

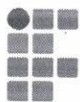
**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA  
DE GOIÁS  
CÂMPUS ITUMBIARA  
CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANDERSON OTÁVIO SANTOS SILVA**

**SUBESTAÇÕES CONVENCIONAIS VERSUS SUBESTAÇÕES COM  
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: ESTUDO DOS NÍVEIS DE CURTO  
CIRCUITO E ALTERAÇÕES TÉCNICAS NA PROTEÇÃO  
ELÉTRICA**

**ITUMBIARA - GO**

**2025**



**INSTITUTO FEDERAL**  
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA  
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA  
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO  
SISTEMA INTEGRADO DE BIBLIOTECAS

### **TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAÇÃO NO REPOSITÓRIO DIGITAL DO IFG - ReDi IFG**

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Digital (ReDi IFG), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IFG.

#### **Identificação da Produção Técnico-Científica**

- |                                                                      |                                                         |
|----------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|
| <input type="checkbox"/> Tese                                        | <input type="checkbox"/> Artigo Científico              |
| <input type="checkbox"/> Dissertação                                 | <input type="checkbox"/> Capítulo de Livro              |
| <input type="checkbox"/> Monografia – Especialização                 | <input type="checkbox"/> Livro                          |
| <input checked="" type="checkbox"/> TCC - Graduação                  | <input type="checkbox"/> Trabalho Apresentado em Evento |
| <input type="checkbox"/> Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____ |                                                         |

Nome Completo do Autor: Anderson Otávio Santos Silva

Matrícula: 20152040070237

Título do Trabalho: Subestações convencionais versus subestações com geração distribuída: estudo dos níveis de curto circuito e alterações técnicas na proteção elétrica.

#### **Autorização - Marque uma das opções**

1. (X) Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso aberto);
2. ( ) Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG somente após a data \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_ (Embargo);
3. ( ) Não autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso restrito).

Ao indicar a opção **2 ou 3**, marque a justificativa:

- ( ) O documento está sujeito a registro de patente.  
( ) O documento pode vir a ser publicado como livro, capítulo de livro ou artigo.  
( ) Outra justificativa: \_\_\_\_\_

#### **DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA**

O/A referido/a autor/a declara que:

- i. o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- ii. obteve autorização de quaisquer materiais inclusos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- iii. cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

Itumbiara-GO, 09/12/2025.  
Local Data

Anderson Otávio S. Silva

Assinatura do Autor e/ou Detentor dos Direitos Autorais

**ANDERSON OTÁVIO SANTOS SILVA**

**SUBESTAÇÕES CONVENCIONAIS VERSUS SUBESTAÇÕES COM  
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: ESTUDO DOS NÍVEIS DE CURTO  
CIRCUITO E ALTERAÇÕES TÉCNICAS NA PROTEÇÃO  
ELÉTRICA**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à Banca Examinadora do Curso Bacharelado em Engenharia Elétrica, em cumprimento às exigências legais como requisito parcial à obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

**Área de Concentração:** Sistemas Elétricos de Potência.

**Orientador:** Profa. Ma. Thaissa de Melo Cesar (IFG).

**ITUMBIARA - GO**

**2025**

#### **Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)**

S586s Silva, Anderson Otávio Santos

Subestações convencionais versus subestações com geração distribuída: estudo dos níveis de curto-circuito e alterações técnicas na proteção elétrica. / Anderson Otávio Santos Silva. – Itumbiara, 2025.

59 p. : il.

Trabalho de conclusão do curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Itumbiara, 2025.

Orientadora: Prof<sup>ª</sup>. Ma. Thaissa de Melo César.

1.Subestações elétricas. 2. Curto circuito. 3. Normas. I. Título. II. César, Thaissa de Melo. III. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

CDD 621

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás  
Biblioteca Maria Gabriela Pacheco Pardey / Câmpus Itumbiara  
Bibliotecário: Rosiane Gonçalves de Lima CRB1/1684



**INSTITUTO FEDERAL**  
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA  
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS  
CÂMPUS ITUMBIARA

### **Termo de Aprovação**

Anderson Otávio Santos Silva

### **SUBESTAÇÕES CONVENCIONAIS VERSUS SUBESTAÇÕES COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: ESTUDO DOS NÍVEIS DE CURTO-CIRCUITO E ALTERAÇÕES TÉCNICAS NA PROTEÇÃO ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – Campus Itumbiara, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado, em três de dezembro de 2025, pela banca examinadora constituída pelos seguintes membros:

#### **BANCA EXAMINADORA**

Profa. Me. Thaissa de Melo Cesar - Orientadora

Instituto Federal de Goiás, Campus Itumbiara.

*(Assinado Eletronicamente).*

Prof. Dr. Diogo Soares Resende - Membro interno

Instituto Federal de Goiás, Campus Itumbiara.

*(Assinado Eletronicamente).*

Profa. Dra. Jaqueline Oliveira Rezende - membro interno

Instituto Federal de Goiás, Campus Itumbiara.

*(Assinado Eletronicamente).*

Itumbiara – GO

Documento assinado eletronicamente por:

- **Diogo Soares Resende**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 10/12/2025 15:25:45.
- **Jaqueline Oliveira Rezende**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 10/12/2025 13:05:47.
- **Thaissa de Melo Cesar**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 10/12/2025 07:31:29.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 03/12/2025. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifg.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 723547

Código de Autenticação: 20473b81dd



**Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás**  
Avenida Furnas, nº 55, 55, Bairro Village Imperial, ITUMBIARA / GO, CEP 75524-010  
(64) 2103-5612 (ramal: 5612)

## DEDICATÓRIA

*A minha família, minha mãe Ivani Maria Santos meu padrasto Alípio Batista Cintra Júnior e também as minhas queridas irmãs Andressa Santos Silva, Maria Eduarda Santos Honório de Moraes e Mariany Alves Santos Cintra.*

## **AGRADECIMENTOS**

Concluir este trabalho representa mais do que o encerramento de uma etapa acadêmica, simboliza a superação de desafios internos e externos que marcaram profundamente minha trajetória. Quero agradecer primeiramente a Deus, por me proporcionar a oportunidade de estar buscando a melhoria, me alimentando com esperança, fé, saúde e perseverança.

A minha família, Ivani Maria Santos Cintra, Alípio Batista Cintra Júnior, Andressa Santos Silva, Maria Eduarda Santos Honório de Moraes e Mariany Alves Cintra que sempre estiveram ao meu lado, houve momentos em que perdi a confiança em mim mesmo, mas encontrei na minha família. A cada instante de dúvida, lembrava-me do orgulho que sentiriam ao verem esta conquista tornar-se realidade. Foi em vocês que busquei forças para continuar. Sem vocês como inspiração e com os vários aprendizados com certeza não estaria chegando a este momento. Obrigado por serem meu alicerce.

Ao meu pai Reinaldo Aparecido Silva, e aos meus amigos Otávio Augusto Teixeira, Fernando Henrique Silva, Jean Carlos Tenório, Álvaro Celso Ribeiro Júnior, Thales Augusto Queiroz, João Victor Azedo que sempre me consolou com palavras doces de motivações e sempre acreditaram em mim. E a vários outros amigos e colegas onde posso citar Gabriel Augusto, Wellington Malaquias e Rangel Cavalcante que compartilharam de bons momentos e as mesmas dificuldades, e que chegaram ao final desta mesma história.

A minha orientadora, professora Thaissa de Melo Cesar, que com competência, paciência e dedicação, guiou o desenvolvimento deste trabalho e fortaleceu minha curiosidade e paixão por este campo da engenharia em suas aulas. Expresso também minha sincera gratidão ao professor Marcelo Escobar, pelas lições firmes que me instigaram a buscar sempre mais. Aos meus professores Ghunter Paulo Viajante, Marcelo Gustavo de Souza e Giovani Aud Lourenço que sempre cumpriram com suas funções com muito amor, empatia e tolerância. Com simples palavras de incentivo, ajudaram-me a acreditar novamente em minhas capacidades, mesmo nos momentos em que eu próprio duvidava delas. E a todos os outros professores que contribuíram com lições importantes para o crescimento pessoal e profissional nesta etapa acadêmica.

E por fim, a mim mesmo, que mesmo diante das quedas e das minhas próprias fragilidades, encontrei forças para seguir em frente e não desistir do meu propósito.

## RESUMO

A crescente inserção da geração distribuída fotovoltaica no setor industrial tem demandado novas abordagens para análise e planejamento de sistemas elétricos, especialmente no que se refere aos níveis de curto-circuito e à coordenação da proteção. Este trabalho apresenta um estudo técnico aplicado em uma instalação industrial atendida em média tensão, comparando o comportamento elétrico de uma subestação convencional com o de uma subestação integrada a uma usina fotovoltaica. A metodologia adotada consiste na coleta e organização dos dados elétricos do sistema, modelagem da rede, cálculo das correntes de curto-circuito e avaliação dos impactos provocados pela inserção da geração distribuída. São analisadas as alterações nos valores de corrente de falta, bem como as implicações dessas variações para os dispositivos de proteção e a conformidade com as normas aplicáveis, incluindo diretrizes da Equatorial Goiás. O estudo evidencia a necessidade de reavaliação dos ajustes de proteção e da coordenação entre os equipamentos, reforçando a importância de análises técnicas detalhadas para integração segura de sistemas fotovoltaicos em ambientes industriais.

**Palavras-chave:** Geração distribuída. Normas regulamentadoras. Subestações. Curto-circuito. Coordenação da proteção elétrica.

## **ABSTRACT**

*The increasing integration of distributed photovoltaic generation in the industrial sector has demanded new approaches for the analysis and planning of electrical systems, especially regarding short-circuit levels and protection coordination. This work presents a technical study applied to an industrial installation served at medium voltage, comparing the electrical behavior of a conventional substation with that of a substation integrated with a photovoltaic plant. The methodology adopted consists of collecting and organizing the system's electrical data, network modeling, calculating short-circuit currents, and evaluating the impacts caused by the integration of distributed generation. Changes in fault current values are analyzed, as well as the implications of these variations for protection devices and compliance with applicable standards, including guidelines from Equatorial Goiás. The study highlights the need to reassess protection settings and coordination between equipment, reinforcing the importance of detailed technical analyses for the safe integration of photovoltaic systems in industrial environments.*

*Keywords: Distributed Generation. Regulatory standards. Substations. Short circuit. Electrical protection coordination.*

## LISTA DE FIGURAS

|                                                                                                                                                   |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| FIGURA 1: PARTICIPAÇÃO DAS RENOVÁVEIS NA OIE.....                                                                                                 | 13 |
| FIGURA 2: HISTÓRICO DE EXPANSÃO DE POTÊNCIA INSTALADA DE MMGD SOLAR<br>NO BRASIL . ....                                                           | 14 |
| FIGURA 3: POTÊNCIA INSTALADA DE MINIGERAÇÃO NO BRASIL. ....                                                                                       | 13 |
| FIGURA 4: SUBESTAÇÃO AO TEMPO EM POSTE . ....                                                                                                     | 19 |
| FIGURA 5: SUBESTAÇÃO AO TEMPO COM TRANSFORMADOR EM PEDESTAL. ....                                                                                 | 20 |
| FIGURA 6: SUBESTAÇÃO ABRIGADA – CABINE EM ALVENARIA . ....                                                                                        | 20 |
| FIGURA 7: SUBESTAÇÃO BLINDADA – CABINE OU CUBÍCULO. ....                                                                                          | 21 |
| FIGURA 8: SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA . ....                                                                                                     | 26 |
| FIGURA 9: DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA DE FORMA CENTRALIZADA . ....                                                                                    | 27 |
| FIGURA 10: SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO COM A PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA<br>(ANEEL, 2017). ....                                                   | 27 |
| FIGURA 11: DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA DE FORMA DESCENTRALIZADA. ....                                                                                 | 27 |
| FIGURA 12: CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO SEM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....                                                                                | 37 |
| FIGURA 13: CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....                                                                                | 37 |
| FIGURA 14: HISTÓRICO DE CONSUMO EM 2019.....                                                                                                      | 38 |
| FIGURA 15: DADOS ELÉTRICOS E CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO MÓDULO<br>FOTOVOLTAICO CANADIAN SOLAR CS6W (MODELOS 535 A 560MS) . ....                  | 40 |
| FIGURA 16: DADOS ELÉTRICOS E CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO INVERSOR SUNGROW<br>SG125HV . ....                                                       | 40 |
| FIGURA 17: DIAGRAMA UNIFILAR DAS IMPEDÂNCIAS DO SISTEMA ELÉTRICO DA<br>INDÚSTRIA.....                                                             | 47 |
| FIGURA 18: REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO EQUIVALENTE SEQUÊNCIA<br>POSITIVA COM AS IMPEDÂNCIAS EM PU E PONTOS DE APLICAÇÃO DA FALTA. ....      | 49 |
| FIGURA 19: REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO EQUIVALENTE SEQUÊNCIA<br>NEGATIVA COM AS IMPEDÂNCIAS EM PU E PONTOS DE APLICAÇÃO DA FALTA. ....      | 48 |
| FIGURA 20: REDUÇÃO DO SISTEMA PELO TEOREMA DE THÉVENIN, COM A SOMA DAS<br>IMPEDÂNCIAS EM SÉRIE PARA CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO. .... | 49 |

## LISTA DE TABELAS

|                                                                                                                  |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| TABELA 1: TIPO DE PROTEÇÃO EM FUNÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA PARA SUBESTAÇÃO UNITÁRIA (EQUATORIAL GO, 2025). ..... | 18 |
| TABELA 2: NÍVEIS DE TENSÃO PRIMÁRIA E FORMA DE CONEXÃO EM FUNÇÃO DA POTÊNCIA .....                               | 30 |
| TABELA 3: REQUISITOS DE INTERFACE COM A REDE PARA MICRO OU MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....                          | 31 |
| TABELA 4: REQUISITOS MÍNIMOS EM FUNÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA (ANEEL, 2022). .....                                | 32 |
| TABELA 5: FUNÇÕES DE PROTEÇÃO PARA MICRO OU MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA (EQUATORIAL GO, 2024). .....                 | 34 |
| TABELA 6: AJUSTES RECOMENDADOS DAS PROTEÇÕES PARA MICRO E MINIGERAÇÃO .....                                      | 35 |
| TABELA 7: CONFIGURAÇÃO DOS ARRANJOS FOTOVOLTAICOS. ....                                                          | 43 |
| TABELA 8: CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO DA CONCESSIONÁRIA.....                                                     | 43 |
| TABELA 9: IMPEDÂNCIA DA CONCESSIONÁRIA.....                                                                      | 44 |
| TABELA 10: TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA NA UC – TR1. ....                                                           | 44 |
| TABELA 11: TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA DA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA – TR2. ....                                     | 44 |
| TABELA 12: DADOS DE CURTO-CIRCUITO DO INVERSOR SG125HV. ....                                                     | 45 |
| TABELA 13: RESUMO DAS IMPEDÂNCIAS DOS EQUIPAMENTOS DA REDE ELÉTRICA DA INDÚSTRIA.....                            | 46 |
| TABELA 14: CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO NO PONTO DE ENTREGA DE ENERGIA.....                                       | 51 |
| TABELA 15: COMPARATIVOS DOS REQUISITOS TÉCNICOS SUBESTAÇÃO CONVENCIONAL X SUBESTAÇÃO COM GD. ....                | 52 |
| TABELA 16: COMPARATIVOS DOS ASPECTOS REGULATÓRIOS DE SUBESTAÇÃO CONVENCIONAL X SUBESTAÇÃO COM GD. ....           | 53 |
| TABELA 17: COMPARATIVOS ENTRE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE SUBESTAÇÃO CONVENCIONAL X SUBESTAÇÃO COM GD. ....         | 53 |

## LISTA DE ABREVIATURAS

|         |                                                                                 |
|---------|---------------------------------------------------------------------------------|
| ACL     | Mercado Livre de Energia;                                                       |
| ACR     | Mercado Regulado de Energia;                                                    |
| ANEEL   | Agência Nacional de Energia Elétrica;                                           |
| BEN     | Balanço Energético Nacional;                                                    |
| CRESESB | Centro de Pesquisa para Energia Solar e Eólica;                                 |
| CCEE    | Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;                                  |
| GD      | Geração Distribuída;                                                            |
| MMGD    | Micro e Minigeração Distribuída;                                                |
| OIE     | Oferta Interna de Energia;                                                      |
| PRODIST | Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional; |
| QEE     | Qualidade de Energia Elétrica;                                                  |
| REN     | Resolução Normativa;                                                            |
| SEB     | Setor Elétrico Brasileiro;                                                      |
| TC      | Transformador de Corrente;                                                      |
| TP      | Transformador de Potencial.                                                     |

## SUMÁRIO

|          |                                                                       |           |
|----------|-----------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>INTRODUÇÃO.....</b>                                                | <b>13</b> |
| 1.1      | CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA.....                                     | 13        |
| 1.2      | MOTIVAÇÕES .....                                                      | 14        |
| 1.3      | OBJETIVOS .....                                                       | 15        |
| 1.4      | OBJETIVO GERAL .....                                                  | 15        |
| 1.5      | OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....                                           | 16        |
| 1.6      | ESTRUTURA DA MONOGRAFIA .....                                         | 16        |
| <b>2</b> | <b>SUBESTAÇÕES SECUNDÁRIAS CONVENCIONAIS.....</b>                     | <b>17</b> |
| 2.1      | CONCEITOS BÁSICOS DE SUBESTAÇÕES SECUNDÁRIAS .....                    | 17        |
| 2.2      | NORMAS APLICÁVEIS.....                                                | 18        |
| 2.3      | TIPOS DE SUBESTAÇÕES.....                                             | 19        |
| 2.4      | GENERALIDADES: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.....                          | 21        |
| <b>3</b> | <b>GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....</b>                                       | <b>26</b> |
| 3.1      | INTRODUÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ALTERAÇÕES NA REDE ELÉTRICA ..... | 26        |
| 3.2      | REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUIDA NO BRASIL .....                 | 28        |
| 3.3      | REQUISITOS PARA CONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA NA REDE ELÉTRICA ..... | 29        |
| <b>4</b> | <b>SUBESTAÇÕES COM INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA.....</b>         | <b>30</b> |
| 4.1      | ADEQUAÇÕES NECESSÁRIAS PARA CONEXÃO À REDE .....                      | 30        |
| 4.2      | IMPACTOS TÉCNICOS E REGULATÓRIOS NAS SUBESTAÇÕES .....                | 33        |
| 4.3      | IMPACTOS NA COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE .....                          | 35        |
| <b>5</b> | <b>ESTUDO DE CASO .....</b>                                           | <b>38</b> |

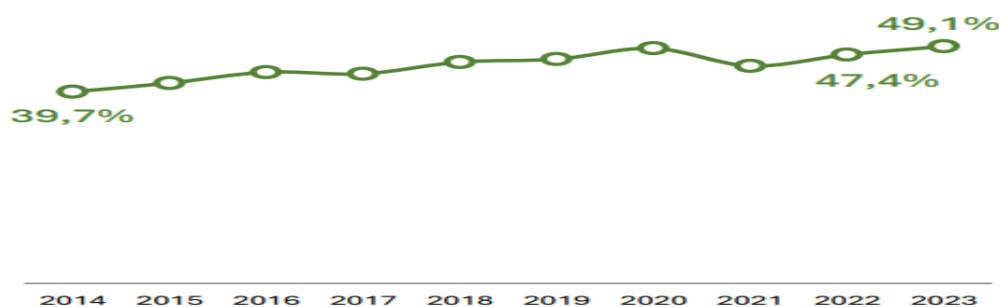
|          |                                                                                           |           |
|----------|-------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 5.1      | DESCRIÇÃO DO ESTUDO DE CASO .....                                                         | 38        |
| 5.2      | DIMENSIONAMENTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....                                              | 38        |
| 5.2.1    | MEMORIAL DE CÁLCULO DIMENSIONAMENTO DA UFV .....                                          | 41        |
| 5.3      | DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DA INDÚSTRIA .....                                          | 43        |
| 5.4      | CORRENTES DE CURTO CIRCUITO SOBRE INFLUÊNCIA DA<br>MINIGERAÇÃO.....                       | 46        |
| 5.4.1    | MUDANÇA DE BASE PARA UNIDADE P.U.....                                                     | 47        |
| 5.4.2    | MEMORIAL DOS CALCUS DOS NIVEIS DE CURTO CIRCUITO COM<br>UFV .....                         | 49        |
| <b>6</b> | <b>ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE SUBESTAÇÕES<br/>CONVENCIONAIS E SUBESTAÇÕES COM GD .....</b> | <b>52</b> |
| 6.2      | TABELA COMPARATIVA: ASPECTOS REGULATÓRIOS .....                                           | 53        |
| 6.3      | TABELA COMPARATIVA: OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO .....                                           | 53        |
| 6.4      | VARIAÇÃO PERCENTUAL NAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO .....                                 | 54        |
| <b>7</b> | <b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>                                                          | <b>56</b> |
| <b>8</b> | <b>CONCLUSÃO .....</b>                                                                    | <b>57</b> |
| <b>9</b> | <b>TRABALHOS FUTUROS.....</b>                                                             | <b>58</b> |
|          | <b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>                                                    | <b>59</b> |

## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA

Nos últimos anos, os sistemas de distribuição de energia elétrica têm passado por transformações significativas em sua operação, impulsionadas pela mudança gradual da matriz elétrica brasileira, marcada pela expansão das fontes renováveis, sobretudo a Geração Distribuída (GD). Segundo a EPE (2024) no Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional (BEN), a maior parte da matriz energética brasileira ainda tem origem em recursos não renováveis, especialmente petróleo, gás natural e seus derivados. Mas, nos últimos 10 anos, as fontes renováveis ganharam mais espaço na matriz energética do Brasil, passando de uma participação de 39,7% para 49,1% em 2023, conforme dados do BEM (EPE, 2024) representados na Figura 1.

Figura 1: Participação das renováveis na OIE.



Fonte: Balanço Energético Nacional (EPE, 2024).

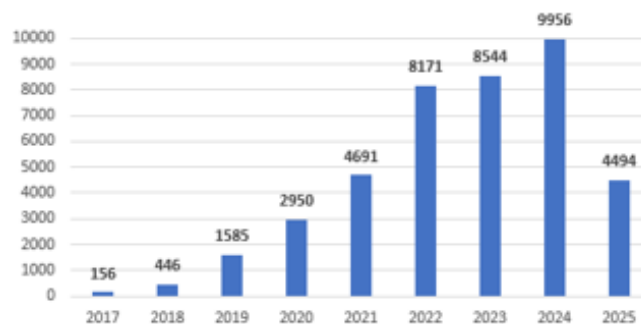
Esse crescimento não se deve apenas ao avanço tecnológico e à redução de custos dos equipamentos, mas também ao desenvolvimento de normas regulamentadoras e a incentivos específicos que favoreceram a expansão da geração renovável e distribuída no Brasil. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) desempenhou papel central nesse processo, com a REN 482 de 2012, que estabeleceu o Sistema de Compensação de Energia e posteriormente em 2022, criou o marco regulatório para a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) (ANEEL, 2021).

No entanto, este desenvolvimento, embora com muitas vantagens e benefícios, acarreta ônus aos sistemas de distribuição, surgem diversos desafios visto que a inserção das fontes renováveis por meio da Geração Distribuída provoca mudanças significativas na concepção, operação e proteção das redes de distribuição.

## 1.2 MOTIVAÇÕES

Nos últimos anos, o Brasil passou por uma transformação expressiva na sua matriz elétrica, com a energia solar assumindo protagonismo. Como apresenta o gráfico na Figura 3, segundo a ANEEL, saímos de menos de 1 MW de potência instalada em 2017, para cerca de 41 GW em 2025. Esse crescimento foi impulsionado principalmente após a REN 482/2012 e pelos primeiros leilões de energia solar em 2014. A partir daí a queda dos custos dos equipamentos e novas opções de financiamento aceleraram fortemente o setor.

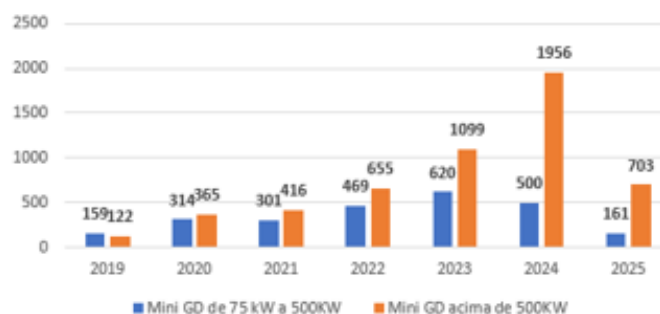
Figura 2: Histórico de expansão de potência instalada de MMGD solar no Brasil.



Fonte: ANEEL 2025, adaptado pelo autor.

Segundo a ANEEL, grande parte desta potência instalada, cerca de 80%, corresponde a microgeração, que são sistemas até 75 kW de potência, enquanto que a minigeração, sistemas superiores a 75 kW, representa aproximadamente 20%. A figura 3 apresenta a evolução da potência instalada de minigeração distribuída solar no Brasil, segmentada em dois grupos: sistemas entre 75 kW e 500 kW e sistemas acima de 500 kW. Observa-se um crescimento contínuo em ambos os segmentos ao longo dos anos, com destaque para a aceleração significativa dos projetos acima de 500 kW, evidenciando o aumento de empreendimentos de maior porte dentro da Geração Distribuída.

Figura 3: Potência instalada de minigeração no Brasil.



Fonte: ANEEL 2025, adaptado pelo autor.

É importante destacar que, enquanto diversas microgerações possuem efeito distribuído e limitado devido aos pequenos inversores, uma única minigeração concentra um bloco significativo de potência em um único ponto de conexão. Dessa forma, uma única minigeração tem a capacidade de elevar os níveis de curto circuito, provocar fluxo reverso de energia e exigir funções adicionais nos sistemas de proteção. Sendo assim, mesmo em menor quantidade, as minigerações exercem um impacto muito mais relevante na operação das redes elétricas, demandando estudos detalhados de curto circuito, de coordenação e seletividade e adaptações que uma rede elétrica particular de média tensão deve realizar em sua subestação frente a estas novas formas de conexão. Tradicionalmente, as subestações foram projetadas para atender a um fluxo unidirecional de potência, sendo da concessionária para as cargas, e com base em critérios estáticos de demanda e expansão do consumo.

Com a evolução regulatória e a popularização de tecnologias de geração renovável em pequena e média escala, as redes passaram a se caracterizar por um fluxo bidirecional de energia, em que a energia pode ser tanto fornecida pela concessionária quanto injetada localmente por unidades de GD.

Esse novo cenário exige uma reavaliação do papel das subestações convencionais, que deixam de ser apenas pontos de transformação e se tornam elementos estratégicos para o controle e estabilidade do sistema. Portanto, as integrações destas novas fontes de geração devem ser consideradas somente após a realização de estudos detalhados devido às suas complexidades em operação, controle e proteção da rede.

### **1.3 OBJETIVOS**

#### **1.4 OBJETIVO GERAL**

Este trabalho foi desenvolvido em duas etapas. No primeiro cenário foi realizado um referencial teórico que evidencia as alterações na interface de conexão de uma unidade consumidora de média tensão junto à rede elétrica, pontuando-se as alterações que as subestações convencionais devem serem submetidas frente à inserção de uma minigeração distribuída em seu sistema, fundamentando-se em normas da ABNT e nas normas NT.002 Rev. 10 (03/01/2025) e NT.020 Rev. 5 (19/11/2024) da Equatorial Goiás, concessionária responsável pelo sistema de distribuição local. No segundo cenário, foi realizado um estudo de caso com intuito de associar teoria com cálculos práticos, buscando-se avaliar os impactos que uma minigeração distribuída pode trazer para a operação e proteção de uma rede elétrica de média tensão.

## 1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Com a finalidade de assegurar a execução do objetivo geral do trabalho, os seguintes objetivos específicos serão apresentados:

- Conceitos fundamentais de subestações secundárias e geração distribuída;
- Características técnicas e operacionais de subestações convencionais;
- Modificações necessárias em subestações com geração distribuída, incluindo ajustes de proteção e os impactos nos níveis de curto-circuito;
- Comparar de forma sistematizada, subestações convencionais e subestações com GD;

## 1.6 ESTRUTURA DA MONOGRAFIA

Este trabalho está organizado em capítulos, conforme descrito a seguir:

No Capítulo 1, apresenta-se o tema, o contexto da inserção da geração distribuída (GD) no setor elétrico, a justificativa do estudo, os objetivos e a metodologia adotada.

O Capítulo 2 descreve os requisitos técnicos das subestações convencionais, abordando também as normas aplicáveis, como a NT 02 da Equatorial Goiás e a NBR 14039.

O Capítulo 3 introduz a GD no contexto nacional, destacando seu papel no sistema de potência, os impactos no fluxo de energia e o arcabouço regulatório vigente.

No Capítulo 4 apresenta-se as adaptações necessárias para conexão de geração distribuída, as implicações técnicas dessa integração e os requisitos normativos do PRODIST e da NT 020 da Equatorial Goiás.

No Capítulo 5, descreve-se a instalação industrial analisada, a configuração da subestação e os aspectos técnicos da integração da usina fotovoltaica à rede elétrica da unidade consumidora.

O Capítulo 6 compara a subestação convencional e a com GD, evidenciando diferenças técnicas, impactos nos níveis de curto-circuito, implicações nas proteções e requisitos de conformidade normativa.

No Capítulo 7, apresenta as principais observações e conclusões obtidas ao longo da pesquisa, ressaltando sua relevância técnica e prática.

O Capítulo 8 sintetiza os resultados obtidos e reforça as contribuições técnicas e práticas proporcionadas pela pesquisa. E por fim no Capítulo 9, sugere possibilidades para pesquisas futuras, que seguem a continuidade do estudo realizado neste trabalho.

## **2 SUBESTAÇÕES SECUNDÁRIAS CONVENCIONAIS**

Neste capítulo são apresentados os conceitos fundamentais das subestações secundárias, abordando seus princípios básicos e características técnicas. Foram consideradas as principais normas aplicáveis, em especial a NT. 02 da Equatorial GO, que define os requisitos de conexão junto à concessionária local, e a NBR 14039, que estabelece diretrizes gerais para instalações de média tensão nacionalmente. A combinação dessas referências fornece o embasamento necessário para compreender as particularidades técnicas e normativas que orientam o projeto e a operação dessas instalações.

### **2.1 CONCEITOS BÁSICOS DE SUBESTAÇÕES SECUNDÁRIAS**

As subestações secundárias desempenham papel fundamental no fornecimento de energia elétrica às unidades consumidoras em média tensão. Elas recebem energia dos alimentadores das redes de distribuição e realizam a transformação e a proteção necessárias para atender às cargas da unidade consumidora. A proteção dessas instalações atua entre o ponto de entrega de energia e a origem da instalação interna do consumidor, assegurando seletividade, confiabilidade e segurança operacional.

De forma geral, os requisitos de proteção dessas subestações variam de acordo com a potência instalada e seguem diretrizes normativas específicas das concessionárias de energia. Nesse contexto, também é importante destacar o conceito de carga instalada, definido como a soma das potências nominais de todos os equipamentos elétricos conectados a uma instalação, sem considerar fatores de simultaneidade. A avaliação da carga instalada é fundamental para determinar a necessidade de implantação de uma subestação. Quando a potência total da instalação excede os limites de fornecimento em baixa tensão definidos pela concessionária, torna-se obrigatório o atendimento em média tensão, implicando a construção de uma subestação consumidora/secundária. Esse parâmetro é utilizado como referência inicial para o dimensionamento e a escolha dos dispositivos de proteção, garantindo a segurança e a confiabilidade do sistema (ABNT NBR 5410, 2004).

Nesse contexto, a NT 02 da Equatorial GO estabelece limites de potência e define o tipo de subestação adequado para cada faixa de carga instalada, bem como os requisitos de proteção associados. A Tabela 1 abaixo apresenta estas classificações:

Tabela 1: Tipo de Proteção em Função da Potência instalada para Subestação Unitária.

| Potência Instalada (kVA) | Padrão de Subestação    | Tipo de Proteção                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
|--------------------------|-------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Até 300                  | Cabine Medição          | - Chave fusível unipolar Base C (com elo fusível de acordo com as TABELAS 10 e 10A) em cada transformador aéreo na rede interna da unidade consumidora e, adicionalmente, disjuntor geral na baixa tensão.                                                                                                                                                  |
|                          | Abrigada                | - Chave seccionadora tripolar de ação simultânea e fusível limitador de corrente tipo HH (com elo fusível de acordo com as TABELAS 23, 23A e 24) em cada transformador e, adicionalmente, disjuntor geral na baixa tensão.                                                                                                                                  |
| Acima de 300             | Cabine Medição/Proteção | - Chave seccionadora tripolar de ação simultânea e disjuntor acionado por meio de relés secundários com as funções 50/51 e 50N/51N (onde é fornecido o neutro).<br>E<br>- Chave fusível unipolar Base C (com elo fusível de acordo com as TABELAS 10 e 10A) em cada transformador aéreo na rede interna e, adicionalmente, disjuntor geral na baixa tensão. |

Fonte: Equatorial – GO, NT. 00002 Rev. 10, 2025.

## 2.2 NORMAS APLICÁVEIS

A instalação de subestações convencionais conectadas em média tensão deve atender a um conjunto de normas técnicas que asseguram a segurança, a confiabilidade e a conformidade regulatória do sistema elétrico. Entre essas normas, destacam-se a ABNT NBR 14039 e a NT 02 da Equatorial GO.

A NBR 14039 estabelece requisitos gerais para instalações elétricas em média tensão, abrangendo desde o projeto até a execução e manutenção. Essa norma define critérios de segurança contra choques elétricos, limites de tensões de contato, afastamentos mínimos, seleção de cabos e dispositivos de proteção, além de exigências construtivas e operacionais das subestações. Trata-se de um documento de caráter nacional, aplicável a consumidores atendidos em média tensão, fornecendo a base normativa para a concepção segura e eficiente das instalações (ABNT NBR 14039, 2004).

Por outro lado, a NT 02 da Equatorial GO apresenta as condições específicas de conexão entre a unidade consumidora em média tensão e a rede da concessionária. Ela detalha aspectos como padrões de entrada, requisitos de medição, parâmetros de proteção, coordenação e seletividade, além de critérios para aceitação do projeto e do comissionamento da instalação (EQUATORIAL GO, 2025).

Diferentemente da NBR 14039, a NT 02 é de caráter regional, refletindo a adaptação das diretrizes nacionais às condições técnicas e operacionais da distribuidora local. Assim, enquanto a NBR 14039 fornece a estrutura normativa geral, a NT 02 atua como guia prático para a interface direta com a concessionária, garantindo que a subestação convencional atenda tanto às exigências de segurança quanto às condições específicas de conexão estabelecidas pela distribuidora.

### 2.3 TIPOS DE SUBESTAÇÕES

Neste tópico, as subestações serão classificadas brevemente, somente quanto ao nível de tensão de fornecimento, à configuração e ao nível de potência, conforme a NT 02. No tópico posterior as características gerais serão apresentadas detalhadamente. Para cargas de até 75 kW, o fornecimento pode ser realizado diretamente em baixa tensão, sem a necessidade de subestação própria. Entretanto, quando a carga instalada ultrapassa esse limite, a construção de subestação torna-se obrigatória, variando entre configurações aéreas, abrigadas ou ao solo, a depender da faixa de potência e das exigências normativas de proteção, conforme apresenta a Tabela 1.

- Subestação ao Tempo em Poste (Aérea)

Este padrão construtivo é montado sobre uma estrutura em poste onde fica alocado o transformador responsável por fazer a adequação do nível de tensão. Esse tipo de arranjo é realizado para potências instaladas de transformação de 75 até 300 kVA e se aplica a sistemas em 13,8 kV, 23,1 kV e 34,5 kV. São subestações voltadas para comércios ou espaço onde o orçamento é mais limitado. Figura 4.

Figura 4: Subestação ao Tempo em Poste.



Fonte: GUIMARÃES, 2023.

- Subestação ao Tempo com Transformador em Pedestal

Este padrão construtivo, nas áreas de concessão da Equatorial GO, é somente utilizado em substituição a subestações ao tempo em poste, quando esta, por falta de espaço ou outro motivo de natureza técnica, não puder ser implementada e com medição em baixa tensão. Figura 5.

Figura 5: Subestação ao Tempo com Transformador em Pedestal.



Fonte: GUIMARÃES, 2023.

- Subestação Abrigada – Cabine em Alvenaria

Este padrão construtivo aplica-se, preferencialmente, para as potências acima de 300 kVA, porém eventualmente, por motivos técnicos, este tipo de subestação poderá ser utilizado para potências iguais ou menores que 300 kVA, se aplica a sistemas em 13,8 kV, 23,1 kV e 34,5 kV. Estas subestações são utilizadas em áreas industriais, centros comerciais, ou onde a segurança, a confiabilidade e a proteção dos equipamentos contra poeira, umidade e outros fatores ambientais são essenciais. São feitas em estrutura cível de alvenaria, onde são construídos cubículos destinados a uma determinada função, sendo as principais medição, proteção, seccionamento, transformação e derivação. Esse modelo traz a possibilidade de realizar a alocação dos equipamentos de tal forma que se consigam layouts diferentes a depender da necessidade da instalação. Figura 6.

Figura 6: Subestação Abrigada – Cabine em Alvenaria.



Fonte: GUIMARÃES, 2023.

- Subestação Blindada – Cabine ou Cubículo

Este padrão construtivo aplica-se para instalações ao tempo com grau de proteção mínimo IP-54 (poeira) e IP-43 (respingos de água) para as potências acima de 300 kVA, se aplicam a sistemas em 13,8 kV, 23,1 kV e 34,5 kV. Esse tipo de subestação consiste em compartimentos individualizados em um espaço reduzido, para trazer uma solução que seja mais compacta e rápida em relação à Subestação Abrigada. Essa solução é concebida para utilização ao tempo e segue uma série de ensaios de tipo que garantem sua operação de forma segura. Geralmente, o projeto é definido pelo fabricante, e qualquer modificação, tem custos extras. Figura 7.

Figura 7: Subestação Blindada – Cabine ou Cubículo (GUIMARÃES, 2023).



Fonte: GUIMARÃES, 2023.

## 2.4 GENERALIDADES: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Considerando o objetivo central deste trabalho, a análise direcionada às alterações que as subestações secundárias podem sofrer em sua interface com a rede de distribuição devido à inserção de uma GD em seus sistemas, não serão abordados os aspectos construtivos das subestações, mas sim algumas de suas características técnicas essenciais. Para tanto, serão destacados pontos como medição, proteção e manobras, conforme orientações estabelecidas no tópico “6 – Características Técnicas e Padrões Construtivos” da NT 020 da Equatorial GO.

- Medição

Os medidores e equipamentos para medição na baixa ou media tensão e para fins de faturamento são fornecidos pela Concessionária. Caberá ao consumidor preparar o local de instalação dos equipamentos de medição, conforme especificado nos padrões construtivos estabelecidos na norma. A medição é única e individual para cada unidade consumidora e devem ser obedecidos os tipos de medição estabelecidos na NT 02.

A medição para subestações até 300 kVA consideradas simplificadas, a medição é realizada por meio de caixas de medições contendo acessórios (TC's, disjuntores de baixa tensão e aterramento), devem ser lacradas e permitido o acesso apenas pela concessionária. O tipo de medição a ser empregada, será definido em função da tarifa aplicável e das características do atendimento.

Em unidades consumidoras com apenas uma unidade de transformação de potência, ao tempo em poste ou pedestal, a medição deve ser feita em baixa tensão. Já em unidade consumidora com mais de um posto de transformação e em unidades consumidoras rurais, mesmo que a soma da capacidade de transformação seja igual ou inferior a 300 kVA, a medição será feita em média tensão na cabine de medição da subestação.

A medição para subestações abrigadas, acima de 300 kVA (cabine em alvenaria ou cubículo blindado) a medição é realizada apenas em média tensão, em cubículos específicos de medição. Nesses compartimentos, a concessionária instala o sistema de medição indireta, composto por TC's e TP's em estruturas destinadas a receber estes equipamentos.

- Proteção

Todas as unidades consumidoras devem ter sistemas de proteção primária coordenado com a proteção do sistema da Concessionária. Tal sistema de proteção deve ser dimensionado e ajustado, de modo a permitir adequada seletividade entre os dispositivos de proteção da instalação. Para acionamento dos dispositivos de proteção, não é permitida a utilização dos transformadores de medição.

O consumidor e demais usuários são responsáveis por elaborar os ajustes de proteção de equipamentos de sua responsabilidade, desde que necessários para conexão de suas instalações ao sistema de distribuição e estabelecidos na norma técnica da distribuidora (REN 1000/2021, Art.32). Subestações até 300 kVA com cabine de medição protegidas por elos fusíveis não precisarão apresentar estudos de ajustes de proteção.

Em subestações abrigadas, quando houver mais de um transformador na área interna da subestação, em que a soma das potências seja superior a 300 kVA, a proteção geral em média tensão é única. No conjunto de manobra e proteção deve ser utilizada chave seccionadora tripolar e disjuntor geral de média tensão com intertravamento eletromecânico entre a chave e o disjuntor. Cada transformador deve ter seu conjunto de manobra e proteção utilizando chave seccionadora tripolar de ação simultânea com fusíveis limitadores de corrente tipo HH (abertura sob carga) e trava mecânica, com proteção na saída de baixa tensão através de disjuntor.

No caso de redes de distribuição interna em clientes de média tensão, quando houver mais de um transformador trifásico, instalados em postes diferentes e distanciados conforme centro de carga dos circuitos e queda de tensão, onde a soma das potências dos transformadores é superior a 300 kVA, deve ser utilizada chave seccionadora tripolar e disjuntor geral de média tensão, com intertravamento eletromecânico, instalados na cabine de medição/proteção. Cada transformador em poste deve ter sua proteção feita pelo conjunto de chaves fusíveis monopolares.

- Proteção contra Sobrecorrentes

De acordo com a potência instalada na unidade consumidora, assumem-se os seguintes tipos de proteção geral na média tensão (MT), conforme ABNT NBR 14039. Em uma subestação unitária com capacidade instalada menor ou igual a 300kVA, a proteção geral na média tensão deve ser realizada por meio de um disjuntor acionado através de relés secundários coma as funções 50 e 51, fase e neutro (onde é fornecido o neutro), ou por meio de chave seccionadora e fusível HH, sendo que, neste caso, adicionalmente, a proteção geral, na baixa tensão, deve ser realizada através de disjuntor, conforme item 5.3.1.1 da (ABNT NBR 14039). Nas subestações ao tempo aéreas os transformadores devem ser protegidos no lado de média tensão por chaves fusíveis unipolares base C equipadas com elos dimensionados de acordo com a TABELAS 10 e 10A, instaladas no ponto de derivação no ramal de Conexão pela CONCESSIONÁRIA. Não serão utilizadas chaves fusíveis unipolares em transformador particular, salvo nas situações em que o ponto de derivação fique a uma distância superior a 30 m do ponto de conexão. Nesta situação teremos a instalação de duas chaves: uma na derivação do ramal de conexão sob responsabilidade da CONCESSIONÁRIA e outra na estrutura do transformador sob responsabilidade do consumidor. Em subestações localizadas em áreas classificadas como rurais, deverão ser instaladas chaves fusíveis na derivação do ramal de conexão e na estrutura do transformador.

Para unidades consumidoras com potência instalada acima de 300 kVA (caso típico das subestações ao tempo no solo e abrigada), o cliente deve solicitar os níveis de Curto-Circuito e ajustes da proteção de retaguarda para estudo de coordenação e seletividade, utilizando o Formulário para Solicitação de Dados da Rede de Distribuição e também apresentar os cálculos da proteção, incluindo TCs e TPs de proteção e ajustes do relé.

A proteção geral na média tensão deve ser realizada exclusivamente por meio de um disjuntor acionado através de relés secundários com as funções 50 e 51, de fase e neutro (onde é fornecido o neutro), conforme item 5.3.1.2 da ABNT NBR 14039. As proteções de sobrecorrente instantânea (função 50) e sobrecorrente temporizada (função 51) devem possuir tempo de coordenação mínima de 300 ms com a CONCESSIONÁRIA. Caso não seja possível coordenar, deve ser realizado um acordo de ajustes de proteção com a Área de Operação da CONCESSIONÁRIA. Quando forem utilizados relés com as funções 50/51 e 50/51N, do tipo microprocessado, digital, autoalimentados ou não, deve ser garantida, na falta de energia, uma fonte de alimentação de reserva, com autonomia mínima de 2 h, que garanta a sinalização dos eventos ocorridos e o acesso à memória de registros do relé (conforme item 5.3.4.1 da ABNT NBR 14039).

Os transformadores de instrumentos conectados aos relés secundários devem ser instalados sempre a montante do disjuntor ou chave a ser atuada, garantindo assim a proteção contra falhas do próprio dispositivo (conforme item 5.3.4.1 da ABNT NBR 14039). O disjuntor de média tensão deve ser equipado com relés de sobrecorrente de ação indireta (fase/terra). Não é permitido o uso de religamento automático no disjuntor geral da subestação do consumidor.

- Proteção contra Sobretensão

Para proteção contra descargas atmosféricas e sobretensões, são utilizados para-raios que devem atender às especificações e padronização da CONCESSIONÁRIA. Nos casos de subestação ao tempo em poste (aérea), os para-raios devem ser instalados na carcaça do transformador, conforme a ABNT NBR 5440, ET.00001.EQTL ou ET.00014.EQTL, sendo também recomendada a instalação de para-raios de baixa tensão, o mais próximo possível da saída de BT do transformador, conforme a ET.00177.EQTL. Quando se trata de transformador de pedestal, os para-raios devem ser posicionados junto às muflas no poste auxiliar.

Para as cabines abrigadas em alvenaria com entrada aérea, a instalação deve ser feita na parte externa da subestação, junto às buchas de passagem de média tensão. Já nas cabines com entrada subterrânea, os dispositivos devem ser colocados no ponto de derivação do ramal, sendo ainda recomendável a instalação de para-raios nas muflas internas. Caso, após a cabine de medição ou transformação, exista linha aérea, torna-se necessária a proteção adicional com para-raios em suas extremidades. No caso das subestações ao tempo no solo, os equipamentos devem ser instalados em sua estrutura primária, no primeiro nível. Por fim, em subestações blindadas, os para-raios devem ser posicionados nas muflas do compartimento de entrada ou entrada/medição.

- Proteção contra Subtensão e/ou Falta de Fase

Para proteção contra subtensão, função 27, é recomendável utilizar relé digital, no qual deve possuir parâmetros para definição dos ajustes de pick-up e temporização, na baixa tensão é aconselhável o uso de relé de mínima tensão ou falta de fase quando o dispositivo de disparo do disjuntor geral for de acionamento retardado. Motores elétricos devem ser protegidos por dispositivos de proteção contra subtensão e falta de fase, instalados junto aos mesmos.

- Manobras

Em subestações abrigadas devem ser utilizadas chaves seccionadoras tripolares, de uso interno, com ou sem fusíveis (de acordo com aplicações especificadas neste documento), de operação manual, com ação simultânea, dotadas de alavanca de manobra, com acionamento realizado por meio de punho ou de vara de manobra. Esses acessórios de acionamento devem estar em condições adequadas de conservação e de operação, sempre disponíveis e em local de fácil acesso, dentro da subestação. As chaves seccionadoras que não possuam características adequadas para manobra em carga devem ser dotadas de dispositivos para cadeados e ter afixada placa de advertência. Toda chave seccionadora deve ter dispositivo que impeça a sua abertura ou fechamento acidental (travamento mecânico), caso não haja intertravamento eletromecânico deve ser instalado chave tripolar com abertura sob carga com fusível limitador de corrente. Quando houver mais de um transformador, no caso de subestações abrigadas, devem ser instaladas chaves seccionadoras tripolares em cada transformador. Havendo capacitores no circuito primário, devem ser utilizadas chaves seccionadoras tripolares em ambos os lados do disjuntor.

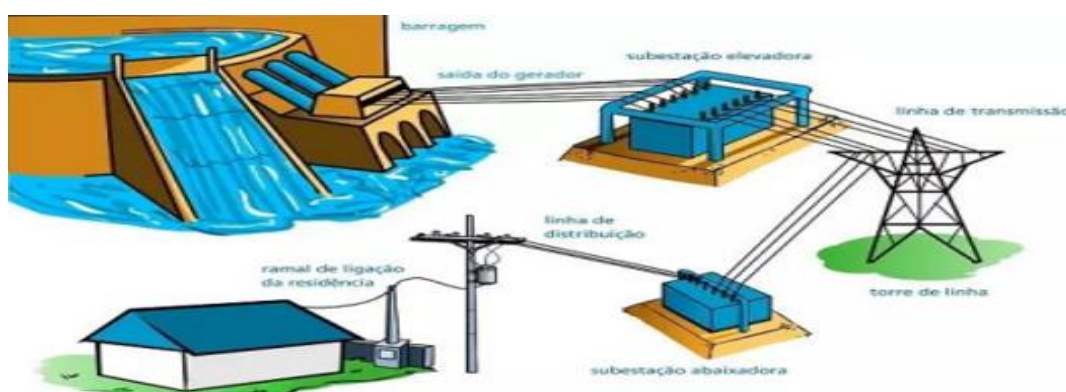
### 3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Neste capítulo será abordada de forma introdutória a Geração Distribuída (GD) no contexto do sistema elétrico brasileiro. Inicialmente, apresenta-se uma visão geral do sistema de potência e as alterações que a GD provoca no fluxo de potência. Em seguida, discute-se a regulamentação vigente, contemplando normas e resoluções que tratam da conexão à rede. Por fim, destacam-se os requisitos técnicos necessários para a inserção da GD.

#### 3.1 INTRODUÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ALTERAÇÕES NA REDE ELÉTRICA

A geração de energia pode ser classificada como centralizada ou descentralizada. No Brasil, ainda predomina o modelo centralizado, em que grandes usinas são construídas próximas às fontes de energia, mas distantes dos centros de consumo (EPE, 2024). Este modelo de geração é composto por três segmentos principais: geração, transmissão e distribuição. A geração corresponde à produção de energia a partir de diferentes fontes, a transmissão interliga as centrais geradoras às redes de distribuição enquanto a distribuição, é responsável por entregar a energia elétrica ao consumidor final (ANEEL, 2023). A Figura 8 apresenta uma representação esquemática de um sistema elétrico centralizado.

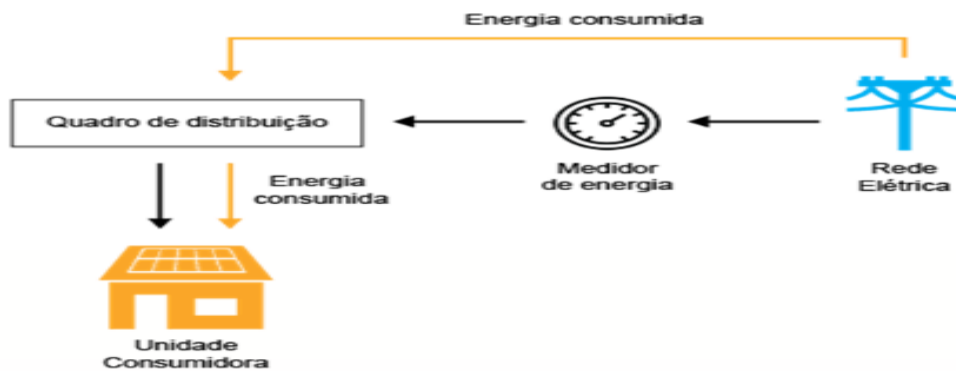
Figura 8: Sistema elétrico de potência.



Fonte: MATTED, 2023.

No modelo centralizado, a distribuição geralmente apresenta topologia radial, caracterizada pelo fluxo de potência unidirecional, percorrendo um único caminho desde a subestação até os nós da rede de distribuição. A Figura 9 ilustra o fluxo de potência típico em uma rede de distribuição radial.

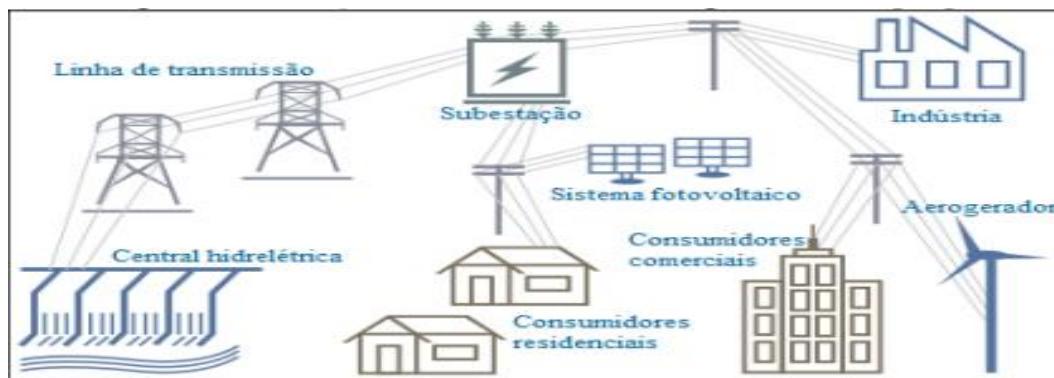
Figura 9: Distribuição de energia de forma centralizada.



Fonte: SOLARVIEW, 2018.

Já na geração descentralizada, representa a produção de energia elétrica próxima ao ponto de consumo, em contraste com a geração centralizada. Dentro desse conceito, destaca-se a Geração Distribuída (GD), que compreende micro e minigeradores com capacidade instalada de até 5 MW (ANEEL, 2017). A Figura 10 apresenta um sistema elétrico com a presença de GD, já a Figura 11 ilustra a influência que GD acarreta no fluxo de potência da rede elétrica.

Figura 10: Sistema de distribuição com a presença de Geração Distribuída.



Fonte: ANEEL, 2017.

Figura 11: Distribuição de energia de forma descentralizada.



Fonte: SOLARVIEW, 2018.

Antes da instalação da GD na rede elétrica, a rede possuía somente um elemento ativo fornecendo energia, conforme ilustra a Figura 8. A energia gerada pelas GD's, são ativos, podendo atuar como geradores e consumidores de energia. Devido a isto, ocorre a mudança de topologia na rede elétrica que são inseridas, devido a energia gerada ser o somatório da energia autoconsumida com a energia injetada na rede, conforme ilustra a Figura 10.

O autoconsumo de energia define a parcela de energia utilizada pela unidade consumidora, e o excedente é injetado na rede elétrica e contabilizado como créditos de energia, permitindo que o consumidor o utilize para abater em consumos futuros (SOLARVIEW, 2018).

Esta reestruturação do sistema elétrico trouxe novos desafios para o sistema de distribuição de energia, principalmente no que diz respeito às proteções destes sistemas, uma vez que a arquitetura tradicional da rede elétrica passa por modificações que violam as práticas operacionais e de planejamento existentes. Essas mudanças tornaram necessária a reformulação das normas e regulamentações do setor elétrico, a fim de contemplar a integração das GD's, definindo regras claras para conexão, medição e compensação da energia injetada na rede (ANEEL, 2023).

### **3.2 REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUIDA NO BRASIL**

No que se refere à inserção de fontes distribuídas na rede elétrica, a ANEEL e outras instituições do setor elétrico elaboram diretrizes a serem seguidas, das quais se destaca o PRODIST, um conjunto de documentos que normatiza as relações entre consumidores e distribuidoras de energia elétrica em nível nacional. Nesse contexto, as definições para a conexão de geração distribuída nos sistemas de distribuição estão apresentadas no Módulo 3 do PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica. Complementarmente, a REN 1000/2023 e a REN 1059/2023 estabelecem critérios detalhados para micro e minigeração distribuída, abrangendo requisitos de conexão, medição bidirecional e limites de potência (ANEEL, 2023).

Além disso, outras normas técnicas da ABNT também orientam a implantação da geração distribuída, porém é importante ressaltar que a regulamentação da geração distribuída no Brasil envolve uma inter-relação entre normas nacionais, procedimentos da ANEEL e regulamentações estaduais. Cada concessionária, dentro de sua área de concessão, pode estabelecer normas técnicas específicas. Pode-se citar a Equatorial Goiás, que adota a NT 020 – Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema de Distribuição, que consolida e detalha as diretrizes das normas nacionais, permitindo que a GD seja implantada de forma segura, padronizada e eficiente.

### 3.3 REQUISITOS PARA CONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA REDE ELÉTRICA

Todos aspectos citados abaixo neste tópico, foram retirados das orientações técnicas previstas no Módulo 3 do PRODIST.

“A conexão deve ser realizada em corrente alternada com frequência de 60Hz. As unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída podem operar em modo de ilha, desde que desconectadas fisicamente da rede de distribuição. As centrais geradoras classificadas como microgeração distribuída esta dispensadas de realizar os estudos que serão descritos posteriormente, os quais, caso sejam necessários, devem ser realizados pela distribuidora sem ônus para o acessante (ANEEL, 2022).”

“O acessante que conecta suas instalações ao sistema de distribuição não pode reduzir a flexibilidade de recomposição do mesmo, seja em função de limitações dos equipamentos ou por tempo de recomposição. O paralelismo das instalações do acessante com o sistema da acessada não pode causar problemas técnicos ou de segurança aos demais acessantes, ao sistema de distribuição acessado e ao pessoal envolvido com a sua operação e manutenção. Para o bom desempenho da operação em paralelo, deve existir um sistema de comunicação entre a acessada e o acessante. O acessante é o único responsável pela sincronização adequada de suas instalações com o sistema de distribuição acessado. O acessante deve ajustar suas proteções de maneira a desfazer o paralelismo caso ocorra desligamento, antes da subsequente tentativa de religamento. No caso de paralelismo permanente, o acessante deve atender aos requisitos técnicos de operação da acessada, observando os procedimentos operacionais (ANEEL, 2022).”

Essas disposições do Módulo 3 do PRODIST reforçam a importância da conformidade técnica e operacional entre as instalações do acessante e o sistema de distribuição. Nota-se a preocupação em garantir que a conexão e operação em paralelo não comprometam a segurança, a confiabilidade e a flexibilidade do sistema elétrico, assegurando uma integração harmoniosa da geração distribuída à rede. Além disso, destaca-se a responsabilidade do acessante quanto à sincronização, proteção e comunicação com a distribuidora, aspectos fundamentais para evitar distúrbios ou desconexões indevidas. Esses requisitos formam a base para a avaliação técnica e operacional dos sistemas de geração distribuída, tema que será aprofundado no tópico seguinte, voltado à análise dos critérios de proteção, estudos elétricos e procedimentos de conexão.

## 4 SUBESTAÇÕES COM INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A inserção da geração distribuída nas unidades consumidoras em média tensão traz novos desafios para as subestações, exigindo adequações técnicas e o atendimento a requisitos regulatórios específicos. Diferentemente das subestações convencionais, a presença de geração local altera o fluxo de potência, impacta a coordenação das proteções e demanda funções adicionais de supervisão e controle. Neste capítulo, são apresentadas as principais adaptações necessárias para a conexão à rede elétrica, bem como os impactos técnicos e normativos decorrentes dessa integração, tendo como base o Módulo 3 do PRODIST e a NT 020 da Equatorial GO, que orientará os pontos discutidos ao longo deste capítulo.

### 4.1 ADEQUAÇÕES NECESSÁRIAS PARA CONEXÃO À REDE

Quando não há geração distribuída conectada, a filosofia de proteção é mais simples e unidirecional. Entretanto, a inserção da geração distribuída introduz novos desafios, exigindo dispositivos e funções adicionais para lidar com o fluxo bidirecional de potência e evitar situações indesejadas, como o ilhamento.

Na NT. 020, item “6.1.7 – Requisitos de Proteção Para Conexão de Micro e Minigeração Distribuída”, são expostos os requisitos mínimos de interface com a rede em função da potência da geração e as proteções necessárias. Nesta sessão da norma são definidos os requisitos gerais, as descrições das funções das proteções necessárias e seus ajustes recomendados pela concessionária. As Tabelas 2 e 3 mostram os níveis de tensão primária e forma de conexão em função da potência e requisitos mínimos da interface com a rede para MMGD.

Tabela 2: Níveis de tensão primária e forma de conexão em função da potência.

| Demanda Contratada (kW) | Tensão de Atendimento (kV)                   | Forma de Conexão                                     | Potência da Minigeração (kW) |
|-------------------------|----------------------------------------------|------------------------------------------------------|------------------------------|
| > 75 e ≤ 300 kW         | 13.8, 23.1 ou 34.5                           | SE Aérea (poste) ou SE Abrigada                      | > 75 e ≤ 300 kW              |
| > 300 kW e ≤ 2.500 kW   | 13.8, 23.1 ou 34.5                           | SE Abrigada                                          | > 300 kW e ≤ 2.500 kW        |
| > 2.500 kW e ≤ 5000 kW  | 69kV, 138kV ou conforme Orçamento de Conexão | SE padrão 69 ou 138 ou conforme Orçamento de Conexão | > 2.500 kW e ≤ 5000 kW       |

Fonte: Equatorial – GO, NT. 00020 Rev. 5, 2024.

Tabela 3: Requisitos de interface com a rede para micro ou minigeração distribuída.

| REQUISITOS DE INTERFACE   | POTÊNCIA INSTALADA DE GERAÇÃO                                                                                         |                                                                                                                       |                                                                                                                       |
|---------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                           | ≤ 75 kW                                                                                                               | > 75 kW e ≤ 500 kW                                                                                                    | > 500 kW e ≤ 5 MW                                                                                                     |
| Elemento de acoplamento   | Nenhum                                                                                                                | Transformador de interface com isolamento galvânica <sup>(7)</sup>                                                    | Transformador de interface com isolamento galvânica <sup>(7)</sup>                                                    |
| Elemento de seccionamento | Disjuntor termomagnético <sup>(8)</sup>                                                                               | Chave seccionadora acessível <sup>(8)</sup>                                                                           | Chave seccionadora acessível <sup>(8)</sup>                                                                           |
| Elemento de interrupção   | Dispositivo de interrupção automática <sup>(9)(10)</sup>                                                              | Dispositivo de interrupção automática <sup>(9)(10)</sup>                                                              | Dispositivo de interrupção automática <sup>(9)(10)</sup>                                                              |
| Elemento de proteção      | Conjunto de funções de proteção que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção | Conjunto de funções de proteção que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção | Conjunto de funções de proteção que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção |
| Elemento de Medição       | Medidor de energia ativa bidirecional <sup>(11)</sup>                                                                 | Medidor de energia de 4 quadrantes <sup>(11)</sup>                                                                    | Medidor de energia de 4 quadrantes <sup>(11)</sup>                                                                    |

Fonte: Equatorial – GO, NT. 00020 Rev. 5, 2024.

Alguns pontos nas notas da norma evidenciam uma diferença significativa em relação às subestações convencionais, cuja concepção inicial não considerava a presença de geração local. Neste sentido, pode-se destacar a Nota (11), que trata do transformador de interface entre a unidade consumidora e a rede de distribuição, a Nota (14) que traz pontos acerca da operação em ilha, e a Nota (15) que faz referências ao sistema de medição bidirecional, que deve no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede.

Assim, a norma já reconhece a necessidade de flexibilizar o uso do transformador, adaptando a infraestrutura existente para incorporar a geração distribuída. Tal abordagem reforça a tendência de aproveitamento da infraestrutura instalada, ao mesmo tempo em que introduz novas exigências técnicas relacionadas ao dimensionamento e coordenação das proteções, uma vez que o fluxo de potência deixa de ser unidirecional.

Além dessas alterações estruturais previstas na NT 020, o Módulo 3 do PRODIST estabelece requisitos adicionais quanto ao ponto de conexão da MMGD e proteções que devem ser implementadas nas subestações em função da potência instalada da geração distribuída. A Tabela 4 a seguir resume essas exigências, destacando a evolução dos dispositivos obrigatórios à medida que a potência da unidade de geração aumenta.

Tabela 4: Requisitos mínimos em função da potência instalada.

| EQUIPAMENTO                               | Potência Instalada |                               |                         |
|-------------------------------------------|--------------------|-------------------------------|-------------------------|
|                                           | < 10 kW            | 10 kW a 500 kW <sup>(4)</sup> | > 500 kW <sup>(4)</sup> |
| Elemento de desconexão <sup>(1)</sup>     | Sim                | Sim                           | Sim                     |
| Elemento de interrupção <sup>(2)</sup>    | Sim                | Sim                           | Sim                     |
| Transformador de acoplamento              | Não                | Sim                           | Sim                     |
| Proteção de sub e sobretensão             | Sim <sup>(3)</sup> | Sim <sup>(3)</sup>            | Sim                     |
| Proteção de sub e sobrefrequência         | Sim <sup>(3)</sup> | Sim <sup>(3)</sup>            | Sim                     |
| Proteção contra desequilíbrio de corrente | Não                | Não                           | Sim                     |
| Proteção contra desbalanço de tensão      | Não                | Não                           | Sim                     |
| Sobrecorrente direcional                  | Não                | Não                           | Sim                     |
| Sobrecorrente com restrição de tensão     | Não                | Não                           | Sim                     |

Fonte: ANEEL 2022 – o PRODIST Módulo 3.

Além das notas já mencionadas, destacam-se no módulo 3 do PRODIST as Notas (1) a (4), que complementam e detalham aspectos diretamente relacionados à Tabela 3. A Nota (1) estabelece a obrigatoriedade de uma chave seccionadora visível e acessível, garantindo a desconexão da central geradora durante manutenções no sistema da acessada. Já a Nota (2) trata do elemento de desconexão e interrupção automático, acionado por comando e/ou por proteção, reforçando a necessidade de maior confiabilidade operacional. A Nota (3) dispensa o uso de relés de proteção específicos, desde que exista um sistema eletroeletrônico capaz de detectar anomalias e atuar logicamente sobre o elemento de desconexão. Por fim, a Nota (4) impõe requisitos adicionais para conexões acima de 300 kW, prevendo o uso de proteção de subtensão e sobretensão nos secundários de um conjunto de transformadores em delta aberto, quando o lado da acessada do transformador de acoplamento não for aterrado.

Essas disposições reforçam a complexidade crescente das proteções conforme a potência instalada. À medida que a potência instalada aumenta, a complexidade das proteções também cresce, tornando necessário acrescentar equipamentos como dispositivos de seccionamento, relés, religadores e sistemas de supervisão. Esses recursos reforçam a confiabilidade, a seletividade e a segurança da interação entre a geração distribuída e a rede de distribuição, reduzindo riscos de falhas e interrupções e evidenciam as alterações pelas quais as subestações convencionais devem passar.

## 4.2 IMPACTOS TÉCNICOS E REGULATÓRIOS NAS SUBESTAÇÕES

Sob a ótica regulatória, enquanto as subestações convencionais seguem normas consolidadas de acesso, onde pode-se citar a ABNT 14039 e a NT 02 da Equatorial GO, aquelas que incorporam geração distribuída estão sujeitas a resoluções específicas da ANEEL, como a REN 1000 e REN 1059, NT 020 da Equatorial GO e complementarmente o módulo 3 do PRODIST, que estabelecem estudos técnicos complementares, certificação de equipamentos e regras de compensação de energia, refletindo a necessidade de garantir segurança e confiabilidade na integração com a rede.

Quanto aos impactos técnicos, nas subestações convencionais, o curto-circuito é definido exclusivamente pela contribuição da rede da concessionária, resultando em níveis estáveis e previsíveis de corrente de falta. Nessa condição, as funções de proteção de sobrecorrente temporizada e instantânea (50/51) geralmente são suficientes para garantir seletividade e confiabilidade.

Já nas subestações que integram geração distribuída, conforme disposto no Módulo 3 do PRODIST, os estudos básicos de responsabilidade do acessante devem contemplar tanto o ponto de conexão quanto a área de influência no sistema elétrico acessado. Entre os aspectos a serem avaliados destacam-se os níveis de curto-circuito, a capacidade dos disjuntores, barramentos, transformadores de instrumento e malhas de terra, bem como a adequação do sistema de proteção envolvido na integração das instalações do acessante e a revisão dos ajustes associados.

A variabilidade dos níveis de curto-circuito, resultante da participação de geradores e inversores conectados à rede, torna a coordenação das proteções mais complexa. Por essa razão, podem ser necessários estudos específicos de coordenação, bem como ajustes nos sistemas de controle de tensão e frequência, sobretudo em conexões de alta tensão. Nesses casos, além das funções de sobrecorrente (50/51), exige-se a utilizar relés digitais e recursos adicionais, como detecção de ilhamento e monitoramento da qualidade da energia. Nesse contexto, a Tabela 5 apresenta, segundo a NT 020 da Equatorial GO, os ajustes de proteção que devem ser incorporados aos sistemas, enquanto a Tabela 6 reúne as faixas de ajustes recomendadas para que os estudos estejam em conformidade com os requisitos da concessionária.

Essas medidas são fundamentais para assegurar a compatibilidade e a seletividade entre as proteções do acessante e da rede, evitando falhas de coordenação e garantindo a operação segura e contínua do sistema. No tópico seguinte, essa questão será aprofundada, com foco nos impactos da geração distribuída sobre os níveis de curto-circuito e na consequente influência sobre a seletividade das proteções.

Tabela 5: Funções de proteção para micro ou minigeração distribuída.

| REQUISITOS DE PROTEÇÃO                                  | POTÊNCIA INSTALADA DE GERAÇÃO                |                                              |                                              |
|---------------------------------------------------------|----------------------------------------------|----------------------------------------------|----------------------------------------------|
|                                                         | ≤ 75 kW                                      | > 75 kW e ≤ 500 kW                           | > 500 kW e ≤ 5 MW                            |
| Proteção de subtensão (27)                              | Sim <sup>(b)</sup>                           | Sim <sup>(b)</sup>                           | Sim <sup>(b)</sup>                           |
| Proteção de sobretensão (59)                            | Sim <sup>(b)</sup>                           | Sim <sup>(b)</sup>                           | Sim <sup>(b)</sup>                           |
| Proteção de subfrequência (81U)                         | Sim <sup>(c)</sup>                           | Sim <sup>(c)</sup>                           | Sim <sup>(c)</sup>                           |
| Proteção de sobrefrequência (81O)                       | Sim <sup>(c)</sup>                           | Sim <sup>(c)</sup>                           | Sim <sup>(c)</sup>                           |
| Proteção contra desequilíbrio de corrente (46)          | Sim <sup>(d)</sup>                           | Sim <sup>(d)</sup>                           | Sim <sup>(d)</sup>                           |
| Proteção contra reversão e desbalanço de tensão (47)    | Sim <sup>(e)</sup>                           | Sim <sup>(e)</sup>                           | Sim <sup>(e)</sup>                           |
| Proteção de sobrecorrente (50/51 e 50N/51N)             | Sim <sup>(f)</sup>                           | Sim <sup>(f)</sup>                           | Sim <sup>(f)</sup>                           |
| Proteção contra perda de rede (proteção anti-ilhamento) | Relé de detecção de ilhamento <sup>(g)</sup> | Relé de detecção de ilhamento <sup>(g)</sup> | Relé de detecção de ilhamento <sup>(g)</sup> |
| Check de sincronismo (25)                               | Sim <sup>(h)</sup>                           | Sim <sup>(h)</sup>                           | Sim <sup>(h)</sup>                           |
| Tempo de reconexão – temporizador (62)                  | Sim <sup>(i)</sup>                           | Sim <sup>(i)</sup>                           | Sim <sup>(i)</sup>                           |
| Proteção de Sobrecorrente com restrição de tensão (51V) | Não                                          | Não                                          | Sim <sup>(j)</sup>                           |
| Proteção de Sobrecorrente direcional (67-67N)           | Não                                          | Sim <sup>(k)</sup>                           | Sim <sup>(k)</sup>                           |
| Proteção direcional de potência (32)                    | Sim <sup>(l)</sup>                           | Sim <sup>(l)</sup>                           | Sim <sup>(l)</sup>                           |
| Proteção contra falha de disjuntor (50BF)               | Não                                          | Sim <sup>(m)</sup>                           | Sim <sup>(m)</sup>                           |
| Proteção LINHA VIVA / BARRA MORTA                       | Não                                          | Sim <sup>(n)</sup>                           | Sim <sup>(n)</sup>                           |

Fonte: Equatorial – GO, NT. 00020 Rev. 5, 2024.

Tabela 6: Ajustes recomendados das proteções para micro e minigeração.

| REQUISITO DE PROTEÇÃO                                                                                                                   | ESTÁGIO                                           | AJUSTES             | TEMPO MÁXIMO DE ATUAÇÃO |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|---------------------|-------------------------|
| Proteção de subtensão (27)                                                                                                              | 1º                                                | 0,8 p.u.            | 2,5 seg                 |
|                                                                                                                                         | 2º                                                | 0,5 p.u.            | 0,5 seg                 |
|                                                                                                                                         | 3º                                                | 0,2 p.u.            | Instantâneo             |
| Proteção de sobretensão (59)                                                                                                            | 1º                                                | 1,10 p.u.           | 1 seg                   |
|                                                                                                                                         | 2º                                                | 1,18 p.u.           | Instantâneo             |
| Proteção de subfrequência (81U)                                                                                                         | 1º                                                | 58,5 Hz             | 20 seg                  |
|                                                                                                                                         | 2º                                                | 57,5 Hz             | 5 seg                   |
|                                                                                                                                         | 3º                                                | 57 Hz               | Instantâneo             |
| Proteção de sobrefrequência                                                                                                             | 1º                                                | 62,5 Hz             | 10 seg                  |
| (81O)                                                                                                                                   | 2º                                                | 63 Hz               | Instantâneo             |
| Proteção de sobrecorrente (50/51)                                                                                                       | Conforme projeto aprovado no orçamento de conexão |                     |                         |
| Proteção de injeção de componente C.C ( $I_{c.c}$ ) na rede elétrica (sistemas com inversor sem transformador para separação galvânica) | Único                                             | $I_{c.c} > 0,5.I_n$ | 1 seg                   |

Fonte: Equatorial – GO, NT. 00020 Rev. 5, 2024 [12].

### 4.3 IMPACTOS NA COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE

Os dispositivos de proteção tradicionais em redes de distribuição convencionais são compostos por religadores, seccionalizadores, fusíveis, relés de proteção e disjuntores. A proteção é baseada em alguns princípios, tais como: fluxo de potência unidirecional, alta relação corrente de falta e corrente de carga, religadores automáticos, seletividade na operação e coordenação entre os equipamentos de proteção (SILVA, 2023).

A conexão de GD em redes de distribuição altera estes aspectos, na redistribuição do fluxo de potência, em sistemas tradicionais o fluxo de potência parte da fonte principal em sentido às cargas do alimentador em um único sentido, ante a inserção de GD, o sistema perde sua característica padrão de natureza radial, e consequentemente, a coordenação entre os elementos de proteção não pode se sustentar.

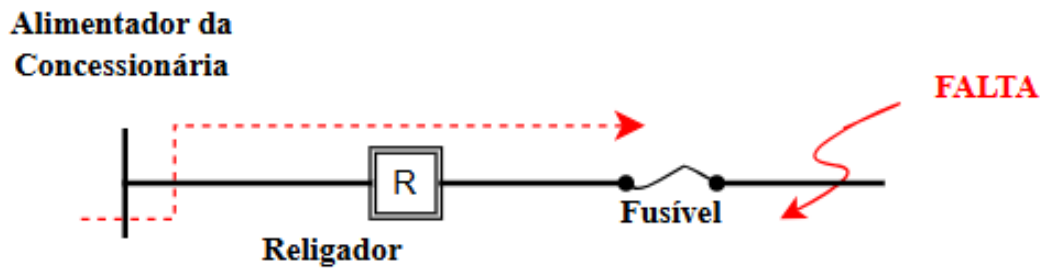
A coordenação e a seletividade das proteções constituem aspectos centrais para a confiabilidade dos sistemas elétricos, uma vez que garantem somente o dispositivo de proteção mais próximo ao ponto de falha atue, preservando a continuidade de serviço nos demais trechos da rede. Em sistemas radiais convencionais, onde há somente uma fonte de alimentação, esse princípio é estabelecido com relativa simplicidade, permitindo ajustes hierárquicos bem definidos entre disjuntores, religadores e fusíveis.

Com a inserção da geração distribuída, esse cenário torna-se mais complexo. A presença de múltiplas fontes de injeção de energia durante uma falta altera a dinâmica de contribuição de corrente, dificultando a manutenção da seletividade e aumentando a probabilidade de atuações indevidas ou simultâneas de dispositivos de proteção. Em outras palavras, uma falha que deveria ser isolada em um ponto específico da rede pode provocar desligamentos em áreas mais amplas, inclusive envolvendo a proteção da própria concessionária.

O principal impacto da GD nesse cenário é o aumento dos níveis de corrente de curto-circuito, fundamentais para a correta coordenação entre os dispositivos de proteção, pois ser a partir dessas correntes que eles são sensibilizados, ajustados e coordenados. Com a presença da GD, tanto as correntes de falta mínima quanto as máximas podem aumentar, ocasionando situações nas quais a proteção de retaguarda atue antes da proteção primária. É importante destacar que, embora a geração distribuída também traga outros impactos relevantes ao sistema elétrico, como variações de tensão, distorções harmônicas e questões de qualidade de energia, o aspecto mais diretamente relacionado à perda de coordenação e seletividade está ligado aos aumentos dos níveis de curto-circuito.

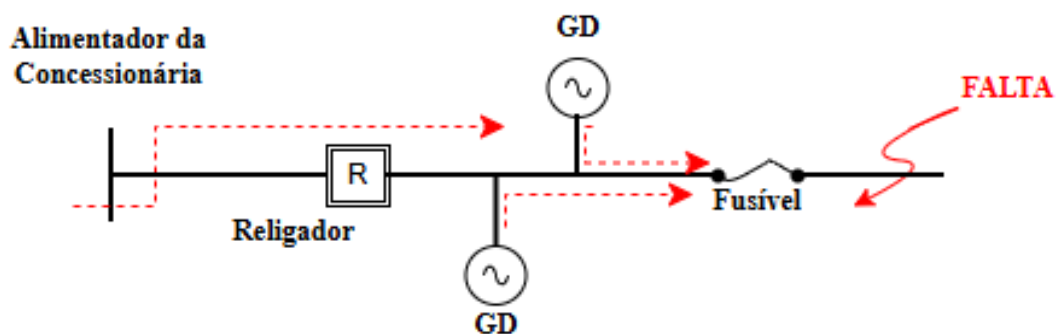
A comparação entre os cenários com e sem a presença da geração distribuída, ilustrada nas Figuras 12 e 13, evidencia claramente o acréscimo de corrente de curto-circuito no sistema. Enquanto no arranjo tradicional a contribuição provém exclusivamente do alimentador da concessionária, no cenário com GD observa-se a presença de uma nova fonte injetora, que eleva os níveis de corrente de falta. Esse aspecto reforça a diretriz já prevista nas normas técnicas, que estabelecem a necessidade de acréscimos nas funções de proteção e a realização de estudos detalhados de curto-circuito como condição essencial para a conexão segura da geração distribuída.

Figura 12: Corrente de curto-circuito sem Geração Distribuída.



Fonte: Autoria própria.

Figura 13: Corrente de curto-circuito com Geração Distribuída.



Fonte: Autoria própria.

De forma geral, o problema na coordenação e seletividade ocorre pelo fato de o sistema considerar parâmetros de pré-falta instantes antes de ocorrer a falha de curto circuito na rede elétrica. Nesse instante, principalmente quando a demanda das cargas é menor que a potência que está sendo gerada pela fonte de GD, já existe fluxo de corrente bidirecional, ou seja, a fonte externa injeta corrente no alimentador. Dessa forma, quando ocorre a falta em algum ponto da rede, os elementos do sistema de proteção são os primeiros a serem sensibilizados e acionados pela sobrecorrente, isso acontece antes mesmo de o inversor conseguir desconectar a GD. Esse fator é determinante para a perda da coordenação da proteção da rede, pois em cada ponto de inserção, pela lei dos nós de Kirchhoff, a corrente se soma, elevando ainda mais seu valor e dependendo da quantidade de pontos inseridos no sistema, o nível de curto-circuito pode causar fusão instantânea dos elementos do circuito e do sistema de proteção, eliminando completamente sua função (LEÃO, 2024).

## 5 ESTUDO DE CASO

Apresentados o desenvolvimento das fontes renováveis, da geração distribuída, suas regulamentações, e os desafios que esta forma de geração apresenta aos sistemas de distribuição elétrica, em principal as proteções secundárias das unidades consumidoras. Este capítulo tem por finalidade apresentar o desenvolvimento do estudo de caso proposto neste trabalho.

### 5.1 DESCRIÇÃO DO ESTUDO DE CASO

O estudo de caso que será desenvolvido baseia-se em uma análise dos dados de consumo de uma empresa do setor do agronegócio, enquadrada no Grupo A de consumidores de energia elétrica. O estudo realizado consiste primeiramente no dimensionamento de uma Minigeração Distribuída para compensação do consumo elétrico e, em um segundo momento, em realizar os cálculos dos níveis de curto circuito no ponto de entrega de energia da indústria, que corresponde à interface com a concessionária. Este estudo busca evidenciar os aumentos nos níveis de curto circuito devido à GD, para serem realizadas considerações sobre a influência da minigeração na rede elétrica. Os dados que serão apresentados no decorrer do desenvolvimento do estudo de caso foram fornecidos pela concessionária ENEL, responsável pelo fornecimento de energia na época da emissão do documento.

### 5.2 DIMENSIONAMENTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Figura 14 abaixo traz um breve histórico de consumo elétrico da indústria. Conforme apresentado na figura, a indústria possui um consumo elevado de energia nos períodos ponta e fora ponta, devido ao processo industrial da empresa ser contínuo. A GD que será dimensionada, trata-se de uma Usina Solar Fotovoltaica, projetada considerando o consumo energético registrado nos seguintes meses (FEV/19, MAR/19 e ABR/19).

Figura 14: Histórico de consumo em 2019.

| PERÍODO  | CONSUMO LIDO (kWh) |            |           | DEMANDA LIDA (kW) |            |           |
|----------|--------------------|------------|-----------|-------------------|------------|-----------|
|          | PONTA              | FORA PONTA | HOR. RES. | PONTA             | FORA PONTA | HOR. RES. |
| ABR / 19 | 8488,24            | 150613,80  | 20915,70  | 338,3880          | 649,7880   | 174,3840  |
| MAR / 19 | 4176,39            | 144956,70  | 20241,00  | 346,6920          | 629,0280   | 170,2320  |
| FEV / 19 | 9116,75            | 143347,80  | 21227,10  | 298,9440          | 606,1920   | 224,2080  |
| JAN / 19 | 0,00               | 157884,13  | 26905,83  | 53,9760           | 651,8640   | 359,1480  |
| DEZ / 18 |                    |            |           |                   |            |           |
| NOV / 18 | 287,00             | 148382,10  | 22680,30  | 24,9120           | 631,1040   | 332,1600  |
| OUT / 18 | 209,15             | 140441,40  | 20189,10  | 12,4560           | 693,3840   | 184,7640  |
| SET / 18 | 220,05             | 154817,70  | 21642,30  | 6,2280            | 712,0680   | 211,7520  |
| AGO / 18 | 385,09             | 155077,20  | 20189,10  | 190,9920          | 716,2200   | 215,9040  |
| JUL / 18 | 1460,46            | 141427,50  | 18216,90  | 232,5120          | 645,6360   | 232,5120  |
| JUN / 18 | 1374,31            | 139922,40  | 16659,90  | 238,7400          | 685,0800   | 228,3600  |
| MAI / 18 | 1330,19            | 137846,40  | 18320,70  | 215,9040          | 676,7760   | 271,9560  |

Fonte: ENEL-GO, adaptado pelo autor.

Vale ressaltar que o dimensionamento da usina foi realizado com base exclusivamente no consumo de energia no período fora ponta, totalizando um consumo trimestral de 146,306 kWh/mês e uma potência a ser instalada ( $P_g$ ) igual a 959,54 kWp. Esta escolha é justificada pela coincidência entre a geração solar e o horário fora ponta, maximizando o aproveitamento da energia gerada. É importante destacar também que a indústria possui um grupo de geradores síncronos para a realização de compensação de consumo elétrico no horário ponta e em situações adversas como falta de energia. Este grupo gerador não funciona em paralelismo com a rede da concessionária, possuindo uma chave de intertravamento que sempre será acionada em falta de energia e nos horários ponta, permitindo o dimensionamento da minigeração considerando somente o consumo fora ponta, sem fatores de ajustes.

$$P_g = \frac{C}{FC \times 24H \times 30 \text{ dias}} \times FA = \frac{146.306,1}{0,18 \times 24 \times 30} \times 0,75 = 959,54 \text{ kWp}$$

Sendo que:

- $P_g$ : Potência a ser instalada da minigeração distribuída (kWp);
- $C$ : Consumo medio mensal da unidade consumidora (kWh);
- $FC$ : Fator de capacidade da fonte de geração;
- $FA$ : Fator de ajuste previsto pela concessionária.

Essa metodologia permite dimensionar a potência fotovoltaica a partir do consumo médio da unidade, ponderando pelas condições de geração (fator de capacidade) e critérios de ajuste definidos pela concessionária, garantindo que o sistema esteja em conformidade técnica e regulatória. No presente trabalho, adotou-se para o fator de capacidade (FC) o valor de 0,18, correspondente a uma média representativa para sistemas fotovoltaicos no Brasil, considerando as condições de insolação típicas da região Centro-Oeste. Já para o fator de ajuste (FA), considerou-se o valor de 0,85.

Para o dimensionamento do sistema de minigeração distribuída, optou-se por utilizar os módulos fotovoltaicos do modelo Canadian Solar CS6W – 540MSA, e será empregado o inversor de alta tensão Sungrow SG125HV. As especificações técnicas detalhadas referentes às características desses equipamentos são apresentadas nas Tabelas 15 e 16.

Figura 15: Dados elétricos e características técnicas do módulo fotovoltaico Canadian Solar CS6W (modelos 535 a 560MS).

| ELECTRICAL DATA   STC*                                                                                              |                                                                            |         |         |         |         |         |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| CS6W                                                                                                                | 535MS                                                                      | 540MS   | 545MS   | 550MS   | 555MS   | 560MS   |
| Máx. Potência Nominal (P <sub>máx</sub> )                                                                           | 535 W                                                                      | 540 W   | 545 W   | 550 W   | 555 W   | 560 W   |
| Opt. Tensão Operacional (V <sub>mp</sub> )                                                                          | 41.1 V                                                                     | 41.3 V  | 41.5 V  | 41.7 V  | 41.9 V  | 42.1 V  |
| Opt. Corrente de Operação (I <sub>mp</sub> )                                                                        | 13.02 A                                                                    | 13.08 A | 13.14 A | 13.20 A | 13.25 A | 13.31 A |
| Tensão de Circuito Aberto (V <sub>oc</sub> )                                                                        | 49.0 V                                                                     | 49.2 V  | 49.4 V  | 49.6 V  | 49.8 V  | 50.0 V  |
| Corrente de Curto-Circuito (I <sub>sc</sub> )                                                                       | 13.85 A                                                                    | 13.90 A | 13.95 A | 14.00 A | 14.05 A | 14.10 A |
| Eficiência do Módulo                                                                                                | 20.9%                                                                      | 21.1%   | 21.3%   | 21.5%   | 21.6%   | 21.8%   |
| Temperatura de Operação                                                                                             | -40°C ~ +85°C                                                              |         |         |         |         |         |
| Tensão Máx. de Sistema                                                                                              | 1500V (IEC/UL) ou 1000V (IEC/UL)                                           |         |         |         |         |         |
| Desempenho antichamas do módulo                                                                                     | TYPE 1 (UL 61730 1500V) ou TYPE 2 (UL 61730 1000V) ou CLASSE C (IEC 61730) |         |         |         |         |         |
| Classificação máx. do fusível em série                                                                              | 25 A                                                                       |         |         |         |         |         |
| Classe de Proteção                                                                                                  | Classe II                                                                  |         |         |         |         |         |
| Tolerância de Potência                                                                                              | 0 ~ + 10 W                                                                 |         |         |         |         |         |
| * Sob Condições Padrões de Teste (STC) de irradiância de 1000 W/m², espectro M 1.5 e temperatura da célula de 25°C. |                                                                            |         |         |         |         |         |

Fonte: CANADIAN SOLAR, 2024.

Figura 16: Dados elétricos e características técnicas do inversor Sungrow.

|                                                         |                                        |
|---------------------------------------------------------|----------------------------------------|
| Type designation                                        | SG125HV                                |
| Input (DC)                                              |                                        |
| Max. PV input voltage                                   | 1500 V                                 |
| Min. PV input voltage / Start-up input voltage          | 860 V / 920 V                          |
| Nominal PV input voltage                                | 1050 V                                 |
| MPP voltage range                                       | 860 – 1450 V                           |
| MPP voltage range for nominal power                     | 860 – 1250 V                           |
| No. of independent MPP inputs                           | 1                                      |
| No. of DC inputs                                        | 1                                      |
| Max. PV input current                                   | 148 A                                  |
| Max. DC short-circuit current                           | 250 A                                  |
| Output (AC)                                             |                                        |
| AC output power                                         | 125 kVA @ 50 °C                        |
| Max. AC output current                                  | 120 A                                  |
| Nominal AC voltage                                      | 3 / PE, 600 V                          |
| AC voltage range                                        | 480 – 690 V                            |
| Nominal grid frequency / Grid frequency range           | 50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz |
| THD                                                     | < 3 % (at nominal power)               |
| DC current injection                                    | < 0.5 % I <sub>n</sub>                 |
| Power factor at nominal power / Adjustable power factor | > 0.99 / 0.8 leading - 0.8 lagging     |
| Feed-in phases / connection phases                      | 3 / 3                                  |
| Efficiency                                              |                                        |
| Max. efficiency / European efficiency                   | 98.9% / 98.7%                          |
| CEC efficiency                                          | 98.5%                                  |

Fonte: SUNGROW, 2019.

## 5.2.1 MEMORIAL DE CÁLCULO DIMENSIONAMENTO DA UFV

### 1) A quantidade de módulos da minigeração:

$$Q_m = \frac{P_g}{P_i} = \frac{959,54 \text{ kW}}{0,54 \text{ kW}} = 1.777 \text{ módulos}$$

Sendo que:

- $Q_m$ : quantidade de módulos;
- $P_g$ : potência a ser instalada da minigeração distribuída (kWp);
- $P_i$ : potencia dos módulos solar.

### 2) A quantidade de módulos da minigeração:

$$N_i = \frac{P_g}{AC \text{ output power}} \frac{959,54}{125} = 7,67 \rightarrow 8 \text{ inversores}$$

Sendo que:

- $N_i$ : número de inversores;
- $P_g$ : potência a ser instalada da minigeração distribuída (kWp);
- $AC \text{ output power}$ : potência nominal de saída do inversor.

### 3) Número de módulos por inversor:

$$M_i = \frac{Q_m}{N_i} = \frac{1.777}{8} \cong 224 \text{ módulos por inversor}$$

Sendo que:

- $M_i$ : módulos por inversor;
- $Q_m$ : quantidade de módulos;
- $N_i$ : número de inversores.

Por tentativa e erro, buscando valores que se encaixassem dentro da faixa da MPPT os arranjos dos módulos será defino como sendo 8 strings  $\times$  28 módulos.

### 4) Tensão ( $V_{mp}$ ) por string:

$$V_{mp \text{ string}} = M_s \times V_{mp} = 28 \times 41V = 1.148V$$

Sendo que:

- $V_{mp\ string}$ : tensão de operação máxima da string;
- $M_s$ : quantidade de módulos em cada string;
- $V_{mp}$ : tensão de operação em ponto de máxima potência de cada módulo fotovoltaico.

Conforme apresenta o datasheet do inversor  $V_{mp\ string} = 1.148V$  está dentro da faixa da MPPT (860V – 1.450V).

### 5) Tensão de circuito aberto (Voc) por string:

$$V_{oc\ string} = M_s \times V_{oc} = 28 \times 49,2V = 1.377,6V$$

Sendo que:

- $V_{oc\ string}$ : tensão de circuito aberto da string;
- $M_s$ : quantidade de módulos em cada string;
- $V_{oc}$ : tensão de circuito aberto de cada módulo fotovoltaico.

Conforme apresenta o datasheet do inversor  $V_{oc\ string} = 1.377V$  está abaixo do limite máximo de 1500V.

### 6) Corrente total na entrada DC (Strings em paralelo):

$$I_{string} = 13,08\ A$$

$$I_{total} = N_s \times I_{string} = 8 \times 13,08A = 104,64A$$

Sendo que:

- $I_{string}$ : corrente por string;
- $I_{total}$ : corrente total na entrada DC do inversor;
- $N_s$ : número de strings.

Conforme apresenta o datasheet do inversor  $I_{total} = 104,64$  está abaixo do limite máximo de 148A.

### 7) Potência total em DC por inversor e Razão DC/AC:

$$P_{DC} = M_I \times P_i = 224 \times 540W = 120.96kW$$

$$\frac{P_{DC}}{P_{AC}} = \frac{120,96}{125} = 0,9677 \cong 0,97$$

Sendo que:

- $P_{DC}$ : potencial total de saída em corrente contínua;
- $M_i$ : módulos por inversor;
- $P_i$ : potencia dos módulos solar.
- $P_{AC}$ : potencial total de saída em corrente alternada;

A relação  $P_{DC}/P_{AC} = 0,97$  está dentro dos valores aceitáveis do inversor.

A Tabela 8 abaixo apresenta a disposição dos módulos e como serão configurados seus arranjos.

Tabela 7: Configuração dos arranjos fotovoltaicos.

| <b>Arranjos Fotovoltaicos – 1 a 8</b>  |            |
|----------------------------------------|------------|
| <b>PARALELO x SÉRIE</b>                | 8 x 28     |
| <b>Corrente circuito aberto total</b>  | 105,44 A   |
| <b>Tensão de curto-circuito total</b>  | 1.377 V    |
| <b>Tensão de máxima potência total</b> | 1.148 V    |
| <b>Potência total do arranjo</b>       | 120,96 kWp |

Fonte: Autoria própria.

### 5.3 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DA INDÚSTRIA

Conforme estabelece o módulo 3 do PROSIT, para a realização do estudo de caso, faz-se necessário o conhecimento dos dados fornecidos pela concessionária e dos componentes presentes na rede elétrica em questão. As Tabelas 8 e 9 apresentam os níveis de curto-circuito e as impedâncias do ponto de entrega de energia, sintetizando a contribuição do alimentador da concessionária. A indústria é atendida com uma tensão de fornecimento de 34,5 kV, possui uma carga instalada de 2.500 kVA e uma demanda contratada de 750 kVA. O fornecimento de energia é realizado pelo alimentador SE DAIA – CIRC 31. O sistema elétrico conta com um transformador abaixador de 2.500 kVA, conforme apresentado na Tabela 10.

Tabela 8: Correntes de curto circuito da concessionária.

| <b>Correntes de curto circuito simétrica (A)</b> |               |                 |               |                              |
|--------------------------------------------------|---------------|-----------------|---------------|------------------------------|
| $I_{CC3\phi}$                                    | $I_{CC2\phi}$ | $I_{CC2\phi T}$ | $I_{CC1\phi}$ | $I_{CC1\phi min}^{40\Omega}$ |
| 641,54A                                          | 555,59A       | 630,08A         | 399,89A       | 255,22A                      |

Fonte: ENEL-GO, adaptado pelo autor.

Tabela 9: Impedância da concessionária.

| <b>Local – Barra SE Enel (Daia Anápolis)</b> |                                 |              |                                 |                                 |              |
|----------------------------------------------|---------------------------------|--------------|---------------------------------|---------------------------------|--------------|
| <b>Sequência positiva/negativa</b>           |                                 |              | <b>Sequência zero</b>           |                                 |              |
| <b>R1 (<math>\Omega</math>)</b>              | <b>X1 (<math>\Omega</math>)</b> | <b>X1/R1</b> | <b>R0 (<math>\Omega</math>)</b> | <b>X0 (<math>\Omega</math>)</b> | <b>X0/R0</b> |
| 23,2317                                      | 20,5979                         | 0,887        | 28,9189                         | 87,8263                         | 3,037        |

Fonte: ENEL-GO, adaptado pelo autor.

Tabela 10: Transformador de Potência na UC – TR1.

| <b>Transformador de Potência Abaixador da Unidade Consumidora</b> |           |
|-------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Fabricante</b>                                                 | WEG       |
| <b>Quantidade</b>                                                 | 1         |
| <b>Tensão MT</b>                                                  | 34,5 kV   |
| <b>Tensão BT</b>                                                  | 13,8 kV   |
| <b>Potência Nominal</b>                                           | 2.500 kVA |
| <b>Grupo de Ligação</b>                                           | Dyn1      |
| <b>Impedância Z1%</b>                                             | 6         |

Fonte: Manual do fabricante, adaptado pelo autor.

Conforme indica a Tabela 4 deste trabalho, na NT. 020 da Equatorial GO, é previsto o uso de transformador de acoplamento como requisito mínimo em conexão de geração distribuída para faixas maiores de potência (acima de 75 kW). Tendo em vista que o sistema de minigeração distribuída dimensionado para a indústria possui uma potência a ser instalada igual a 959,54 kWp, será incrementado na interface de conexão da indústria com a MMGD um transformador de acoplamento, apresentado na Tabela 11 abaixo.

Tabela 11: Transformador de Potência da Usina Solar Fotovoltaica – TR2.

| <b>Transformador de Potência da Usina Solar Fotovoltaica</b> |                    |
|--------------------------------------------------------------|--------------------|
| <b>Fabricante</b>                                            | Siemens            |
| <b>Quantidade</b>                                            | 1                  |
| <b>Tensão MT</b>                                             | 13,8 kV +/- 2x2,5% |
| <b>Tensão BT</b>                                             | 0,6 kV             |
| <b>Potência Nominal</b>                                      | 1000 kVA - NA      |
| <b>Grupo de Ligação</b>                                      | Ynd1               |
| <b>Impedância Z1=Z0%</b>                                     | 5,5                |

Fonte: Manual do fabricante, adaptado pelo autor.

As impedâncias da rede da concessionária, dos transformadores e dos cabos foram previamente fornecidas pelos respectivos fabricantes e pela distribuidora de energia. No entanto, a impedância do inversor não foi disponibilizada diretamente, sendo necessário estimá-la a partir dos dados de ensaio de curto circuito informados no datasheet do equipamento, apresentados na Tabela 12 abaixo.

Tabela 12: Dados de curto-circuito do inversor SG125HV.

| <b>Inversor SG12HV</b>                             |                                     |
|----------------------------------------------------|-------------------------------------|
| <b>Corrente nominal</b>                            | $I_p = 120,28 \text{ A}$            |
| <b>Pico de corrente cc</b>                         | $I_p = 200,00 \text{ A}$            |
| <b>Valor RMS da corrente cc simétrica inicial</b>  | $I_{cc} = 170,00 \text{ A}$         |
| <b>Valor RMS da corrente cc simétrica em 100ms</b> | $I_{cc_{100ms}} = 120,00 \text{ A}$ |

Fonte: Manual do usuário SG125HV, adaptado pelo autor.

A impedância do inversor pode ser encontrada com as seguintes equações:

$$|Z| = \frac{V}{\sqrt{3} \times I} = \sqrt{X^2 + R^2}$$

Sendo que:

- $|Z|$ : módulo da impedância de carga por fase ( $\Omega$ );
- $V$ : tensão de linha (V);
- $I$ : corrente de linha (A).
- $R$ : resistência
- $X$ : reatância

Para a estimativa da impedância equivalente do inversor, será utilizado o valor RMS da corrente de curto circuito simétrica em 100 ms, conforme especificado no datasheet do equipamento. Além disso, será considerada a relação  $X/R = 9,8$  fornecida pelo fabricante do inversor e uma tensão igual a 600 V (lado de baixa tensão do TR2), conforme apresenta a Tabela 12. Substituindo na equação, tem-se:

$$|Z| = \frac{600}{\sqrt{3} \times 120} = 2,8861$$

Explicitando  $R$  na equação  $|Z| = \sqrt{X^2 + R^2}$ , valor da relação  $X/R = 9,8$  e aplicando na equação 1. Tem-se:

$$(2,8861)^2 = (\sqrt{9,8^2 + R^2})^2$$

Realizando os cálculos:  $R = 0,293$  e  $X = 2,871$ . Portanto, a impedância do inversor é igual a  $Z = 0,293 + j2,871 \Omega$ . Agora que a impedância do inversor foi calculada, para facilitar a visualização e análise das características elétricas do sistema, a Tabela 14 apresenta o resumo das impedâncias equivalentes dos principais componentes envolvidos na conexão da geração distribuída.

Com base nos equipamentos apresentados anteriormente, na Tabela 13 abaixo, o resumo das impedâncias utilizadas na modelagem da rede elétrica é apresentado.

Tabela 13: Resumo das impedâncias dos equipamentos da rede elétrica da indústria.

| <b>Impedâncias da rede elétrica da indústria</b> |                                                                      |
|--------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|
| <b>Concessionária</b>                            | $Z1 = 23,2317 + j20,5979 \Omega$<br>$Z0 = 28,9189 + j87,8263 \Omega$ |
| <b>Transformador de entrada – TR1</b>            | $Z1\% = Z0\% = 6\%$                                                  |
| <b>Cabo MT EPR p/ 140m</b>                       | $Z = (0,668 + 0,165) \Omega/\text{Km}$                               |
| <b>Transformador da UFV – TR2</b>                | $Z1\% = Z0\% = 5,5\%$                                                |
| <b>Inversor Sungrow – SG125HV</b>                | $Z = 0,293 + j2,871 \Omega$                                          |

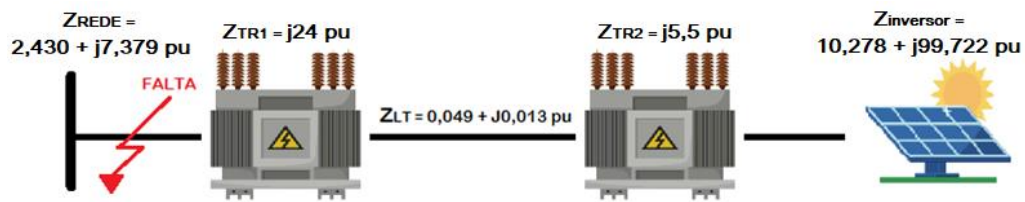
Fonte: Autoria própria.

Vale ressaltar que as cargas elétricas da indústria não contribuem para o aumento das correntes de curto-circuito no ponto de estudo. Isso ocorre porque o sistema elétrico industrial é composto por múltiplos transformadores e, conforme previsto nas normas técnicas aplicáveis, esses transformadores possuem dispositivos de seccionamento em seus primários, como chaves seccionadoras. Dessa forma, em condições de contingência ou durante manobras operacionais, as cargas são automaticamente isoladas do barramento, impedindo que participem do fornecimento de corrente de falta. Assim, somente as fontes efetivamente conectadas, como a concessionária e a geração distribuída, influenciam no cálculo das correntes de curto circuito no ponto de entrega de energia.

## 5.4 CORRENTES DE CURTO CIRCUITO SOBRE INFLUÊNCIA DA MINIGERAÇÃO

Para estimar corretamente a intensidade das correntes de curto-circuito e garantir que os dispositivos de proteção e a infraestrutura da rede sejam adequadamente dimensionados, é fundamental considerar as impedâncias elétricas do sistema. A Figura 17 traz uma representação do trecho do sistema elétrico considerado para a realização dos cálculos de curto-circuito.

Figura 17: Diagrama unifilar das impedâncias do sistema elétrico da indústria.



Fonte: Autoria própria.

A fim de garantir o correto dimensionamento dos dispositivos de proteção, é necessário realizar os cálculos das correntes de curto-circuito em pontos estratégicos da rede elétrica. Porém, neste estudo, o foco principal é avaliar o acréscimo de corrente de curto circuito no ponto de entrega de energia da unidade consumidora, causado pela inserção da geração distribuída fotovoltaica. Para isso, considera-se inicialmente o cenário sem a presença da geração, obtendo-se os níveis de corrente de curto circuito somente com a contribuição da rede da concessionária. Em seguida, realiza-se uma nova análise contemplando a contribuição do inversor da usina solar, conectado à rede por meio de seus transformadores de acoplamento e demais impedâncias associadas.

Admitindo que o sistema se encontra em regime permanente senoidal equilibrado, com tensões e correntes simétricas de sequência positiva de fase, antes do aparecimento da falta. A análise de curto-circuito pode ser facilitada com a utilização do Teorema de Thevenin, que permite a simplificação do sistema por um circuito equivalente composto por uma fonte de tensão em série com uma impedância equivalente vista a partir do ponto de falta (SATO, 2014). Para facilitar a análise e comparação entre os componentes do sistema elétrico que operam em diferentes níveis de tensão, será adotado o sistema por unidade – PU.

A seta em vermelho na Figura 17 indica o ponto da rede elétrica onde será calculado o nível de corrente de curto-circuito, com o objetivo de avaliar o impacto da geração distribuída sobre o sistema. Esse ponto representa o local de entrega de energia pela concessionária e, portanto, é estratégico para a análise comparativa entre os cenários com e sem a contribuição da usina fotovoltaica.

#### 5.4.1 MUDANÇA DE BASE PARA UNIDADE P.U

Para transformadores, a impedância percentual é normalmente fornecida em placa, e pode ser convertida em PU dividindo este valor por 100:

$$Z_{pu} \frac{\%Z}{100}$$

Se for necessário converter entre bases diferentes:

$$Z_{pu\ novo} = Z_{pu\ velho} \times \left( \frac{V_{base\ velha}}{V_{base\ nova}} \right)^2 \times \frac{S_{base\ nova}}{S_{base\ velha}}$$

A impedância da linha pode ser calculada com base na impedância por km e o comprimento da linha e aplica a seguinte formula:

$$Z_{pu} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{base}}$$

$$\text{Sendo que: } Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}}$$

Para as mudanças de base das impedâncias do sistema elétrico da indústria, a potência base ( $S_{base\ nova}$ ) será igual a 100 MVA, já a tensão base ( $V_{base\ nova}$ ), permanecerá a mesma dos equipamentos, tendo em vista que todos os trechos da rede elétrica se encontram com tensões de mesmo nível.

#### 1) Mudança de base da impedância da concessionária $Z_{rede}$ :

$$Z_{base} = \frac{(34,5 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6} = 11,9025$$

$$Z1_{rede\ pu} = Z2_{rede\ pu} = \frac{23,232 + j20,598}{11,9025} = 1,952 + j1,731\ pu$$

$$Z0_{rede\ pu} = \frac{28,9189 + j87,8263}{11,9025} = 2,430 + j7,379\ pu$$

#### 2) Mudança de base da impedância da Transformador de entrada TR1:

$$Z1_{TR1\ pu} = Z2_{TR1\ pu} = Z0_{TR1\ pu} = 0,06 \times \frac{100}{2,5} = j2,4\ pu$$

#### 3) Mudança de base da impedância dos cabos $Z_{LT}$ :

$$Z_{LT} = (0,668 + j0,165) \times 0,14 = 0,093 + j0,023\ \Omega$$

$$Z_{base} = \frac{(13,8 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6} = 1,9044$$

$$Z1_{LT} = Z2_{LT} = Z0_{LT} = \frac{0,093 + j0,023}{1,9044} = 0,049 + j0,012\ pu$$

#### 4) Mudança de base da impedância da Transformador de entrada TR2:

$$Z1_{TR2\ pu} = Z2_{TR2\ pu} = Z0_{TR2\ pu} = 0,05 \times \frac{100}{1} = j5,5\ pu$$

#### 5) Mudança de base da impedância do inversor $Z_{inversor}$ :

$$Z_{base} = \frac{(0,6 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6} = 3,6 \times 10^{-3}$$

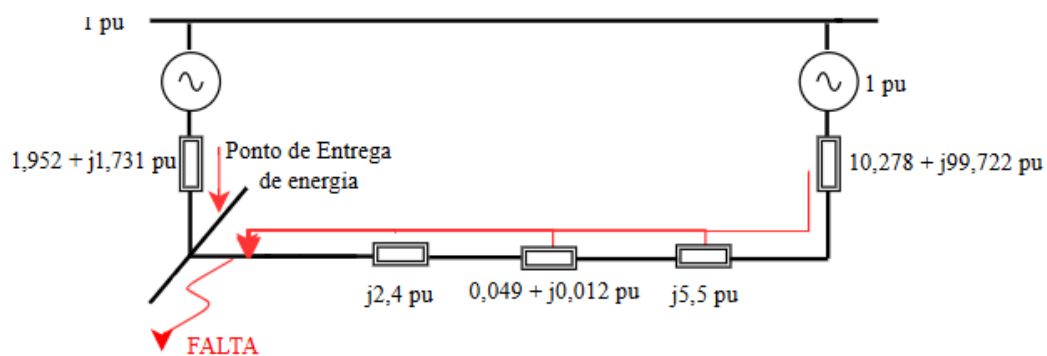
$$Z1_{inv.} = Z2_{inv.} = Z0_{inv.} = \frac{0,037 + j99,722}{3,6 \times 10^{-3}} = 10,278 + j99,722\ pu$$

### 5.4.2 MEMORIAL DOS CALCULOS DOS NIVEIS DE CURTO CIRCUITO COM UFV

Calculadas as impedâncias dos elementos do sistema e convertidas para a unidade p.u., o próximo passo consiste na aplicação do Teorema de Thévenin. Esse teorema permite simplificar o circuito elétrico em análise para um equivalente de tensão e impedância, visto do ponto de falta, facilitando a determinação das correntes de curto circuito.

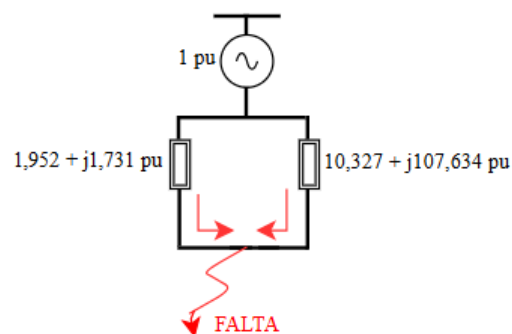
A Figura 18 apresenta a representação do sistema elétrico com as impedâncias individualizadas em p.u., incluindo os pontos de aplicação da falta. Já a Figura 19 mostra a redução do sistema pelo Teorema de Thévenin, onde as impedâncias em série foram somadas, resultando no equivalente a ser utilizado nos cálculos de curto-circuito.

Figura 18: Representação do sistema elétrico equivalente SEQUÊNCIA POSITIVA com as impedâncias em pu e pontos de aplicação da falta.



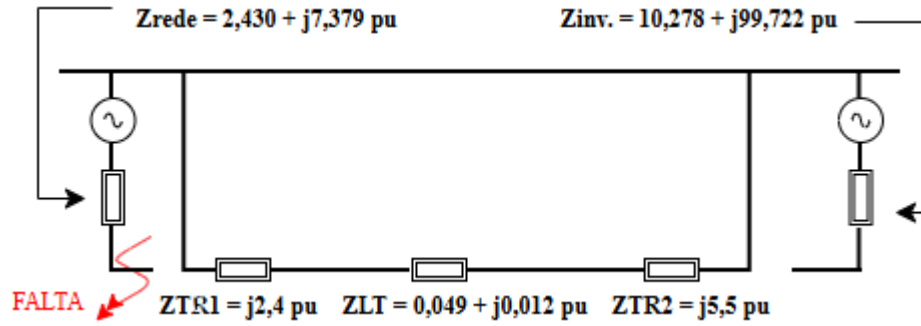
Fonte: Autoria própria.

Figura 19: Redução do sistema pelo Teorema de Thévenin, com a soma das impedâncias em série para cálculo das correntes de curto-circuito.



Fonte: Autoria própria.

Figura 20: Representação do sistema elétrico equivalente SEQUÊNCIA NEGATIVA com as impedâncias em pu e pontos de aplicação da falta.



Fonte: Autoria própria

As expressões matemáticas utilizadas neste trabalho, foram retiradas de Mamede (2019), que apresenta de forma consolidada os modelos de cálculo de correntes de curto circuito.

- Corrente base ( $I_b$ ):

$$I_b = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} \times V_{base}}$$

- Curto-circuito trifásico (FFF):

$$I_{cc3\phi} = \frac{1}{|Z_{th}|} \times I_b$$

- Curto-circuito bifásico (FF):

$$I_{cc2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{cc3\phi}$$

- Curto-circuito monofásico (FT):

$$I_{cc1\phi} = \frac{3}{|Z_1 + Z_2 + Z_0|} \times I_b$$

- Curto-circuito monofásico mínimo ( $FT_{min}$ ):

$$I_{cc1\phi min} = \frac{3}{|Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f|} \times I_b$$

Onde  $Z_1$ ,  $Z_2$  e  $Z_0$  são respectivamente, as impedâncias de sequência positiva, negativa e zero do sistema. E  $Z_f$  a impedância de falta utilizada pela concessionária no ponto de entrega de energia para realização dos cálculos de curto circuito mínimos, igual a  $40 \Omega$ .

### 3.1) Cálculo da corrente de base:

$$I_b = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 34,5 \times 10^3} = 1673,479 \text{ A}$$

### 3.2) Cálculo da corrente de curto-circuito trifásico:

$$I_{cc3\phi} = \frac{1}{Z_{th}} \times I_b$$

Sendo que  $Z_{th}$ :

$$Z_{th} = \frac{(1,952 + j1,731) \times (10,327 + j107,634)}{(1,952 + j1,731) + (10,327 + j107,634)} = 1,890 + j1,731 \text{ pu}$$

$$I_{cc3\phi} = \frac{1673,479}{|1,890 + j1,731|} = 652,94 \text{ A}$$

### 3.3) Cálculo da corrente de curto-circuito bifásico:

$$I_{cc2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{cc3\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 652,94 = 565,46 \text{ A}$$

### 3.4) Cálculo da corrente de curto-circuito monofásico:

$$I_{cc1\phi} = \frac{3}{|Z_1 + Z_2 + Z_0|} \times I_b$$

Sendo que  $Z_1 = Z_2 = Z_{th}$  e  $Z_0 = 2,430 + j7,379 \text{ pu}$ :

$$I_{cc1\phi} = \frac{3 \times 1673,479}{|2 \times (1,890 + j1,731) + (2,430 + j7,379)|} = 401,84 \text{ A}$$

### 3.1) Cálculo da corrente de curto-circuito monofásico mínimo:

$$I_{cc1\phi min} = \frac{3 \times 1673,479}{|2 \times (1,890 + j1,731) + (2,430 + j7,379) + (10,08)|} = 256,57 \text{ A}$$

Sendo que  $Z_1 = Z_2 = Z_{th}$ ,  $Z_0 = 2,430 + j7,379 \text{ pu}$  e  $Z_f = 40\Omega = 3,36 \text{ pu}$ :

Com base nos cálculos realizados, a Tabela 14 apresenta os valores obtidos das correntes de curto-circuito.

Tabela 14: Correntes de curto-circuito no ponto de entrega de energia.

| Tipo de curto-circuito              | Primário TR1 |
|-------------------------------------|--------------|
| Trifásico – FFF                     | 652,94 A     |
| Bifásico – FF                       | 565,46 A     |
| Monofásica terra - FT               | 401,83 A     |
| Monofásica terra mínimo- $FT_{min}$ | 256,57 A     |

Fonte: Autoria própria.

## 6 ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE SUBESTAÇÕES CONVENCIONAIS E SUBESTAÇÕES COM GD

Neste capítulo é realizada uma análise comparativa entre subestações convencionais e subestações com geração distribuída, destacando as principais diferenças quanto aos requisitos técnicos, aspectos regulatórios e procedimentos de operação e manutenção. A comparação busca evidenciar os impactos da presença da GD sobre os níveis de curto-circuito, a seletividade das proteções e as adequações normativas necessárias para garantir a confiabilidade e a segurança do sistema elétrico.

### 6.1 TABELA COMPARATIVA: REQUISITOS TÉCNICOS

Tabela 15: Comparativos dos requisitos técnicos Subestação convencional x Subestação com GD.

| Aspecto                             | Subestação Convencional                                               | Subestação com Geração Distribuída                                                                |
|-------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Fluxo de potência</b>            | Unidirecional (da concessionária para as cargas).                     | Bidirecional, podendo injetar e consumir energia da rede elétrica.                                |
| <b>Níveis de curto-circuito</b>     | Estáveis e previsíveis, definidos apenas pela rede da concessionária. | Variáveis, influenciados pela contribuição dos inversores e geradores locais.                     |
| <b>Dispositivos de proteção</b>     | Funções básicas 50/51 (sobrecorrente temporizada e instantânea)       | Exige proteções adicionais: 27, 59, 81U, 81°, 46,47, 67, 67N, anti-ilhamento e supervisão remota. |
| <b>Coordenação e Seletividade</b>   | Simples, com hierarquia bem definida entre disjuntores e fusíveis     | Complexa, requer estudos específicos de seletividade e ajustes dinâmicos.                         |
| <b>Transformador de acoplamento</b> | Convencional, sem necessidade de isolamento de neutro específico.     | Deve possuir configuração adequada ( $\Delta$ -Y, aterramento controlado, proteção de neutro).    |
| <b>Sistema de medição</b>           | Convencional, medição unidirecional                                   | Medição bidirecional (energia consumida e injetada).                                              |
| <b>Controle e supervisão</b>        | Local, com atuação manual ou automática básica.                       | Supervisão digital e comunicação permanente com o sistema da concessionária.                      |
| <b>Estudos necessários</b>          | Cálculo de curto-circuito e coordenação de proteção local.            | Estudos adicionais: fluxo reverso, qualidade de energia, ilhamento e estabilidade.                |

Fonte: Autoria própria.

## 6.2 TABELA COMPARATIVA: ASPECTOS REGULATÓRIOS

Tabela 16: Comparativos dos aspectos regulatórios de Subestação convencional x Subestação com GD.

| <b>Aspecto Regulatório / Normativo</b> | <b>Subestação Convencional</b>                                | <b>Subestação com Geração Distribuída</b>                                                                         |
|----------------------------------------|---------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Principais normas aplicáveis</b>    | ABNT NBR 14039, ABNT NBR 5410 e NT. 02 da Equatorial GO       | Modulo 3 do PRODIST, REN 1000 E 1059 da ANEEL, e NT. 020 da Equatorial GO                                         |
| <b>Procedimento de acesso</b>          | Baseados em padrões consolidados de entrada e medição.        | Requer estudos de acesso e parecer técnico de conexão.                                                            |
| <b>Responsabilidade técnica</b>        | Compartilhada entre acessante e acessada                      | Limitada à unidade consumidora.                                                                                   |
| <b>Crítérios de proteção</b>           | Estabelecidos pela concessionária conforme potência de carga. | Devem atender aos requisitos mínimos de interface e desconexão automática (PRODIST Módulo 3).                     |
| <b>Certificação de equipamentos</b>    | Segue normas da ABNT e requisitos de ensaio típicos.          | Exige certificação de inversores, sistemas anti-ilhamento e interface de proteção homologada pela concessionária. |
| <b>Compensação de energia</b>          | Não aplicável.                                                | Regida pela Lei 14.300/2022 e REN 1000 e 1059/2023                                                                |
| <b>Inspeção e comissionamento</b>      | Avaliação única no ato de energização                         | Exige ensaio funcional, verificação de interface e relatório técnico de conformidade.                             |
| <b>Acesso à rede</b>                   | Simples, com análise de carga e proteção.                     | Deve comprovar compatibilidade técnica e estabilidade com o sistema da distribuidora.                             |

Fonte: Autoria própria.

## 6.3 TABELA COMPARATIVA: OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

Tabela 17: Comparativos entre operação e manutenção de Subestação convencional x Subestação com GD.

| <b>Aspecto Operacional/ Manutenção</b> | <b>Subestação Convencional</b>       | <b>Subestação com Geração Distribuída</b>                              |
|----------------------------------------|--------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|
| Operação do sistema                    | Fluxo previsível e controle local    | Necessita sincronismo com a rede e coordenação remota.                 |
| Monitoramento                          | Manual ou por supervisão local.      | Automático, com telemetria e comunicação via protocolo de comunicação. |
| Paralelismo com a rede                 | Não aplicável.                       | Permitido apenas com sistemas de supervisão e proteção adequados.      |
| Desligamento e religamento             | Executados pelo operador da unidade. | Devem obedecer logica de desconexão automática e reconexão controlada. |

|                        |                                            |                                                                           |
|------------------------|--------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|
| Treinamento de pessoal | Foco em operação e manutenção básica.      | Exige equipe qualificada para operação de inversores e sistemas digitais. |
| Planos de manutenção   | Intervalos fixos e inspeções periódicas.   | Manutenção preditiva e análise contínua via sistema de supervisão.        |
| Gestão de falhas       | Localizada, com rápida identificação.      | Requer análise de causa envolvendo interface GD-rede.                     |
| Segurança operacional  | Alta previsibilidade e baixa complexidade. | Maior complexidade devido à presença de múltiplas fontes de energia.      |

Fonte: Autoria própria.

#### 6.4 VARIAÇÃO PERCENTUAL NAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

A inserção de sistemas de geração distribuída, como usinas fotovoltaicas, altera o comportamento elétrico do sistema no ponto de conexão, podendo modificar significativamente os níveis de corrente de curto-circuito. Essa variação ocorre em função da contribuição adicional de corrente fornecida pelos inversores durante faltas, o que pode impactar diretamente a coordenação e o dimensionamento dos dispositivos de proteção.

Neste estudo, a análise concentra-se especificamente no ponto de entrega de energia da instalação, sendo avaliada apenas a corrente de curto-circuito trifásica, por serem as condições de correntes mais severas e também pelo fato da contribuição de inversores fotovoltaicos para as correntes de curto-circuito difere das fontes síncronas convencionais, pois sua injeção de corrente é rigidamente limitada e controlada eletronicamente.

Conforme a IEEE 1547-2018, esses equipamentos praticamente não fornecem correntes de sequência negativa e zero, já que não possuem acoplamento eletromagnético ou caminho físico para circulação de componentes homopolares. A IEC 60909-0 reforça essa abordagem ao modelar conversores como fontes que contribuem apenas com corrente equilibrada e predominantemente de sequência positiva. No Brasil, o Submódulo 3.7 do ONS adota premissas equivalentes, tratando unidades conversoras como fontes com impacto mínimo sobre as componentes assimétricas do sistema.

Para quantificar essa influência, utiliza-se o índice percentual de variação da corrente de curto-circuito, conforme a equação abaixo:

$$\Delta I_{cc}\% = \frac{I_{cc-com\ a\ UFV} - I_{cc-sem\ a\ UFV}}{I_{cc-sem\ a\ UFV}} = \frac{652,94 - 641,54}{641,54} = 0,018\%$$

Sendo que:

- $\Delta I_{cc}\%$ : Variação percentual da corrente de curto-circuito (A);
- $I_{cc-com\ a\ UFV}$ : Corrente de curto-circuito no ponto de entrega com GD (A);

- $I_{cc-sem a UFV}$ : Corrente de curto-circuito no ponto de entrega sem GD (A);

Os valores de corrente de curto-circuito utilizados na aplicação da equação foram obtidos a partir dos resultados apresentados na Tabela 8, referente às condições sem a presença da geração distribuída, e na Tabela 14, correspondente às condições com a inserção da UFV no sistema elétrico. A partir desses dados, foi calculada a variação percentual da corrente de curto-circuito trifásica no ponto de entrega de energia, permitindo avaliar de forma quantitativa o impacto da geração distribuída sobre os níveis de curto-circuito do sistema.

## 7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise dos resultados obtidos indica que a inserção da geração distribuída fotovoltaica ocasionou pequenas variações nos níveis de corrente de curto-circuito do sistema elétrico da indústria. Neste estudo, a análise concentra-se especificamente no ponto de entrega de energia da instalação, sendo avaliada apenas a corrente de curto-circuito trifásica. Essa escolha se justifica por representar a condição de falta mais severa e, portanto, a que impõe maior esforço aos equipamentos e ao sistema de proteção. O acréscimo observado na corrente trifásica foi inferior a 2% em relação à condição sem a presença da usina, conforme o valor apresentado no Tópico 6.4.

Esse comportamento está associado à baixa contribuição de corrente dos inversores durante faltas e à relação de potência entre a usina fotovoltaica e o sistema de média tensão da concessionária, o que limita a influência da geração distribuída sobre o nível total de curto-circuito. Embora a variação observada seja reduzida, tal alteração pode interferir na coordenação e na seletividade das proteções, uma vez que os dispositivos de proteção da instalação industrial atuam de forma coordenada com o sistema da concessionária. Assim, mesmo pequenas diferenças nos níveis de corrente podem gerar desvios nos tempos de atuação ou perda de seletividade entre proteções em cascata, tornando necessária a verificação e, se preciso, a adequação dos ajustes de proteção para manter o correto desempenho do sistema.

Dessa forma, mesmo diante de um aumento modesto na corrente de curto-circuito, os resultados obtidos reforçam a importância da análise normativa integrada e do alinhamento técnico entre a proteção da indústria e a proteção da rede da concessionária, garantindo o atendimento às exigências regulatórias e a operação segura do sistema elétrico.

Essas análises devem estar em conformidade com as diretrizes estabelecidas no Módulo 3 do PRODIST, documento que define os requisitos técnicos mínimos para conexão e operação de unidades de geração distribuída, incluindo aspectos de proteção, coordenação, e segurança operacional.

Além disso, destaca-se a relevância das normas NT 02 e NT 020 da Equatorial Goiás, que complementam o PRODIST ao traduzirem suas exigências para o contexto regional da concessionária vigente no estado de Goiás, detalhando as condições de conexão, as funções de proteção obrigatórias e os critérios de coordenação entre os sistemas do consumidor e da distribuidora.

## 8 CONCLUSÃO

A crescente inserção da geração distribuída no sistema elétrico brasileiro, especialmente a partir de fontes renováveis como a energia solar fotovoltaica, vem promovendo mudanças significativas na concepção, operação e proteção das redes de distribuição. Este trabalho apresentou uma análise comparativa entre subestações secundárias convencionais e subestações com integração de minigeração distribuída, destacando as alterações técnicas necessárias, os requisitos normativos e os impactos sobre os níveis de curto-circuito e a coordenação das proteções.

Inicialmente foram discutidos os conceitos fundamentais das subestações secundárias, suas características construtivas, proteções associadas e normas aplicáveis para conexão em média tensão. Em seguida, analisou-se a evolução da geração distribuída no Brasil, bem como a regulamentação vigente, com ênfase nas diretrizes da ANEEL, no PRODIST e nas normas específicas da Equatorial Goiás, que estabelecem os critérios para conexão segura e confiável de unidades de micro e minigeração distribuída.

A partir desse referencial, foi realizado o estudo de caso em uma unidade consumidora atendida em média tensão, onde se dimensionou uma usina solar fotovoltaica para compensação de consumo e avaliou-se a influência dessa geração sobre os níveis de curto-circuito. Os resultados demonstraram que a GD contribui para o aumento das correntes de falta nos barramentos analisados, alterando as condições originais do sistema e exigindo revisão dos ajustes de proteção para garantir seletividade, sensibilidade e coordenação adequada entre os dispositivos.

Observou-se que a filosofia de proteção tradicional, baseada em fluxo unidirecional de potência, deixa de ser plenamente eficaz quando a geração distribuída é inserida. Dessa forma, torna-se essencial a adoção de novas estratégias de proteção, o atendimento às normas técnicas específicas, o uso de relés digitais com funções avançadas e, principalmente, a realização de estudos detalhados de curto-circuito e seletividade antes da conexão da GD ao sistema elétrico.

Conclui-se que a geração distribuída apresenta benefícios relevantes ao sistema elétrico, como redução de perdas e reforço da matriz renovável, porém exige cuidados técnicos adicionais para manutenção da segurança operacional e da confiabilidade da rede. Em vista disso, reforça-se a importância de estudos técnicos, alinhamento às normas vigentes e acompanhamento contínuo do comportamento das redes com GD, garantindo que a transição para um sistema elétrico mais descentralizado ocorra de forma segura, eficiente e consistente com as exigências regulatórias e operacionais.

## 9 TRABALHOS FUTUROS

Como continuidade deste estudo, propõe-se a realização de uma análise aprofundada dos ajustes e parâmetros dos relés de proteção utilizados em sistemas com integração de geração distribuída. Considerando que, no cenário avaliado, a presença da usina fotovoltaica altera os níveis de curto-circuito e influencia diretamente a coordenação das proteções, estudos futuros devem contemplar a definição e a validação dos ajustes ideais para os dispositivos de proteção envolvidos.

Em particular, destaca-se a necessidade de implementar e analisar um relé dedicado à proteção geral da instalação industrial, contendo as funções 50/51, devidamente coordenado com a proteção de retaguarda da concessionária. Além disso, recomenda-se o estudo e aplicação de um relé exclusivo para a usina fotovoltaica, configurado com as funções de proteção obrigatórias conforme as exigências estabelecidas pela NT 020 da Equatorial Goiás, assegurando o adequado desligamento da geração em condições anômalas e sua coordenação com o relé de proteção geral da unidade consumidora.

Ressalta-se que esse estudo teria carácter conceitual e computacional, não envolvendo a implementação prática das alterações, uma vez que a reconfiguração física das proteções demandaria investimentos adicionais e ações operacionais na instalação real. Ainda assim, sua execução contribuiria significativamente para aprofundamento técnico no tema, possibilitando a avaliação comparativa de curvas de atuação, tempos de coordenação e limites operativos, reforçando a compreensão dos requisitos de proteção em sistemas com geração distribuída.

## REFERÊNCIAS

**ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. NBR 5410:** *Instalações elétricas de baixa tensão*. Rio de Janeiro: ABNT, 2004.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. *PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Módulo 3: Acesso ao Sistema de Distribuição*. Revisão 7. Brasília: ANEEL, 2022. Disponível em: [https://www.light.com.br/Documentos%20Compartilhados/Legislacao-Prodist-Aneel/PRODIST-M%C3%B3dulo3\\_Revis%C3%A3o7.pdf](https://www.light.com.br/Documentos%20Compartilhados/Legislacao-Prodist-Aneel/PRODIST-M%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7.pdf). Acesso em: 1 out. 2025.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Curso EAD Fundamentos do setor elétrico**. 2017. Disponível em: [https://labtime.ufg.br/modulos/aneel/mod3\\_uni2\\_sl13.html](https://labtime.ufg.br/modulos/aneel/mod3_uni2_sl13.html)

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>

CANADIAN SOLAR. **Ficha técnica do módulo fotovoltaico HiKu6 CS6W-MS**. 2024. Disponível em: [https://minhacasasolar.fbtsstatic.net/media/1-ficha\\_t%C3%A9cnica\\_-\\_painel\\_solar\\_canadian\\_hiku6\\_cs6w-ms\\_535\\_560w.pdf?v=202405061349](https://minhacasasolar.fbtsstatic.net/media/1-ficha_t%C3%A9cnica_-_painel_solar_canadian_hiku6_cs6w-ms_535_560w.pdf?v=202405061349). Acesso em: 2 out. 2025.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **EPE, 2024**. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN\\_S%C3%ADntese\\_2024\\_PT.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%C3%ADntese_2024_PT.pdf). Acesso em: 27 ago. 2025.

**EQUATORIAL ENERGIA**. *Transformador de Corrente para Subestações de Alta Tensão (Especificação Técnica – ET.00302.EQTL-00, Revisão 00)*: Equatorial Energia, 23 set. 2021. Disponível em: <https://ma.equatorialenergia.com.br/wp-content/uploads/2024/07/ET.00302.EQTL-00-Transformador-de-Corrente-Para-Subestacoes-de-Alta-Tensao.pdf>. Acesso em: 1 set. 2025.

**EQUATORIAL GO – NT 000.20 Revisão 05 – 2024, Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema de Distribuição**. Disponível em: <https://ma.equatorialenergia.com.br/wp-content/uploads/2024/11/NT.00020.EQTL-05-Conexao-de-Micro-e-Minigeracao-Distribuida-ao-Sistema-de-Distribuicao.pdf>

GUIMARÃES, Pablo. **Configuração e definição de cabines para UFV**. Elétrica Academy, 2023. Apostila Estrutura e Equipamentos da Subestação. Disponível em: <https://eletricaacademy.com>. Acesso em: 29 set. 2025.

**IEEE1547-2018**. Institute of Electrical and Electronics Engineers. *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. IEEE Std 1547-2018, 2018.

**IEC60909-0:2016** International Electrotechnical Commission. *IEC 60909-0: Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents*. Geneva: IEC, 2016.

LEÃO, Viviane Stefany dos Santos. **Análise impactual da rede de geração distribuída: uma perspectiva da proteção elétrica**. 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio

Grande do Norte, Natal, 2024. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/items/8a5a4b66-8c87-42ed-a086-92dee72b7bbc>. Acesso em: 1 set. 2025.

MAMEDE, J.; MAMEDE, D. R. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2019.

MATTED, Henrique. **Um pouco mais sobre o sistema elétrico de potência (SEP)**. *Mundo da Elétrica*, 2023. Disponível em: <https://www.mundodaeletrica.com.br/um-pouco-mais-sobre-o-sistema-eletrico-de-potencia-sep/>. Acesso em: 27 ago. 2025.

MME – **Ministério Minas e Energia**. MME, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/conheca-as-instituicoes-do-setor-eletrico-brasileiro-e-as-competencias-de-cada-uma>. Acesso em: 27 ago. 2025.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O sistema em números**. Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 29 set. 2025.

ROMUALDO, Rafael Almeida. **Geração distribuída: análise dos impactos da REN 482/2012 sobre a decisão de investimento em geração de energia fotovoltaica no Brasil**. 2021. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2021. Disponível em: <https://bdta.abcd.usp.br/item/003071426>. Acesso em: 25 set. 2025.

SATO, Fujio. **Análise de curto-circuito e princípios de proteção em sistemas de energia elétrica: fundamentos e prática**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2014.

SILVA, M. S. L.; CASTRO, R. **Legislação e regulação**. In: SIMÕES MOREIRA, J. R. (org.). **Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética**. 2. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021.

SILVA, Bruno Carolino de Paula. **Estudo dos impactos da geração distribuída na coordenação da proteção do sistema de distribuição**. 2023. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 2023. Disponível em: <https://monografias.ufop.br/handle/35400000/5485>. Acesso em: 1 set. 2025.

SOLARVIEW – **Os fluxos de energia: antes e depois da Geração Distribuída**. Disponível em: <https://solarview.com.br/blog/os-fluxos-de-energia-antes-e-depois-da-geracao-distribuida-gd/>. Acesso em: 27 ago. 2025.

SUNGROW POWER SUPPLY CO., LTD. **Datasheet SG125HV (versão 1.4)**. 2019. Disponível em: [https://en.sungrowpower.com/upload/documentFile/DS\\_SG125HV%20Datasheet\\_V14\\_EN.pdf](https://en.sungrowpower.com/upload/documentFile/DS_SG125HV%20Datasheet_V14_EN.pdf). Acesso em: 2 out. 2025.