprirem em parte ou até mesmo totalmente a carga presente, considerando o cenário da existência de baterias (sistema híbrido). Portanto, a inserção da geração distribuída não só fornece uma melhora nos indicadores, mas também evidencia as áreas do sistema que necessitam de uma maior atenção e investimento, tanto em equipamentos e proteções, quanto em manutenções preventivas, evitando assim futuros problemas operacionais, e custos corretivos muito onerosos.

Propostas para trabalhos futuros: Demanda variável através da sua curva de carga; análise operacional e planejamento através da minimização de custos de acordo com a alocação; determinação dos índices de confiabilidade de forma estatística; e verificar a importância, após uma falta, dos serviços auxiliares das GDs particulares que estão acopladas no sistema, de forma onerosa para seus proprietários, tendo em vista os seus benefícios na continuidade do serviço e na confiabilidade enxergada pela concessionária.

5 Referências

- ANEEL, ANEEL. **ANEEL divulga os resultados do desempenho das distribuidoras na continuidade do fornecimento de energia elétrica em 2023**. [S.l.: s.n.], 2024. Acesso em: 30 jul. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/aneel-divulga-os-resultados-do-desempenho-das-distribuidoras-na-continuidade-do-fornecimento-de-energia-eletrica-em-2023>>.
- BLANCHET, Gérard; CHARBIT, Maurice. **MonteCarlo Simulation**. [S.l.]: Wiley, 2015. v. 1, p. 85–106. DOI: [10.1002/9781119054009.ch3](https://doi.org/10.1002/9781119054009.ch3).
- BRIGATTO, Gelson Antônio Andrêa. **Teoria do Problema do Fluxo de Carga: Material Didático. Tópicos em Sistemas Eletroeletrônicos**. Goiânia: Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da Universidade Federal de Goiás, 2020.
- GARCES NEGRETE, Lina Paola. **Apostila de Confiabilidade**. Goiânia: Universidade Federal de Goiás, 2023.
- GRÜNWARD, Peter D. MDL in Context. In: THE Minimum Description Length Principle. [S.l.]: MIT Press, 2007. v. 1, p. 523–595.
- HESLA, Erling; PENDERGRASS, B.B. SPARK Museum Chronicles the Early History of Electricity [History]. **IEEE Industry Applications Magazine**, v. 26, n. 4, p. 8–13, 2020. DOI: [10.1109/MIAS.2020.2985515](https://doi.org/10.1109/MIAS.2020.2985515).
- IBM. **What Is Monte Carlo Simulation?** [S.l.: s.n.], 2024. Acesso em: 18 Set. 2024. Disponível em: <<https://www.ibm.com/topics/monte-carlo-simulation>>.
- IEEE. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. **IEEE Std 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003)**, v. 1, n. 1, p. 1–43, 2012. DOI: [10.1109/IEEESTD.2012.6209381](https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6209381).
- INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). **Dados Históricos de Estações Meteorológicas**. [S.l.: s.n.], 2024. Acesso em: 10 jun. 2024. Disponível em: <<https://portal.inmet.gov.br/dadoshistoricos>>.
- JUNKER, Björn H.; SCHREIBER, Falk. Graph Theory. In: ANALYSIS of Biological Networks. [S.l.]: Wiley, 2008. P. 15–28. DOI: [10.1002/9780470253489.ch2](https://doi.org/10.1002/9780470253489.ch2).

KASIKCI, Ismail. **Power Flow Analysis**. [S.l.]: Wiley, 2018. v. 1, p. 207–231. DOI: [10.1002/9783527803378.ch17](https://doi.org/10.1002/9783527803378.ch17).

LEHTONEN, Markku; NYE, Sheridan. History of electricity network control and distributed generation in the UK and western Denmark. In: 1. 2008 First International Conference on Infrastructure Systems and Services: Building Networks for a Brighter Future (INFRA). [S.l.: s.n.], 2008. v. 1, p. 1–6. DOI: [10.1109/INFRA.2008.5439615](https://doi.org/10.1109/INFRA.2008.5439615).

M. RAMAMOORTY T. BHARATH KUMAR, O. Chandra Sekhar;
RAMAMOORTY, M. Reliability Modelling of Power System components through Electrical Circuit Approach. **Journal of Electrical Engineering (JEE)**, 2017.

MARTIN, D. et al. A comparison of Gumbel and Weibull statistical models to estimate wind speed for wind power generation. In: 2014 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC). [S.l.: s.n.], 2014. v. 1, p. 1–6. DOI: [10.1109/AUPEC.2014.6966499](https://doi.org/10.1109/AUPEC.2014.6966499).

MCCOOL, John. **Using the Weibull Distribution: Reliability, Modeling, and Inference**. [S.l.]: Wiley, 2011. DOI: [10.1002/9781118351994](https://doi.org/10.1002/9781118351994).

NARESKY, Joseph J. Reliability Definitions. **IEEE Transactions on Reliability**, R-19, n. 4, p. 198–200, 1970. DOI: [10.1109/TR.1970.5216447](https://doi.org/10.1109/TR.1970.5216447).

OKAMURA, Hiroyuki; DOHI, Tadashi. On Kolmogorov-Smirnov Test for Software Reliability Models with Grouped Data. In: 2019 IEEE 19th International Conference on Software Quality, Reliability and Security (QRS). [S.l.: s.n.], 2019. v. 1, p. 77–82. DOI: [10.1109/QRS.2019.00023](https://doi.org/10.1109/QRS.2019.00023).

PARIKH, Neal; BOYD, Stephen. **Proximal Algorithms**. [S.l.]: Now, 2014. v. 1, p. 178–184. DOI: [10.1561/2400000003](https://doi.org/10.1561/2400000003).

POWER SYSTEMS TEST CASE ARCHIVE. **Power Flow Test Case 14-Bus System**. [S.l.: s.n.], 2024. Acesso em: 02 nov. 2024. Disponível em: https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm.

RAPISARDA, P.; EVERTS, A.R.F.; CAMLIBEL, M.K. Fault detection and isolation for systems defined over graphs. In: 2015 54th IEEE Conference on Decision and Control (CDC). [S.l.: s.n.], 2015. P. 3816–3821. DOI: [10.1109/CDC.2015.7402812](https://doi.org/10.1109/CDC.2015.7402812).

T. BHARATH KUMAR O. CHANDRA SEKHAR, M. Ramamoorthy;
SASTRY, Musti K. S. Heuristic Algorithm for Optimal Location of DGs in Distribution
System based on Probability of Power Availability. **International Journal of Control
Theory and Applications**, 2017.

THE MATHWORKS, INC. **MATLAB R2023b**. Natick, Massachusetts, United States,
2023. Acesso em: 07 mai. 2024. Disponível em: <<https://www.mathworks.com>>.

XIE, Baozhuo et al. The Applications of Graph Theory in Electric Network. In: 2019
International Conference on Sensing, Diagnostics, Prognostics, and Control (SDPC).
[S.l.: s.n.], 2019. P. 780–784. DOI: [10.1109/SDPC.2019.00148](https://doi.org/10.1109/SDPC.2019.00148).

ZHU, Zhechen; NANDI, Asoke K. Distribution Testbased Classifier. In: AUTOMATIC
Modulation Classification: Principles, Algorithms and Applications. [S.l.]: Wiley
Semiconductors, 2015. v. 1, p. 49–64. DOI: [10.1002/9781118906507.ch4](https://doi.org/10.1002/9781118906507.ch4).

Apêndice A - Algoritmo de Solução do PFC

```

1 % ===== CÓDIGO DE SOLUÇÃO DO FLUXO DE CARGA POR NEWTON-RAPHSON =====
2 % ===== IGOR SABREU - ENGENHARIA ELÉTRICA - UFG =====
3
4 function [V,PerdaRamoTotal,PerdaShuntTotal,Sinj] = LoadFlow(NB,NR,Sbase,
5     tol,MaxIter,DadosDeBarra,DadosDeRamo)
6 % ===== LENDO OS DADOS DE BARRA =====
7 Tipo = DadosDeBarra(:,2); % Tipo da Barra (PQ = 0; PV = 1; Slack = 2)
8 V = DadosDeBarra(:,3); % Módulo da Tensão
9 Teta = DadosDeBarra(:,4); % Ângulo/Fase da Tensão
10 Pesp = (DadosDeBarra(:,5)-DadosDeBarra(:,7))/Sbase; % Potência Ativa
11     Injetada Especificada
12 Qesp = (DadosDeBarra(:,6)-DadosDeBarra(:,8))/Sbase; % Potência Reativa
13     Injetada Especificada
14 bsh_b = DadosDeBarra(:,9); % Susceptâncias Shunts das Barras
15
16 % ===== LENDO OS DADOS DOS RAMOS =====
17 Bus_k = DadosDeRamo(:,1); % Barra de Início do Ramo
18 Bus_m = DadosDeRamo(:,2); % Barra de Fim do Ramo
19 g = DadosDeRamo(:,3)./((DadosDeRamo(:,3).^2)+(DadosDeRamo(:,4).^2)); %
20     Condutância Primitiva
21 b = -DadosDeRamo(:,4)./((DadosDeRamo(:,3).^2)+(DadosDeRamo(:,4).^2)); %
22     Susceptância Primitiva
23 bsh_t = DadosDeRamo(:,5)./2; % Susceptâncias Shunts de Transmissão
24 Tap = DadosDeRamo(:,6); % Tap dos Transformadores
25 Def = DadosDeRamo(:,7); % Defasagem dos Transformadores
26
27 % ===== MONTANDO A MATRIZ ADMITÂNCIA NODAL =====
28 Y = zeros(NB,NB);
29 for t = 1:NB
30     Y(t,t) = 1i.*bsh_b(t,1);
31 end
32 for t = 1:NR
33     k = Bus_k(t,1);
34     m = Bus_m(t,1);
35     Y(k,k) = Y(k,k) + (1i.*bsh_t(t,1)) + ((Tap(t,1).^2).*(g(t,1)+(1i*b(t,1))));
36     Y(m,m) = Y(m,m) + (1i.*bsh_t(t,1)) + g(t,1) + (1i.*b(t,1));

```

```

32     Y(k,m) = -Tap(t,1).*(cos(Def(t,1))-(1i*sin(Def(t,1)))).*(g(t,1)+(1i
        .*b(t,1)));
33     Y(m,k) = -Tap(t,1).*(cos(Def(t,1))+(1i*sin(Def(t,1)))).*(g(t,1)+(1i
        .*b(t,1)));
34 end
35 G = real(Y);
36 B = imag(Y);
37
38 % ===== OBTENDO AS TENSÕES DAS BARRAS (SUBSISTEMA 1) =====
39 iteracao = 0;
40 while iteracao <= MaxIter
41 % ----- OBTENDO AS POTÊNCIAS INJETADAS CALCULADAS -----
42 for k = 1:NB
43     somaP = 0;
44     somaQ = 0;
45     for m = 1:NB
46         somaP = somaP + (V(m,1).*((G(k,m).*(cos(Teta(k,1)-Teta(m,1)))+(
                B(k,m).*(sin(Teta(k,1)-Teta(m,1))))));
47         somaQ = somaQ + (V(m,1).*((G(k,m).*(sin(Teta(k,1)-Teta(m,1)))-(
                B(k,m).*(cos(Teta(k,1)-Teta(m,1))))));
48     end
49     Pcalc(k,1) = V(k,1).*somaP;
50     Qcalc(k,1) = V(k,1).*somaQ;
51 end
52 % ----- CALCULANDO O ERRO DE POTÊNCIA (VETOR RESÍDUO) -----
53 Erro = cat(1,(Pesp-Pcalc),(Qesp-Qcalc));
54 for k = 1:NB
55     if Tipo(k,1) == 2
56         Erro(k,1) = 0;
57         Erro(k+NB,1) = 0;
58     elseif Tipo(k,1) == 1
59         Erro(k+NB,1) = 0;
60     end
61 end
62 % ----- TESTANDO A CONVERGÊNCIA DO SISTEMA -----
63 if max(abs(Erro)) <= tol
64     break;
65 end
66 % ----- CALCULANDO A MATRIZ JACOBIANA -----

```

```

67 for k = 1:NB
68     for m = 1:NB
69         if k == m
70             if Tipo(k,1) == 2
71                 H(k,k) = 1e10;
72             else
73                 H(k,k) = -Qcalc(k,1)-((V(k,1).^2).*B(k,k));
74             end
75             N(k,k) = (1/V(k,1)).*(Pcalc(k,1)+((V(k,1).^2).*G(k,k)));
76             M(k,k) = Pcalc(k,1)-((V(k,1).^2).*G(k,k));
77             if Tipo(k,1) == 2 || Tipo(k,1) == 1
78                 L(k,k) = 1e10;
79             else
80                 L(k,k) = (1/V(k,1)).*(Qcalc(k,1)-((V(k,1).^2).*B(k,k)));
81             end
82         else
83             H(k,m) = V(k,1).*V(m,1).*((G(k,m).*(sin(Teta(k,1)-Teta(m,1)))
84                 )-(B(k,m).*(cos(Teta(k,1)-Teta(m,1))))));
85             N(k,m) = V(k,1).*((G(k,m).*(cos(Teta(k,1)-Teta(m,1))))+(B(k,
86                 m).*(sin(Teta(k,1)-Teta(m,1))))));
87             M(k,m) = -V(k,1).*V(m,1).*((G(k,m).*(cos(Teta(k,1)-Teta(m,1)
88                 ))+(B(k,m).*(sin(Teta(k,1)-Teta(m,1))))));
89             L(k,m) = V(k,1).*((G(k,m).*(sin(Teta(k,1)-Teta(m,1))))-(B(k,
90                 m).*(cos(Teta(k,1)-Teta(m,1))))));
91         end
92     end
93 end
94 J = -cat(2, cat(1,H,M), cat(1,N,L));
95 % ----- OBTENDO A NOVA ESTIMATIVA (CHUTE) DO ESTADO DAS TENSÕES -----
96 iteracao = iteracao+1;
97 NewPoint = cat(1,Teta,V)-(inv(J)*Erro);
98 Teta = NewPoint(1:NB,1);
99 V = NewPoint(1+NB:NB+NB,1);
100 end
101 % ===== CALCULANDO O SUBSISTEMA 2 =====
102 % --- CALCULANDO AS POTÊNCIAS LÍQUIDAS INJETADAS NAS BARRAS (FINAL) ---
103 Pinj = Pcalc;
104 Qinj = Qcalc;

```

```

102 Sinj = Pcalc+(1i.*Qcalc);
103 % ----- CALCULANDO O FLUXO DE POTÊNCIA DOS RAMOS -----
104 S = zeros(NB);
105 for t = 1:NR
106     k = Bus_k(t,1);
107     m = Bus_m(t,1);
108     w = Teta(k,1)-Teta(m,1)+Def(t,1);
109     y = g(t,1)-(1i.*b(t,1));
110     S(k,m) = (-1i*(V(k).^2).*bsh_t(t))+(y.*(((Tap(t).^2)*(V(k).^2)-(Tap
        (t).*V(k).*V(m).*(cos(w)+(1i.*sin(w))))));
111     S(m,k) = (-1i*(V(m).^2).*bsh_t(t))+(y.*((V(m).^2)-(Tap(t).*V(k).*V(m)
        ).*(cos(w)-(1i.*sin(w))))));
112 end
113 % ----- CALCULANDO AS PERDAS DOS RAMOS -----
114 for k = 1:NB
115     for m = 1:NB
116         PerdaRamo(k,m) = S(k,m)+S(m,k); % Por Ramo
117     end
118 end
119 PerdaRamoTotal = sum(sum(PerdaRamo))/2; % Total
120 % ----- CALCULANDO AS PERDAS SHUNTS REATIVAS -----
121 PerdaShunt = -1i.*(V.^2).*bsh_b; % Por Ramo
122 PerdaShuntTotal = sum(PerdaShunt); % Total
123 end

```