



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Guilherme Danielski

Análise da proteção de redes de distribuição frente à inserção de MMGD

Florianópolis

2026

Guilherme Danielski

Análise da proteção de redes de distribuição frente à inserção de MMGD

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Miguel Moreto, Dr.

Florianópolis

2026

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.
Dados inseridos pelo próprio autor.

Danielski, Guilherme

Análise da proteção de redes de distribuição frente à
inserção de MMGD / Guilherme Danielski ; orientador, Miguel
Moreto, 2026.

88 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2026.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Micro e minigeração
distribuída. 3. Proteção de sobrecorrente. 4. inversores
fotovoltaicos. 5. EMTP. I. Moreto, Miguel. II.
Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em
Engenharia Elétrica. III. Título.

Guilherme Danielski

Análise da proteção de redes de distribuição frente à inserção de MMGD

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 15 de julho de 2026.



Documento assinado digitalmente
ROBERTO FRANCISCO COELHO
Data: 17/07/2026 14:46:21-0300
CPF: ***.034.249-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Roberto Francisco Coelho, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
Miguel Moreto
Data: 17/07/2026 14:41:30-0300
CPF: ***.850.100-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
Mauricio Valencia Ferreira da Luz
Data: 17/07/2026 15:34:23-0300
CPF: ***.926.969-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Mauricio Valencia Ferreira da Luz, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
MARIO EDUARDO SANTOS BORBA
Data: 17/07/2026 22:52:25-0300
CPF: ***.887.342-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Eng. Eletric. Mario Eduardo Santos Borba, Me.
Universidade Federal de Santa Catarina

Dedico este trabalho aos meus pais, cujos esforços e renúncias me permitiram chegar até aqui.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família, em especial aos meus pais, Luciana e Gilmar, e minha irmã, Karla, por todo o apoio e incentivo ao longo da minha vida. Todos os seus esforços e renúncias me trouxeram até aqui e, sem o suporte de vocês, esta caminhada teria sido muito mais difícil. Agradeço também à minha querida Silvana, pelo carinho, pela paciência e por acreditar em mim mesmo nos momentos mais difíceis.

Estendo meus agradecimentos a todos os meus amigos que estiveram ao meu lado dentro e fora da universidade. Em especial, agradeço a Alexandre e Gabriel, companheiros desta batalha, por compartilharem comigo os desafios e as conquistas da graduação. As conversas, os estudos, as risadas e o companheirismo tornaram essa trajetória muito mais leve.

Ao meu orientador, Prof. Miguel Moreto, agradeço pela orientação e pelas contribuições ao longo do desenvolvimento deste trabalho. Seu acompanhamento e compreensão foram muito importantes para a organização das ideias e para a construção deste estudo.

Ao corpo docente do curso de Engenharia Elétrica da UFSC. Em especial, aos membros da banca examinadora, Prof. Mauricio Valencia Ferreira da Luz e Eng. Mario Eduardo Santos Borba, Me., agradeço por aceitarem participar da avaliação deste trabalho, mesmo com o curto prazo disponível.

Por fim, a todos que fizeram parte dessa jornada, de alguma forma, deixo meu sincero agradecimento.

RESUMO

Este trabalho analisa o impacto da inserção de micro e minigeração distribuída (MMGD) fotovoltaica sobre a atuação da proteção de sobrecorrente em uma rede de distribuição radial. O estudo foi desenvolvido no software EMTP, utilizando como sistema teste o alimentador IEEE 34 barras. A partir de um modelo base do alimentador, foram inseridos e parametrizados dispositivos de proteção compostos por um relé de sobrecorrente de fase e neutro, com atuação única, e fusíveis tipo K em ramais e equipamentos específicos. Em seguida, foram adicionados conjuntos fotovoltaicos baseados em inversores, distribuídos em diferentes pontos do alimentador, totalizando até 480 kVA de MMGD. As simulações consideraram faltas trifásicas e monofásicas à terra, sólidas e com impedância de $20\ \Omega$, com o objetivo de avaliar alterações nas correntes medidas, nos tempos de atuação e na seletividade entre relé e fusíveis. Os resultados indicaram que, para os cenários analisados, a inserção da MMGD não impediu a atuação da proteção de sobrecorrente nem provocou perda de seletividade entre o fusível F5 e o relé de retaguarda. Entretanto, foram observadas alterações nos tempos de atuação, especialmente em faltas com impedância. Na falta trifásica com $20\ \Omega$, o aumento da penetração de MMGD reduziu a corrente medida no alimentador e elevou o tempo de atuação da função 51P. Nas faltas monofásicas, a função 51N permaneceu sensibilizada em todos os casos. Também foi observado que, após a abertura do fusível em cenários com MMGD, permaneceu uma pequena contribuição de corrente proveniente dos inversores por um intervalo adicional, até a atuação de suas proteções internas. Conclui-se que a presença de MMGD fotovoltaica baseada em inversores pode alterar o comportamento temporal da proteção de sobrecorrente, mesmo quando a seletividade e a sensibilidade são preservadas.

Palavras-chave: Micro e minigeração distribuída; proteção de sobrecorrente; inversores fotovoltaicos; alimentador IEEE 34 barras; EMTP.

ABSTRACT

This work analyzes the impact of photovoltaic micro and mini distributed generation (MMGD) on the operation of overcurrent protection in a radial distribution network. The study was carried out using the EMTP software, with the IEEE 34-node feeder adopted as the test system. Starting from a base model of the feeder, protection devices were inserted and parameterized, including a phase and neutral overcurrent relay with single-shot operation and K-type fuses installed in laterals and specific equipment. Photovoltaic inverter-based generation units were then added at different points of the feeder, reaching a total installed MMGD capacity of 480 kVA. The simulations considered three-phase and single-line-to-ground faults, both solid and with a fault impedance of $20\ \Omega$, aiming to evaluate changes in measured currents, operating times, and selectivity between the relay and fuses. The results showed that, for the analyzed scenarios, the insertion of MMGD did not prevent the operation of the overcurrent protection and did not cause loss of selectivity between fuse F5 and the backup relay. However, changes in operating times were observed, especially for impedance faults. In the three-phase fault with $20\ \Omega$, the increase in MMGD penetration reduced the current measured in the feeder and increased the operating time of the 51P function. For single-line-to-ground faults, the 51N function remained sensitized in all simulated cases. It was also observed that, after fuse operation in scenarios with MMGD, a small current contribution from the inverters remained for an additional interval until their internal protections operated. Therefore, it is concluded that photovoltaic inverter-based MMGD can affect the time-domain behavior of overcurrent protection, even when selectivity and sensitivity are maintained.

Keywords: Micro and mini distributed generation; overcurrent protection; photovoltaic inverters; IEEE 34-node feeder; EMTP.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- IEEE 34 barras com principais ramais e dispositivos de proteção de referência	36
Figura 2- Curvas tempo-corrente IEC Very Inverse para diferentes ajustes de time dial	42
Figura 3- Contribuição de corrente de falta em alimentador radial com MMGD	52
Figura 4- Circuito completo e posicionamento das MMGD	61
Figura 5- Corrente no alimentador no caso com 480 kVA de MMGD durante falta trifásica com impedância na barra 860.....	71
Figura 6- Corrente da MMGD durante falta monofásica na fase B no ramal da barra 856	76
Figura 7 - Parâmetros gerais do modelo PV Single-phase	83
Figura 8 - Parâmetros do módulo fotovoltaico	83
Figura 9 - Parâmetros de controle do conversor	85
Figura 10 - Limites de corrente e parâmetros de FRT	86
Figura 11 - Proteções internas do conversor	87
Figura 12 - Curvas de proteção de tensão em corrente alternada	88

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Ajustes adotados para o relé de sobrecorrente	57
Tabela 2- Fusíveis adotados no sistema.	59
Tabela 3- Curva tempo – corrente dos fusíveis.	60
Tabela 4- Conjuntos de MMGD fotovoltaica inseridos no alimentador.	61
Tabela 5- Principais funções de controle e proteção mantidas nos inversores fotovoltaicos.	63
Tabela 6- Níveis de penetração de MMGD considerados nas simulações.	64
Tabela 7- Matriz principal de cenários simulados na barra 860.	65
Tabela 8- Cenários complementares para avaliação da atuação dos fusíveis.	66
Tabela 9- Resultados do caso base sem MMGD	67
Tabela 10- Resultados para faltas sólidas na barra 860	69
Tabela 11- Resultados para faltas trifásicas com impedância de 20Ω na barra 860	70
Tabela 12- Resultados para faltas monofásicas com impedância de 20Ω na barra 860	73
Tabela 13- Resultados para faltas monofásicas no ramal da barra 856	74

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	29
1.1	OBJETIVOS.....	32
1.1.1	Objetivo Geral.....	32
1.1.2	Objetivos Específicos.....	32
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	34
2.1	REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS E SISTEMA IEEE 34 BARRAS.....	35
2.2	CURTOS-CIRCUITOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO	37
2.3	PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE.....	40
2.3.1	Relé de sobrecorrente de fase e neutro	43
2.3.2	Fusíveis de distribuição	44
2.3.3	Coordenação entre dispositivos de proteção	46
2.4	MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA.....	48
2.5	INVERSORES FOTOVOLTAICOS E COMPORTAMENTO DURANTE FALTAS ..	50
2.6	IMPACTOS DA MMGD NA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE	52
2.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	54
3	SISTEMA TESTE E METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO.....	56
3.1	Parametrização do relé de sobrecorrente	56
3.2	FUSÍVEIS.....	58
3.3	INSERÇÃO DA MMGD FOTOVOLTAICA.....	60
3.4	CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO	64
4	RESULTADOS	67
4.1	Caso base sem MMGD.....	67
4.2	Impacto da MMGD em faltas sólidas.....	69
4.3	Impacto da penetração de MMGD em faltas trifásicas com impedância	70
4.4	Impacto da penetração de MMGD em faltas monofásicas com impedância	72

4.5	Atuação dos fusíveis e seletividade relé-fusível.....	74
4.6	Síntese dos resultados.....	77
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	79
	REFERÊNCIAS.....	82
	ANEXO A – TELAS DE PARAMETRIZAÇÃO DO MODELO PV SINGLE- PHASE.....	83

1 INTRODUÇÃO

A inserção de micro e minigeração distribuída (MMGD) em redes de distribuição tem se tornado cada vez mais relevante nos estudos de sistemas elétricos, principalmente devido à expansão de fontes renováveis conectadas próximas aos consumidores. Entre essas fontes, destaca-se a geração fotovoltaica, normalmente conectada à rede por meio de inversores eletrônicos de potência. Esse tipo de conexão modifica algumas premissas tradicionalmente consideradas nos estudos de proteção de redes de distribuição, especialmente em sistemas radiais, nos quais o fluxo de potência e a contribuição de corrente de curto-circuito são usualmente considerados no sentido da subestação para as cargas.

Em redes de distribuição radiais convencionais, os dispositivos de proteção de sobrecorrente são ajustados com base nas correntes de carga e nas correntes de curto-circuito esperadas ao longo do alimentador. A proteção deve ser sensível o suficiente para detectar faltas dentro de sua zona de atuação, mas também seletiva, de modo que apenas o trecho defeituoso seja isolado. Para isso, são utilizados dispositivos como relés, religadores e fusíveis, coordenados a partir de suas curvas tempo-corrente. Essa coordenação é importante para manter a continuidade de fornecimento nas partes saudáveis da rede e evitar desligamentos desnecessários.

A presença de geração distribuída pode alterar esse comportamento. Quando fontes são conectadas em pontos intermediários ou finais do alimentador, passam a existir novas contribuições de corrente durante faltas. Com isso, a corrente medida pelos dispositivos de proteção pode aumentar, diminuir ou mudar de direção, dependendo do local da falta, da localização da geração e das características da fonte conectada. Como consequência, podem ocorrer alterações nos tempos de atuação dos dispositivos, perda de seletividade, atuação indevida de fusíveis ou redução da sensibilidade da proteção a montante. Ashok (2014) discute esse tipo de problema ao mostrar que a inserção de geração distribuída em alimentadores radiais pode causar aumento de contribuição de falta, atuação indevida de fusíveis e necessidade de reavaliação do esquema de proteção existente.

No caso de unidades fotovoltaicas, as contribuições de correntes de curto-circuito apresentam características diferentes daquelas associadas às máquinas síncronas convencionais. Como a conexão é realizada por inversores, a corrente durante distúrbios depende dos controles implementados, dos limites de corrente do conversor e das funções de proteção internas. Dessa

forma, a análise da atuação da proteção de sobrecorrente em redes com alta penetração de MMGD deve considerar não apenas a topologia da rede, mas também o comportamento das fontes baseadas em eletrônica de potência.

Para estudar esse problema, este trabalho utiliza como sistema teste o alimentador IEEE 34 barras, também conhecido como IEEE 34-Node Radial Test Feeder. Esse sistema é amplamente empregado em estudos de redes de distribuição por representar um alimentador radial longo, desequilibrado, com ramais monofásicos e trifásicos, reguladores de tensão, transformador abaixador e bancos de capacitores. Mendes *et al.* (2020) destacam que, embora os alimentadores teste do IEEE sejam usualmente empregados em estudos de fluxo de potência, eles também podem ser utilizados em estudos de proteção de sistemas de distribuição.

O alimentador IEEE 34 barras já foi utilizado em estudos específicos de proteção de sobrecorrente. Funmilayo, Silva e Butler-Purpy (2012) propuseram um esquema convencional de proteção para esse sistema, com religador próximo à subestação e fusíveis nos ramais, realizando estudos de coordenação entre religador e fusíveis. Os autores também indicam que a inclusão de dados de curto-circuito e de dispositivos de proteção amplia o uso do alimentador IEEE 34 barras como sistema de referência para estudos de proteção em redes de distribuição.

De forma complementar, Mendes *et al.* (2020) apresentaram uma metodologia didática de coordenação de proteção de sobrecorrente para o mesmo alimentador, considerando dois religadores instalados ao longo do tronco principal e fusíveis nos ramais, no transformador abaixador e nos bancos de capacitores. O estudo aborda a coordenação religador-religador, religador-fusível e fusível-fusível, além de indicar que o esquema proposto pode servir como ponto de partida para avaliar os impactos da integração de recursos energéticos distribuídos no alimentador.

Neste trabalho, o estudo parte da proposta apresentada por Mendes *et al.* (2020), porém com uma adaptação na filosofia de proteção. Em vez de representar religadores com lógica de religamento automático, será utilizado um relé de sobrecorrente de fase e neutro com atuação única. Assim, quando a proteção atua, o dispositivo de abertura associado ao relé desliga o circuito e não realiza religamento automático. Essa escolha simplifica a análise e direciona o estudo para o comportamento da proteção temporizada de sobrecorrente, especialmente em relação à sensibilidade e a seletividade frente aos fusíveis instalados nos ramais e componentes do alimentador.

Os fusíveis indicados no artigo de referência são mantidos no modelo, com elos tipo K de 10 A, 15 A e 25 A, conforme as posições propostas para ramais, bancos de capacitores e transformador. As curvas dos fusíveis são representadas no EMTP a partir de curvas tempo-corrente de elos fusíveis tipo K, considerando a característica de tempo total de eliminação. Esse tipo de curva representa o tempo necessário para o elo fusível fundir e interromper a corrente de falta, sendo aplicável em estudos de coordenação quando o fusível atua como dispositivo de proteção (S&C ELECTRIC COMPANY, 2018).

A modelagem e as simulações serão realizadas no EMTP, ferramenta adequada para análises no domínio do tempo em sistemas elétricos. O relé de sobrecorrente utilizado no modelo processa os sinais provenientes dos transformadores de corrente e tensão e fornece funções de proteção temporizada e instantânea, incluindo elementos de fase e neutro, conforme a documentação do próprio software (GRAS; MAHSEREDJIAN, 2016a). No caso dos fusíveis, o EMTP permite representar dispositivos do tipo expulsão e inserir curvas tempo-corrente manualmente, o que possibilita aproximar o comportamento dos elos tipo K utilizados no estudo (GRAS; MAHSEREDJIAN, 2016b).

A primeira etapa do trabalho consiste na modelagem do caso base sem MMGD, com parametrização do relé de sobrecorrente de fase e neutro e dos fusíveis do alimentador. Esta etapa é necessária para verificar se a proteção se comporta de forma coerente em relação ao esquema de referência. Em seguida, unidades fotovoltaicas serão inseridas no sistema, com diferentes níveis de penetração, a fim de avaliar como a MMGD altera as correntes de falta, os tempos de atuação e a coordenação entre os dispositivos de proteção.

Dessa forma, o trabalho não tem como objetivo propor uma nova metodologia de proteção, nem substituir os estudos detalhados realizados por concessionárias para sistemas reais. A proposta é avaliar, por meio de simulações computacionais, o comportamento de uma proteção de sobrecorrente previamente parametrizada para o caso base do alimentador IEEE 34 barras quando unidades de MMGD fotovoltaica são adicionadas ao sistema. A partir dessa comparação, busca-se identificar situações em que a presença da geração distribuída altera de forma relevante a atuação do relé ou dos fusíveis, contribuindo para a discussão sobre os impactos da MMGD na proteção de redes de distribuição.

Este trabalho está organizado da seguinte forma: o Capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica sobre redes de distribuição, proteção de sobrecorrente, fusíveis, relés, coordenação e impactos da MMGD. O Capítulo 3 descreve a modelagem do sistema IEEE 34

barras no EMTP, a parametrização dos dispositivos de proteção e os cenários de simulação. O Capítulo 4 apresenta e discute os resultados obtidos para o caso base e para os cenários com MMGD. Por fim, o Capítulo 5 reúne as conclusões do trabalho, suas limitações e sugestões para trabalhos futuros.

1.1 OBJETIVOS

Nas seções abaixo estão apresentados o objetivo geral e objetivos específicos deste trabalho.

1.1.1 Objetivo Geral

Analisar o impacto da inserção de micro e minigeração distribuída fotovoltaica sobre a atuação da proteção de sobrecorrente no alimentador IEEE 34 barras, considerando um caso base sem MMGD previamente parametrizado no EMTP com relé de sobrecorrente de fase e neutro e fusíveis tipo K.

1.1.2 Objetivos Específicos

Para atingir o objetivo geral, são definidos os seguintes objetivos específicos:

- a) importar o alimentador IEEE 34 barras no EMTP, considerando seus principais elementos, como linhas, cargas, transformador abaixador, bancos de capacitores e reguladores de tensão;
- b) parametrizar o sistema de proteção de sobrecorrente do caso base sem MMGD, utilizando como referência principal o artigo de Mendes *et al.* (2020);
- c) adaptar a filosofia de proteção do artigo de referência, substituindo os religadores por um relé de sobrecorrente de fase e neutro com atuação única;
- d) representar os fusíveis tipo K do alimentador por meio de modelos de fusível de expulsão no EMTP, com curvas tempo-corrente compatíveis com os elos 10K, 15K e 25K;
- e) simular faltas no caso base sem MMGD, verificando as correntes medidas, os tempos de atuação e o comportamento dos dispositivos de proteção;

f) inserir unidades de MMGD fotovoltaica no alimentador e simular diferentes cenários de penetração de geração distribuída;

g) comparar os resultados obtidos nos cenários com MMGD com o caso base, avaliando alterações nas correntes de curto-circuito, nos tempos de atuação e na seletividade entre relé e fusíveis;

h) identificar situações em que a inserção de MMGD possa provocar perda de sensibilidade, perda de seletividade, atuação indevida ou alteração relevante no comportamento da proteção de sobrecorrente.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo apresenta os principais conceitos necessários para o desenvolvimento deste trabalho. Inicialmente, são discutidas as características gerais das redes de distribuição radiais, com destaque para o alimentador IEEE 34 barras, utilizado como sistema teste nas simulações. Em seguida, são abordados os fundamentos de curtos-circuitos em redes de distribuição e os principais aspectos relacionados à proteção de sobrecorrente, incluindo relés de fase e neutro, fusíveis de distribuição e coordenação entre dispositivos de proteção.

A fundamentação teórica tem como objetivo estabelecer a base técnica para a análise realizada nos capítulos seguintes. Como o foco deste trabalho está na avaliação da proteção de sobrecorrente frente à inserção de micro e minigeração distribuída (MMGD), a revisão é direcionada aos aspectos mais relevantes para a parametrização dos dispositivos de proteção no EMTP e para a interpretação dos resultados de simulação. Dessa forma, não se busca apresentar uma revisão exaustiva de todos os métodos de proteção de redes de distribuição, mas sim reunir os conceitos necessários para justificar os ajustes adotados e compreender os fenômenos observados.

O estudo utiliza como referência principal o alimentador IEEE 34 barras, também conhecido como *IEEE 34-Node Radial Test Feeder*. Esse sistema é frequentemente empregado em estudos de redes de distribuição por representar um alimentador radial longo, desequilibrado e com diferentes tipos de ramais, cargas e equipamentos. Embora tenha sido originalmente utilizado como sistema teste para estudos de fluxo de potência, trabalhos anteriores já demonstraram sua aplicação em estudos de proteção de sobrecorrente, incluindo a coordenação entre religadores, relés e fusíveis (FUNMILAYO; SILVA; BUTLER-PURRY, 2012; MENDES *et al.*, 2020).

Neste trabalho, o sistema IEEE 34 barras não foi modelado integralmente do zero. Foi utilizado um modelo base disponível nos exemplos do EMTP, no qual o alimentador já se encontrava representado sem dispositivos de proteção, contendo barras, trechos de linha, transformadores, cargas e demais componentes principais. A partir desse modelo, foram inseridos e parametrizados os dispositivos de proteção de sobrecorrente e, posteriormente, serão adicionadas unidades de MMGD fotovoltaica para avaliação dos impactos sobre o comportamento da proteção.

2.1 REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS E SISTEMA IEEE 34 BARRAS

As redes de distribuição são responsáveis por transportar a energia elétrica dos pontos de suprimento até os consumidores finais. Em muitos sistemas de distribuição de média tensão, a topologia predominante é radial, isto é, a energia flui, em condições normais de operação, a partir de uma subestação ou fonte principal em direção às cargas distribuídas ao longo do alimentador. Essa configuração é amplamente utilizada devido à sua simplicidade operacional, menor custo de implantação e facilidade de coordenação da proteção.

Em uma rede radial convencional, a corrente de carga em um trecho do alimentador depende da soma das cargas localizadas a jusante daquele ponto. De forma simplificada, para um trecho trifásico equilibrado, a corrente de linha pode ser calculada conforme a Equação (1).

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}V_{LL}} \quad (1)$$

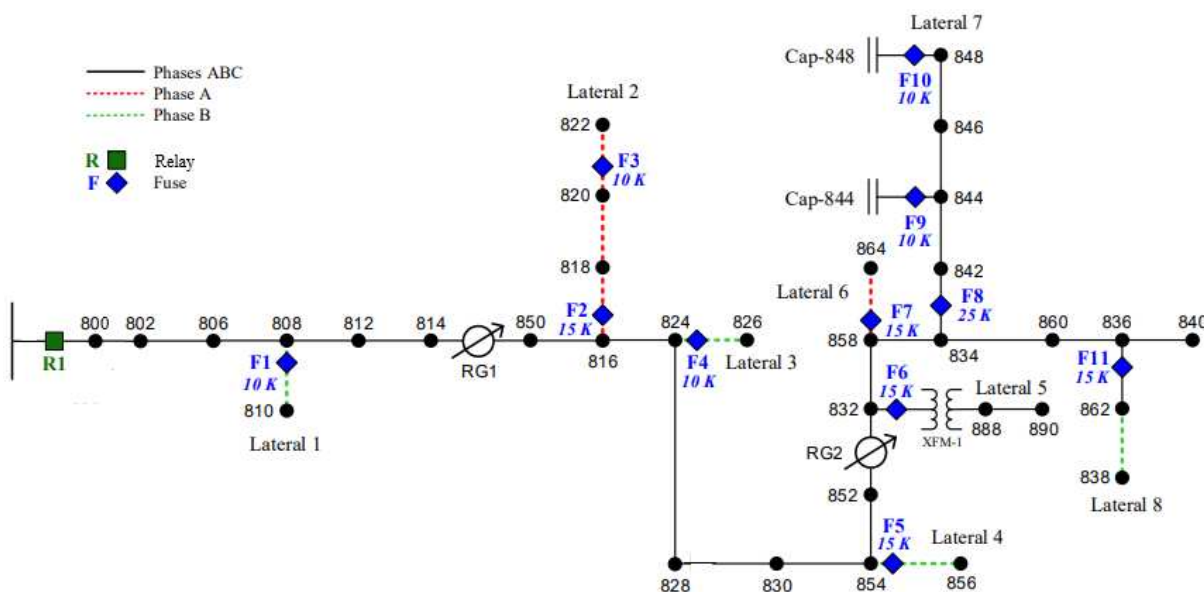
em que (I) é a corrente de linha, (S) é a potência aparente trifásica atendida a jusante do trecho e (V_{LL}) é a tensão eficaz de linha. Embora redes reais de distribuição sejam frequentemente desequilibradas, a Equação (1) ajuda a ilustrar a relação entre potência atendida, nível de tensão e corrente nos condutores.

A proteção de redes radiais é normalmente planejada considerando que a principal contribuição para as correntes de curto-circuito vem da fonte localizada a montante. Assim, os dispositivos de proteção são ajustados para atuar de maneira coordenada ao longo do alimentador. Em geral, dispositivos mais próximos da falta devem atuar antes dos dispositivos a montante, preservando a continuidade de fornecimento nas partes saudáveis da rede. Essa característica torna a topologia radial adequada para estudos de proteção de sobrecorrente, pois a relação entre localização da falta, corrente medida e dispositivo responsável pela eliminação do defeito é mais direta do que em redes malhadas.

Apesar dessa simplicidade relativa, alimentadores de distribuição reais podem apresentar elevado desequilíbrio entre fases, presença de ramais monofásicos, bancos de capacitores, reguladores de tensão e transformadores ao longo da rede. Esses elementos tornam a análise mais complexa, principalmente quando são avaliadas faltas assimétricas e a atuação de dispositivos como fusíveis e relés de neutro. O sistema IEEE 34 barras possui justamente essas características, sendo por isso adequado para estudos de fluxo de potência, curto-circuito e proteção.

O alimentador IEEE 34 barras representa um sistema de distribuição real localizado no Arizona, nos Estados Unidos. Segundo Mendes *et al.* (2020), trata-se de um alimentador longo, desequilibrado e que requer a aplicação de reguladores de tensão. O sistema é composto por um tronco principal trifásico, ramais monofásicos e trifásicos, um transformador abaixador e bancos de capacitores conectados em pontos específicos do alimentador, como pode ser visto na Figura 1.

Figura 1- IEEE 34 barras com principais ramais e dispositivos de proteção de referência



Fonte: adaptado de Mendes *et al.* (2020).

Funmilayo, Silva e Butler-Purry (2012) descrevem o IEEE 34 barras como um sistema operando com transformador de subestação de 69/24,9 kV e transformador abaixador de 24,9/4,16 kV em um dos ramais a jusante. O alimentador contém cargas concentradas e distribuídas, modeladas com diferentes características, além de ramais monofásicos e trifásicos. Essas características tornam o sistema representativo para estudos envolvendo redes de distribuição desequilibradas.

No contexto deste trabalho, o IEEE 34 barras é utilizado como sistema teste para avaliar a atuação da proteção de sobrecorrente antes e depois da inserção de MMGD. A escolha desse alimentador se justifica por três motivos principais. Primeiro, trata-se de um sistema amplamente conhecido e documentado na literatura. Segundo, já existem trabalhos anteriores propondo esquemas de proteção de sobrecorrente para esse sistema, o que permite utilizar esses

estudos como base de comparação. Terceiro, sua topologia longa e desequilibrada permite avaliar a atuação da proteção em diferentes pontos do alimentador, incluindo tronco principal, ramais laterais, bancos de capacitores e transformador abaixador.

No caso base deste trabalho, considera-se inicialmente o alimentador sem MMGD. A proteção é então parametrizada a partir de referências anteriores, com adaptação da filosofia de proteção. Enquanto Mendes *et al.* (2020) propõem dois religadores e fusíveis nos ramais, este trabalho utiliza um relé de sobrecorrente de fase e neutro com atuação única, além dos fusíveis indicados na referência. Essa adaptação permite avaliar a atuação temporizada da proteção de sobrecorrente sem considerar ciclos de religamento automático.

Essa distinção é importante porque a lógica de operação de um religador é diferente da lógica de um relé com atuação única. Em esquemas com religadores, é comum analisar estratégias de religamento e filosofias como *fuse-saving* e *fuse-blow*. No presente trabalho, a análise se concentra na atuação do relé e dos fusíveis para isolar a falta, sem tentativa automática de recomposição. Assim, os conceitos de seletividade e sensibilidade continuam centrais, mas a avaliação é feita considerando uma filosofia de proteção mais simples.

Posteriormente, a inserção de MMGD fotovoltaica altera a premissa tradicional de que a corrente de falta é alimentada apenas pela fonte principal. Com fontes distribuídas conectadas ao longo do alimentador, passa a existir contribuição adicional para determinadas faltas, podendo modificar a corrente medida pelos dispositivos de proteção. Ashok (2014) discute que a adição de geração distribuída em alimentadores radiais pode provocar problemas de coordenação, atuação indevida de fusíveis e desligamentos não desejados, especialmente quando o esquema de proteção original foi projetado para uma rede sem geração distribuída.

Dessa forma, o estudo do alimentador IEEE 34 barras em sua configuração radial permite estabelecer uma referência inicial de funcionamento da proteção. A partir desse caso base, torna-se possível comparar os resultados obtidos com MMGD e verificar se a presença das fontes distribuídas altera de forma significativa as correntes de curto-circuito, os tempos de atuação e a coordenação entre relé e fusíveis.

2.2 CURTOS-CIRCUITOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Os curtos-circuitos são eventos anormais caracterizados pela circulação de correntes superiores às correntes de operação normal do sistema. Em redes de distribuição, esses eventos

podem ocorrer devido a falhas de isolamento, contato de condutores com objetos externos, descargas atmosféricas, queda de árvores, falhas em equipamentos ou outras condições que provoquem a conexão indevida entre fases ou entre fase e terra. A análise das correntes de curto-circuito é uma etapa fundamental para o ajuste da proteção de sobrecorrente, pois os dispositivos de proteção devem ser capazes de distinguir correntes de carga de correntes associadas a faltas.

De forma geral, as faltas podem ser classificadas em simétricas e assimétricas. A falta trifásica, normalmente representada como falta trifásica-terra ou 3LG, é uma falta simétrica, pois envolve as três fases de maneira equilibrada. Embora não seja o tipo de falta mais frequente em sistemas de distribuição, ela costuma produzir correntes elevadas e é frequentemente utilizada para avaliar os maiores níveis de curto-circuito do sistema. Já as faltas monofásicas à terra, bifásicas e bifásicas à terra são assimétricas, pois provocam desequilíbrio entre as fases e envolvem componentes de sequência positiva, negativa e, em alguns casos, zero.

Em uma análise simplificada, a corrente de curto-circuito em determinado ponto pode ser representada pela Equação (2).

$$I_{cc} = \frac{V_{th}}{Z_{th} + Z_f} \quad (2)$$

em que I_{cc} é a corrente de curto-circuito, V_{th} é a tensão equivalente de Thévenin vista do ponto da falta, Z_{th} é a impedância equivalente do sistema até o ponto de falta e Z_f é a impedância de falta. A Equação (2) mostra que a corrente de curto depende não apenas da fonte, mas também da impedância equivalente da rede e da impedância no ponto de defeito. Assim, faltas sólidas, com Z_f aproximadamente nula, tendem a produzir correntes maiores, enquanto faltas com impedância apresentam correntes mais reduzidas.

Em redes de distribuição, as faltas monofásicas à terra são particularmente importantes, pois são comuns em alimentadores aéreos e dependem fortemente das condições de aterramento, da impedância de sequência zero e da resistência de falta. Para uma falta fase-terra, a corrente pode ser estimada, em termos de componentes simétricas, conforme a Equação (3).

$$I_f = \frac{3V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \quad (3)$$

em que V_f é a tensão pré-falta da fase envolvida, Z_1 , Z_2 e Z_0 são, respectivamente, as impedâncias de sequência positiva, negativa e zero vistas do ponto da falta, e Z_f é a impedância de falta. A Equação (3) evidencia por que a proteção de neutro ou residual é relevante: faltas envolvendo terra produzem componente de sequência zero, que pode ser utilizada para aumentar a sensibilidade da detecção.

No caso do alimentador IEEE 34 barras, as correntes de curto variam significativamente de acordo com o ponto analisado, devido à extensão do alimentador, à presença de ramais laterais, transformadores, bancos de capacitores e trechos monofásicos. No estudo de Mendes *et al.* (2020), as correntes de falta nos pontos a jusante dos dispositivos de proteção foram utilizadas para definir tempos de atuação e verificar o alcance dos dispositivos. Para as máximas correntes de falta, os autores consideraram falta trifásica à terra sem impedância em linhas trifásicas e falta monofásica à terra sem impedância em linhas monofásicas. Para faltas mínimas, foi considerada falta monofásica à terra com resistência de 20Ω nos ramais.

Essa distinção entre faltas máximas e mínimas é importante para o ajuste da proteção. As faltas máximas são utilizadas para verificar se os dispositivos suportam e interrompem os níveis de corrente esperados, além de avaliar os tempos de atuação para defeitos severos. Já as faltas mínimas são relevantes para verificar a sensibilidade da proteção, isto é, se o relé ou fusível ainda é capaz de detectar e atuar para uma falta distante ou com impedância. Se a corrente mínima de falta for inferior à corrente de pickup do dispositivo, a proteção pode não atuar, o que caracteriza uma falha de sensibilidade.

Neste trabalho, a análise de curtos-circuitos será utilizada em duas etapas principais. Primeiro, no caso base sem MMGD, para verificar se o relé de sobrecorrente e os fusíveis apresentam comportamento compatível com o esperado para o alimentador. Depois, nos cenários com MMGD fotovoltaica, para avaliar se a inserção das fontes distribuídas altera as correntes medidas pelos dispositivos de proteção e, conseqüentemente, seus tempos de atuação. Essa comparação é necessária porque a presença de geração distribuída pode modificar a distribuição das correntes durante a falta, afetando a seletividade e a sensibilidade da proteção.

2.3 PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE

A proteção de sobrecorrente é uma das formas mais empregadas em redes de distribuição, principalmente devido à sua simplicidade, robustez e compatibilidade com a característica radial de muitos alimentadores. Seu princípio básico consiste em monitorar a corrente elétrica em determinado ponto do sistema e emitir um comando de atuação quando essa corrente ultrapassa um valor previamente ajustado. Esse valor é usualmente denominado corrente de partida, corrente de ajuste ou corrente de *pickup*.

Em sistemas radiais convencionais, a principal contribuição de corrente de curto-circuito é proveniente da fonte localizada a montante, normalmente a subestação. Essa característica permite que os dispositivos de proteção sejam coordenados de maneira relativamente direta ao longo do alimentador, de modo que o dispositivo mais próximo da falta atue antes dos dispositivos a montante. Por esse motivo, esquemas compostos por relés, religadores e fusíveis são amplamente utilizados em redes de distribuição.

A atuação básica de uma proteção de sobrecorrente pode ser representada pelas Equações (4) e (5).

$$|I| > I_{pickup} \Rightarrow \text{atuação da proteção} \quad (4)$$

$$|I| \leq I_{pickup} \Rightarrow \text{proteção bloqueada} \quad (5)$$

em que I é a corrente medida pelo dispositivo e I_{pickup} é a corrente mínima necessária para sensibilizar a proteção. Na prática, o valor de pickup deve ser escolhido de forma criteriosa. Ele precisa ser superior à corrente máxima de carga, para evitar atuações indevidas em regime normal, e inferior à menor corrente de falta dentro da zona protegida, para garantir sensibilidade.

Além do valor de *pickup*, a proteção de sobrecorrente pode apresentar atuação instantânea ou temporizada. A função instantânea, associada ao código ANSI 50, atua quando a corrente ultrapassa determinado valor, sem atraso intencional significativo. Já a função temporizada, associada ao código ANSI 51, atua de acordo com uma curva tempo-corrente. Nesse caso, o tempo de atuação depende da magnitude da corrente medida: correntes mais

elevadas tendem a resultar em tempos de atuação menores, enquanto correntes próximas ao *pickup* produzem tempos mais elevados.

As curvas temporizadas são fundamentais para a coordenação entre dispositivos de proteção instalados em série. Em redes de distribuição, essa característica permite que dispositivos mais próximos da falta atuem antes dos dispositivos de retaguarda, reduzindo a área desligada e preservando a continuidade de fornecimento nas partes saudáveis do alimentador.

Para curvas inversas padronizadas pela IEC, o tempo de atuação pode ser representado, de forma geral, pela Equação (6).

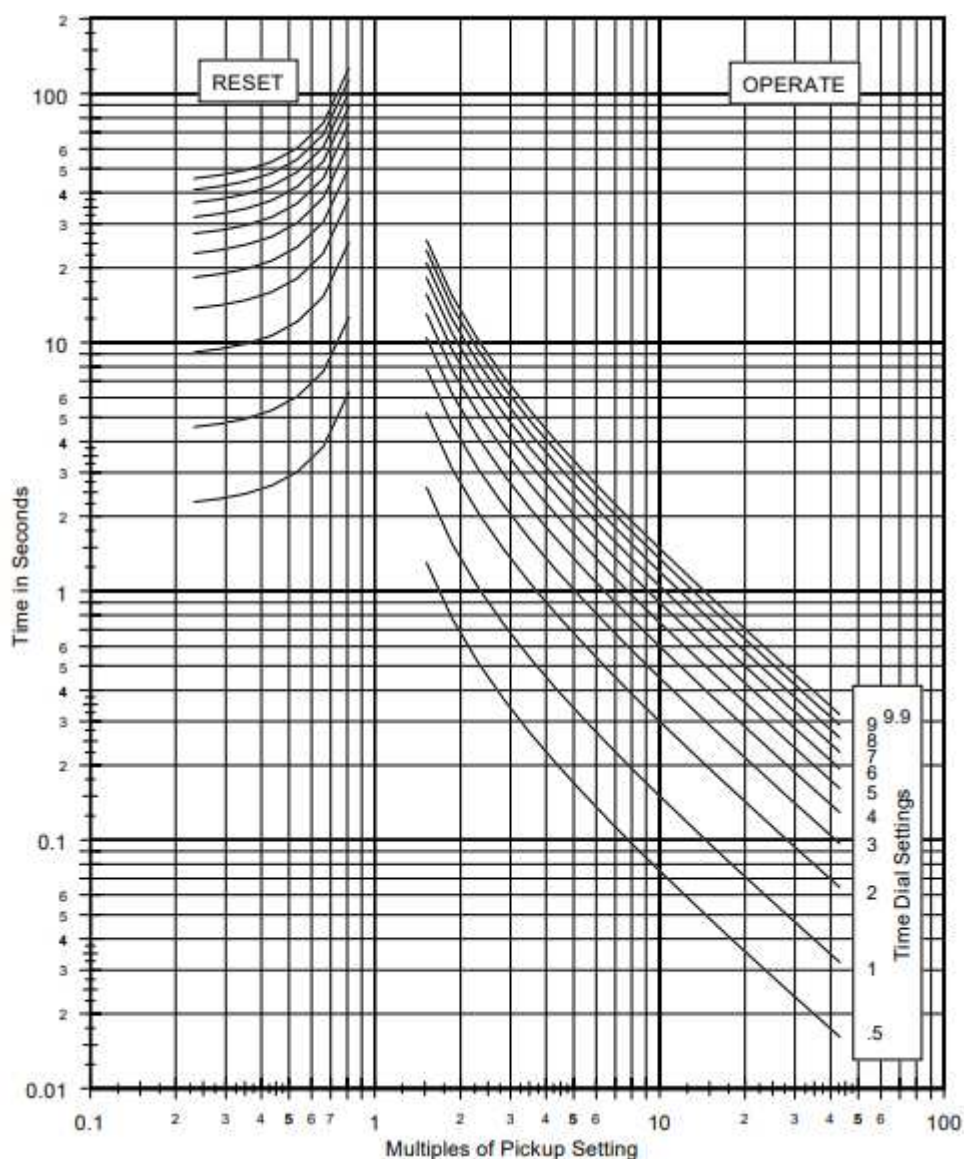
$$t = TD \cdot \frac{K}{\left(\frac{I}{I_{pickup}}\right)^{\alpha} - 1} \quad (6)$$

em que t é o tempo de atuação, TD é o multiplicador de tempo, ou *time dial*, I é a corrente medida, (I_{pickup}) é a corrente de *pickup* e (K) e (α) são constantes associadas ao tipo de curva. A Equação (6) mostra que o tempo de atuação depende da razão entre a corrente medida e a corrente de *pickup*. Assim, quanto maior for essa razão, menor será o tempo de atuação da proteção.

O *time dial* permite deslocar a curva no eixo do tempo, mantendo sua característica básica. Dessa forma, para uma mesma corrente de falta e um mesmo valor de *pickup*, o aumento do *time dial* torna a atuação mais lenta, enquanto sua redução torna a atuação mais rápida. Esse ajuste é importante para estabelecer margens de coordenação entre dispositivos de proteção.

A característica inversa da proteção temporizada pode ser observada na Figura 2, que apresenta curvas IEC *Very Inverse* para diferentes ajustes de *time dial*. Nota-se que, à medida que a corrente aumenta em relação ao valor de *pickup*, o tempo de atuação é reduzido. Além disso, o aumento do *time dial* desloca a curva para tempos maiores, permitindo ajustar a coordenação entre dispositivos de proteção instalados em série.

Figura 2- Curvas tempo-corrente IEC Very Inverse para diferentes ajustes de time dial



Fonte: General Electric Company [s.d.].

No contexto deste trabalho, os conceitos de proteção de sobrecorrente são aplicados inicialmente ao caso base sem MMGD, de modo a estabelecer uma referência de funcionamento para o alimentador IEEE 34 barras. Posteriormente, a mesma filosofia de proteção é avaliada em cenários com inserção de geração fotovoltaica distribuída, permitindo verificar possíveis alterações nos tempos de atuação, na sensibilidade e na seletividade dos dispositivos.

2.3.1 Relé de sobrecorrente de fase e neutro

Os relés de sobrecorrente são dispositivos responsáveis por medir grandezas elétricas, processar essas informações e emitir comandos de abertura quando determinadas condições de proteção são atendidas. Em redes de distribuição, esses relés podem atuar sobre disjuntores, religadores ou outros dispositivos de manobra, promovendo a desconexão do trecho afetado pela falta.

Em geral, os relés de sobrecorrente recebem sinais provenientes de transformadores de corrente, os quais reduzem a corrente primária do sistema para valores compatíveis com os circuitos de medição e proteção. A partir desses sinais, o relé calcula ou estima grandezas como correntes de fase, corrente residual, componentes de sequência e valores eficazes ou fasoriais. A documentação do EMTP indica que as funções de sobrecorrente temporizada podem utilizar correntes de fase, corrente residual, corrente de sequência negativa e corrente de terra medida, dependendo das funções habilitadas no modelo do relé (GRAS; MAHSEREDJIAN, 2016a).

Os elementos de fase são normalmente utilizados para detectar faltas que envolvem uma ou mais fases do sistema. Já os elementos de neutro ou residual são especialmente relevantes para a detecção de faltas envolvendo terra, pois essas faltas produzem desequilíbrio entre as correntes de fase e, conseqüentemente, corrente residual.

A corrente residual pode ser representada pela soma fasorial das correntes das três fases, conforme a Equação (7).

$$I_R = I_A + I_B + I_C \quad (7)$$

Pela teoria das componentes simétricas, a componente de sequência zero é dada pela Equação (8).

$$I_0 = \frac{I_A + I_B + I_C}{3} \quad (8)$$

A partir das Equações (7) e (8), obtém-se a relação apresentada na Equação (9).

$$I_R = 3I_0 \quad (9)$$

As Equações (7), (8) e (9) mostram que a corrente residual é diretamente relacionada à componente de sequência zero. Em uma condição trifásica equilibrada, a soma fasorial das correntes tende a ser nula ou muito pequena. Entretanto, em faltas envolvendo terra, essa soma deixa de ser nula, permitindo que a proteção de neutro identifique esse tipo de defeito com maior sensibilidade.

Em muitos sistemas de distribuição, o ajuste de neutro é definido com valor inferior ao ajuste de fase, justamente para aumentar a sensibilidade da proteção a faltas fase-terra. Essa prática deve ser adotada com cautela, pois sistemas de distribuição podem apresentar desequilíbrios naturais de carga. Dessa forma, o ajuste de neutro deve ser suficientemente sensível para detectar faltas à terra, mas não tão baixo a ponto de provocar atuações indevidas em condições normais de operação.

As funções de sobrecorrente temporizada de fase e neutro são usualmente identificadas, respectivamente, pelos códigos 51P e 51N. Quando há atuação instantânea, utilizam-se funções associadas ao código 50. No presente trabalho, a análise está centrada na proteção temporizada de sobrecorrente, pois o objetivo principal é avaliar o comportamento da coordenação entre o dispositivo a montante e os fusíveis do alimentador frente à inserção de MMGD.

Embora estudos de referência para o alimentador IEEE 34 barras utilizem religadores em suas propostas de proteção, a análise deste trabalho considera um relé de sobrecorrente com atuação única. Essa diferença será detalhada no Capítulo 3, no qual são apresentados os ajustes adotados no EMTP e a adaptação realizada em relação ao esquema de referência.

2.3.2 Fusíveis de distribuição

Os fusíveis são dispositivos de proteção amplamente utilizados em redes de distribuição, principalmente em ramais laterais, transformadores de distribuição e bancos de capacitores. Sua função é interromper a corrente quando esta atinge valores suficientemente elevados por determinado intervalo de tempo, provocando a fusão do elo fusível e a abertura do circuito.

A atuação dos fusíveis é descrita por curvas tempo-corrente. Essas curvas indicam o tempo necessário para o fusível operar em função da corrente que o atravessa. Para correntes pouco superiores à corrente nominal, o tempo de atuação pode ser elevado. Para correntes de

curto-circuito mais intensas, o tempo de atuação é reduzido. Assim, os fusíveis apresentam uma característica inversa semelhante, em termos gerais, à das proteções temporizadas de sobrecorrente.

Em redes de distribuição aéreas, são comuns os fusíveis de expulsão. Nesse tipo de dispositivo, a interrupção ocorre após a fusão do elo e a extinção do arco no interior do porta-fusível. A documentação do EMTP diferencia o modelo de fusível de expulsão do modelo limitador de corrente. No fusível de expulsão, quando o tempo de atuação é atingido, o dispositivo abre como uma chave ideal no primeiro cruzamento por zero da corrente. Já no fusível limitador de corrente, a resistência do dispositivo aumenta durante o processo de interrupção, limitando a corrente antes da abertura final (GRAS; MAHSEREDJIAN, 2016b).

Os elos fusíveis do tipo K são frequentemente utilizados em redes de distribuição. A letra K está associada à característica de velocidade de atuação do elo, enquanto o número indica sua corrente nominal. Assim, um elo 10K possui corrente nominal de 10 A, um elo 15K possui corrente nominal de 15 A e assim sucessivamente. Essa corrente nominal, entretanto, não corresponde diretamente à corrente de abertura instantânea do fusível. A atuação depende da curva tempo-corrente, da magnitude da corrente, das características construtivas do elo e das condições de operação.

Em estudos de coordenação, é importante distinguir as curvas de tempo mínimo de fusão e de tempo total de eliminação. A primeira indica o tempo mínimo necessário para iniciar a fusão do elo fusível, enquanto a segunda representa o tempo total necessário para que o fusível funda e interrompa efetivamente a corrente de falta. Para análises de seletividade, a curva de tempo total de eliminação é especialmente relevante quando se deseja verificar o instante em que o defeito é efetivamente isolado.

A documentação do EMTP permite a inserção de curvas de fusíveis de forma manual, por meio de tabelas definidas pelo usuário. Nessa configuração, a primeira coluna representa a razão entre a corrente medida e a corrente de referência, enquanto a segunda coluna representa o tempo de atuação em segundos. Essa forma de representação permite aproximar curvas de fabricantes e utilizá-las em estudos de coordenação no domínio do tempo (GRAS; MAHSEREDJIAN, 2016b).

Em alimentadores radiais, os fusíveis são utilizados para promover a seletividade em ramais. Quando ocorre uma falta em um ramal protegido por fusível, espera-se que esse dispositivo atue antes da proteção a montante, isolando apenas o trecho defeituoso. Essa

característica é importante para reduzir a extensão do desligamento e manter o atendimento das demais cargas do alimentador.

No alimentador IEEE 34 barras, trabalhos anteriores utilizaram fusíveis para proteção de ramais laterais, bancos de capacitores e transformador abaixador. Funmilayo, Silva e Butler-Purry (2012) propuseram um esquema com religador próximo à subestação e fusíveis nos ramais. Mendes *et al.* (2020), por sua vez, apresentaram uma metodologia didática com religadores e fusíveis, considerando também a coordenação entre dispositivos instalados ao longo do alimentador.

No presente trabalho, os fusíveis são mantidos como parte fundamental da proteção do alimentador. Os detalhes de parametrização dos elos utilizados, incluindo valores nominais, tipo de modelo no EMTP e curvas tempo-corrente adotadas, são apresentados no Capítulo 3, de forma a evitar repetição entre a fundamentação teórica e a metodologia de simulação.

2.3.3 Coordenação entre dispositivos de proteção

A coordenação entre dispositivos de proteção tem como objetivo garantir que, diante de uma falta, o dispositivo mais próximo do defeito atue antes dos dispositivos localizados a montante. Esse princípio está diretamente relacionado à seletividade da proteção. Em uma rede radial, uma falta em um ramal deve ser preferencialmente eliminada pelo dispositivo responsável por aquele ramal, evitando a abertura de trechos maiores do alimentador.

Em estudos de proteção de sobrecorrente, a coordenação é geralmente avaliada por meio de curvas tempo-corrente. Em um gráfico logarítmico de tempo versus corrente, as curvas dos dispositivos são posicionadas de modo a garantir uma margem de tempo entre a atuação do dispositivo primário e a atuação do dispositivo de retaguarda. Essa margem deve considerar o tempo de abertura do equipamento, tolerâncias dos dispositivos, erros de medição e incertezas associadas às curvas de operação.

De forma simplificada, a condição de coordenação entre dois dispositivos em série pode ser representada pela Equação (10).

$$t_{retaguarda} - t_{primário} \geq CTI \quad (10)$$

em que $t_{\text{primário}}$ é o tempo de atuação do dispositivo mais próximo da falta, $t_{\text{retaguarda}}$ é o tempo de atuação do dispositivo a montante e CTI é o intervalo mínimo de coordenação. A Equação (10) indica que o dispositivo de retaguarda deve atuar apenas após uma margem de tempo suficiente para que o dispositivo primário elimine a falta.

Quando essa condição não é atendida, pode ocorrer perda de seletividade. Nesse caso, o dispositivo a montante pode atuar antes ou praticamente ao mesmo tempo que o dispositivo primário, desligando uma parcela maior da rede do que o necessário. Por outro lado, quando a corrente de falta não é suficiente para sensibilizar o dispositivo responsável pela proteção da zona, ocorre perda de sensibilidade, podendo resultar em não atuação para defeitos dentro da região protegida.

Em alimentadores com religadores e fusíveis, a coordenação pode ser associada a diferentes filosofias de proteção, como *fuse-saving* e *fuse-blowing*. Na filosofia *fuse-saving*, busca-se que o religador atue rapidamente para eliminar faltas temporárias antes que o fusível funda. Na filosofia *fuse-blowing*, o fusível é coordenado para atuar antes do dispositivo a montante, isolando diretamente o ramal defeituoso. Mendes *et al.* (2020) discutem essas filosofias no contexto do IEEE 34 barras, considerando coordenação entre religadores, entre religador e fusível e entre fusíveis.

Essas filosofias são especialmente importantes em sistemas com religadores, pois a existência de religamento automático permite diferenciar, em certa medida, faltas temporárias e permanentes. Entretanto, quando o dispositivo a montante é considerado com atuação única, como no presente trabalho, a análise deixa de envolver ciclos de religamento automático e passa a se concentrar na ordem de atuação entre o relé e os fusíveis.

Assim, neste trabalho, a coordenação será avaliada principalmente em termos de seletividade e sensibilidade. Para faltas em ramais protegidos por fusíveis, espera-se que o fusível correspondente atue antes do relé a montante. Para faltas no tronco principal ou em regiões não protegidas por fusíveis específicos, espera-se que o relé seja sensibilizado e atue de maneira adequada. Essa análise será feita inicialmente no caso base sem MMGD e, posteriormente, nos cenários com inserção de geração fotovoltaica distribuída.

A inserção de geração distribuída pode modificar as correntes vistas pelos dispositivos de proteção, alterando os tempos de atuação e, em alguns casos, comprometendo a coordenação originalmente estabelecida. Ashok (2014) discute que a presença de geração distribuída em alimentadores radiais pode causar problemas como atuação indevida de fusíveis e

desligamentos não desejados, principalmente quando o esquema de proteção foi ajustado para uma rede sem fontes distribuídas. Essa possibilidade justifica a análise comparativa proposta neste trabalho.

2.4 MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA

A geração distribuída corresponde à conexão de fontes de energia elétrica próximas aos centros de consumo ou diretamente nas redes de distribuição. No contexto deste trabalho, o termo micro e minigeração distribuída (MMGD) é utilizado para se referir à inserção de unidades fotovoltaicas distribuídas ao longo do alimentador, conectadas à rede por meio de inversores eletrônicos de potência.

A expansão da geração fotovoltaica em redes de distribuição tem ocorrido principalmente devido à modularidade dos sistemas, à possibilidade de instalação junto às unidades consumidoras e à transformação da matriz energética, com o aumento da participação das fontes solar fotovoltaica e eólica. Diferentemente de centrais de geração convencionais, normalmente conectadas em níveis mais elevados de tensão e afastadas dos centros de carga, os sistemas fotovoltaicos distribuídos podem ser instalados em diversos pontos do alimentador, alterando o perfil de fluxo de potência e as condições elétricas locais.

Em uma rede radial convencional, o fluxo de potência é predominantemente unidirecional, partindo da subestação em direção às cargas. Com a inserção de MMGD, essa premissa pode ser modificada. Dependendo da potência instalada, da geração instantânea e do consumo local, parte da potência pode ser suprida por fontes conectadas a jusante, reduzindo a corrente proveniente da subestação ou, em determinados períodos, provocando fluxo reverso em alguns trechos do alimentador.

O nível de penetração da geração distribuída pode ser expresso, de forma simplificada, pela relação entre a potência total instalada de MMGD e a potência de carga considerada no sistema, conforme a Equação (11).

$$Penetração_{MMGD} = \frac{P_{MMGD}}{P_{carga}} \cdot 100 \quad (11)$$

em que P_{MMGD} representa a potência ativa total das unidades de geração distribuída inseridas no sistema e P_{carga} representa a potência ativa total das cargas consideradas. A Equação (11)

fornece uma medida percentual da participação da MMGD em relação à carga do alimentador, sendo útil para comparar cenários com diferentes níveis de geração distribuída.

A inserção de MMGD pode trazer benefícios operacionais, como redução de perdas em determinados cenários, melhoria de perfil de tensão em pontos específicos e postergação de reforços na rede. Entretanto, sua presença também pode alterar condições previamente consideradas em estudos de proteção. Como a proteção de sobrecorrente depende diretamente da magnitude e do caminho das correntes de falta, a conexão de fontes distribuídas pode modificar o comportamento esperado dos dispositivos de proteção.

Funmilayo, Silva e Butler-Purry (2012) destacam que a adição de geração distribuída a circuitos radiais torna necessário ampliar o uso de alimentadores teste para estudos além do fluxo de potência, incluindo análises de proteção de sobrecorrente. Essa observação é coerente com a proposta deste trabalho, que utiliza o IEEE 34 barras como sistema base para avaliar a atuação da proteção antes e depois da inserção de unidades fotovoltaicas distribuídas.

No caso específico da geração fotovoltaica, a interface com a rede é realizada por inversores. Esses equipamentos convertem a energia elétrica em corrente contínua, proveniente dos módulos fotovoltaicos, para corrente alternada sincronizada com a rede. Assim, o comportamento da fonte durante faltas não depende apenas das características elétricas dos módulos, mas principalmente do controle do inversor, dos limites de corrente implementados e das funções de proteção associadas.

Dessa forma, a análise da proteção de sobrecorrente em redes com MMGD fotovoltaica exige atenção especial. Ao contrário de fontes síncronas convencionais, que podem contribuir com correntes de curto-circuito elevadas em regime subtransitário, os inversores tendem a apresentar contribuição limitada por controle eletrônico. Essa característica pode reduzir a corrente de falta fornecida pela geração distribuída, mas também pode alterar a distribuição das correntes medidas pelos dispositivos de proteção, principalmente quando a fonte está localizada entre a subestação e o ponto de falta, ou a jusante do dispositivo analisado.

Neste trabalho, a partir de um caso base sem geração distribuída, serão avaliados cenários com diferentes níveis de inserção de fontes fotovoltaicas, com o objetivo de verificar possíveis alterações nas correntes de curto-circuito, nos tempos de atuação e na coordenação entre relé de sobrecorrente e fusíveis.

2.5 INVERSORES FOTOVOLTAICOS E COMPORTAMENTO DURANTE FALTAS

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede utilizam inversores eletrônicos de potência para realizar a conversão da energia gerada em corrente contínua para corrente alternada. Além da conversão de energia, esses inversores são responsáveis por controlar a corrente injetada na rede, sincronizar-se com a tensão do sistema e atender aos requisitos de operação definidos para a conexão da geração distribuída.

Em condições normais de operação, os inversores fotovoltaicos controlam a potência ativa e, dependendo da estratégia adotada, também podem controlar potência reativa, tensão ou fator de potência no ponto de conexão. Essa característica torna o comportamento da MMGD dependente não apenas da potência disponível nos módulos fotovoltaicos, mas também do modo de controle selecionado e das condições elétricas da rede.

A documentação do *PV Single-phase* do EMTP indica que o modelo permite diferentes formas de controle de potência reativa, incluindo controle direto de potência reativa, controle de tensão e controle de fator de potência (GRAS *et al.*, 2021). No contexto deste trabalho, essa informação é relevante porque o modo de controle adotado pode influenciar as correntes injetadas pela unidade fotovoltaica e, conseqüentemente, a corrente medida pelos dispositivos de proteção durante distúrbios.

Durante faltas, o comportamento dos inversores difere significativamente do comportamento de máquinas síncronas. Em uma máquina síncrona, a corrente de curto-circuito pode ser elevada no período inicial da falta, devido às características eletromagnéticas da máquina e de seus enrolamentos. Já nos inversores, a corrente é limitada pelos semicondutores, pelos controles internos e pelas estratégias de proteção do conversor. Por esse motivo, a contribuição de curto-circuito de uma fonte baseada em inversor tende a ser limitada.

De forma simplificada, o limite de corrente de um inversor pode ser representado pela Equação (12).

$$I_{inv,max} = k \cdot I_{inv,nom} \quad (12)$$

em que $I_{inv,max}$ é a máxima corrente que o inversor pode fornecer durante uma condição de distúrbio, $I_{inv,nom}$ é a corrente nominal do inversor e k é um fator de limitação definido pelo projeto e pelo controle do equipamento. A Equação (12) representa uma aproximação

conceitual, pois o valor efetivo da corrente durante a falta depende da estratégia de controle, da tensão no ponto de conexão, dos requisitos de suportabilidade e das proteções internas do inversor.

Outro aspecto importante é a capacidade de permanência conectada durante distúrbios, normalmente associada ao conceito de fault ride-through (FRT). Em termos gerais, essa capacidade está relacionada à possibilidade da unidade geradora permanecer conectada à rede durante afundamentos de tensão ou perturbações transitórias, dentro de limites definidos. Quando essa funcionalidade é considerada, a fonte fotovoltaica pode continuar contribuindo com corrente durante parte do evento de falta, o que influencia a corrente medida pelos dispositivos de proteção.

No modelo *PV Single-phase*, a documentação apresenta uma lógica de FRT associada ao controle do inversor, bem como proteções internas de subtensão, sobretensão, sobretensão no barramento CC e sobrecorrente do conversor (GRAS *et al.*, 2021). Esses elementos fazem parte do comportamento dinâmico da fonte fotovoltaica e devem ser considerados na interpretação dos resultados, embora os detalhes específicos de parametrização sejam discutidos posteriormente na metodologia.

A permanência ou desconexão da MMGD durante uma falta é relevante para estudos de proteção. Se a fonte é desconectada rapidamente, sua contribuição para a corrente de curto pode ser reduzida ou eliminada em curto intervalo de tempo. Por outro lado, se o inversor permanece conectado durante o distúrbio, mesmo com corrente limitada, sua contribuição pode alterar a corrente total no ponto de falta e nos dispositivos de proteção. Assim, o tempo de permanência, o limite de corrente e a estratégia de controle do inversor são fatores importantes para a análise.

Do ponto de vista da proteção de sobrecorrente do alimentador, a contribuição limitada dos inversores pode produzir efeitos distintos. Em alguns casos, a presença da MMGD pode aumentar a corrente em determinado dispositivo, antecipando sua atuação. Em outros, pode reduzir a corrente fornecida pela subestação ou modificar o caminho da corrente de falta, atrasando ou até impedindo a atuação de dispositivos originalmente ajustados para uma rede radial sem geração distribuída.

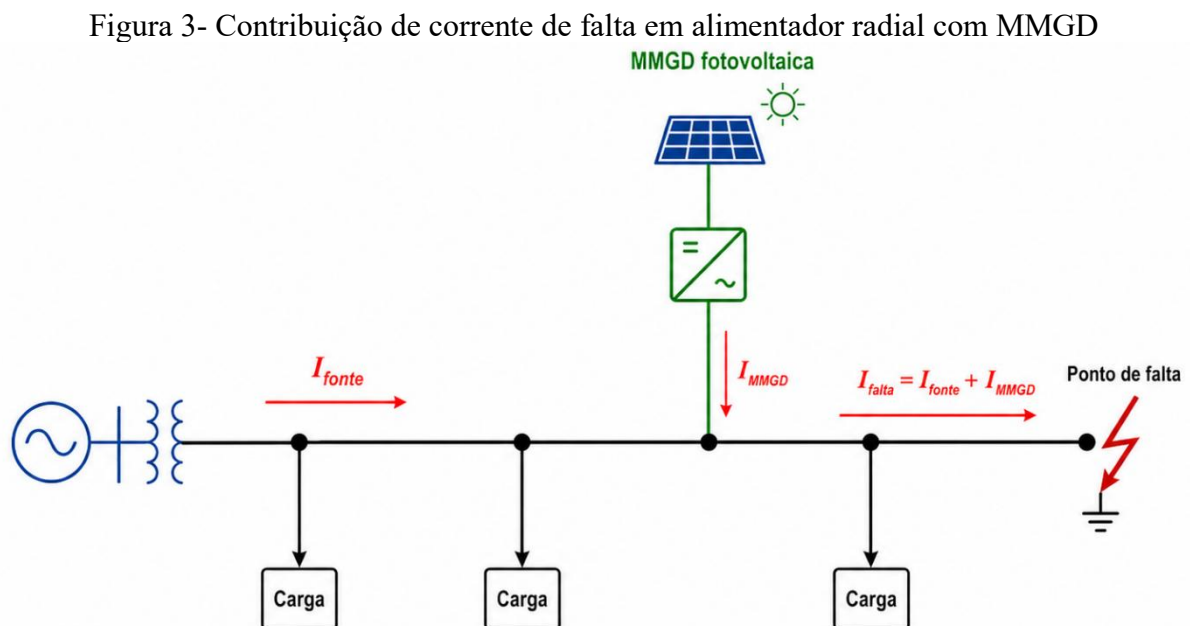
Portanto, a representação dos inversores fotovoltaicos em estudos de proteção deve ser compatível com o objetivo da análise. Como o foco deste trabalho é avaliar a atuação da proteção de sobrecorrente frente à inserção de MMGD, a modelagem das fontes fotovoltaicas

deve permitir observar sua influência sobre as correntes medidas pelo relé e pelos fusíveis. Os detalhes específicos da implementação das unidades fotovoltaicas no EMTP, incluindo pontos de conexão, potência das unidades, modo de controle e parâmetros relevantes do modelo, serão apresentados no Capítulo 3.

2.6 IMPACTOS DA MMGD NA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE

A proteção de sobrecorrente em redes radiais é tradicionalmente ajustada considerando que a corrente de falta flui principalmente da subestação em direção ao ponto defeituoso. A inserção de MMGD modifica essa condição, pois adiciona novas fontes de corrente ao longo do alimentador. Como consequência, as correntes medidas pelos dispositivos de proteção podem se alterar em magnitude, direção e duração, dependendo do ponto de conexão da geração, do local da falta e da resposta dos inversores.

Um dos principais impactos da MMGD é a alteração da corrente de curto-circuito vista pelo dispositivo de proteção. Quando ela está conectada a montante ou próxima ao ponto de falta, pode contribuir para o aumento da corrente total de curto-circuito. Em outros casos, especialmente quando a geração supre parte da carga local, a corrente proveniente da subestação pode ser reduzida. Essa alteração, representada na Figura 3, pode modificar o tempo de atuação de relés e fusíveis, já que suas curvas dependem diretamente da corrente medida.



Fonte: elaborado pelo autor.

Em dispositivos temporizados de sobrecorrente, uma alteração na corrente medida implica alteração no tempo de atuação. Considerando a característica inversa apresentada anteriormente, um aumento na razão entre a corrente medida e o pickup tende a reduzir o tempo de atuação. Por outro lado, uma redução nessa razão tende a elevar o tempo de atuação ou, em casos mais críticos, impedir que a proteção seja sensibilizada. Portanto, a presença da MMGD pode afetar tanto a seletividade quanto a sensibilidade da proteção.

A perda de seletividade ocorre quando o dispositivo que atua não é aquele mais adequado para isolar a falta. Em um ramal protegido por fusível, por exemplo, espera-se que o fusível elimine uma falta localizada nesse ramal antes da atuação da proteção a montante. Caso a inserção de MMGD altere os tempos de atuação e faça com que o relé a montante atue antes do fusível, uma região maior do alimentador pode ser desligada. Por outro lado, a atuação indevida de um fusível para uma falta externa à sua zona de proteção também caracteriza problema de seletividade.

A perda de sensibilidade ocorre quando o dispositivo de proteção deixa de identificar uma falta dentro de sua zona de atuação. Isso pode acontecer quando a corrente vista pelo dispositivo se torna inferior ao seu valor de pickup, principalmente em faltas distantes, faltas com impedância ou cenários nos quais a contribuição da subestação é reduzida pela presença da geração distribuída. Nesses casos, a proteção pode não atuar ou atuar com atraso excessivo.

Ashok (2014) discute que a adição de geração distribuída em alimentadores radiais pode provocar problemas de coordenação, atuação indevida de fusíveis e desligamentos não desejados. O autor também ressalta que a contribuição de corrente das fontes distribuídas, a localização da geração e o tipo de interface com a rede são fatores importantes para avaliar o impacto sobre a proteção. Esses aspectos são diretamente relacionados à proposta deste trabalho, que busca verificar como a inserção de MMGD fotovoltaica altera a atuação de uma proteção previamente ajustada para o caso base sem geração distribuída.

Outro efeito relevante é a possibilidade de contribuição de corrente em sentido contrário ao originalmente considerado. Em alimentadores radiais sem geração distribuída, os dispositivos de proteção são, em geral, ajustados considerando fluxo de potência da fonte principal para a falta. Com MMGD conectada a jusante, uma falta em determinado ponto pode receber contribuição tanto da subestação quanto da geração distribuída. Essa condição pode alterar a corrente em ramais, sensibilizar dispositivos que não deveriam atuar ou reduzir a margem de coordenação entre dispositivos em série.

A influência da MMGD sobre os fusíveis é particularmente importante. Como os fusíveis operam exclusivamente em função da corrente que os atravessa e do tempo de exposição, qualquer alteração na magnitude da corrente pode modificar seu tempo de fusão e interrupção. Assim, uma corrente adicional fornecida por uma fonte distribuída pode fazer com que um fusível atue mais rapidamente do que o previsto no caso base. Em situações específicas, isso pode resultar em atuação indevida ou redução da margem de coordenação.

No caso de fontes fotovoltaicas baseadas em inversores, a contribuição de curto-circuito tende a ser limitada, mas isso não significa que seu impacto sobre a proteção seja desprezível. Mesmo correntes limitadas podem alterar a distribuição das correntes no alimentador e modificar os tempos de atuação dos dispositivos. Além disso, a resposta dos inversores durante afundamentos de tensão pode variar de acordo com o modelo, com o modo de controle e com as funções de proteção implementadas.

Dessa forma, a avaliação da proteção de sobrecorrente em redes com MMGD deve considerar a comparação entre o caso base e os cenários com geração distribuída. Essa comparação permite identificar se os dispositivos continuam atuando de forma seletiva e sensível, ou se a presença da MMGD provoca alterações relevantes nos tempos de atuação e na coordenação. No presente trabalho, essa análise será realizada por meio de simulações no EMTP, observando correntes medidas, sinais de atuação e comportamento dos dispositivos de proteção.

2.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou os conceitos fundamentais necessários para a análise proposta no trabalho. Inicialmente, foram discutidas as características de redes de distribuição radiais e do alimentador IEEE 34 barras, sistema teste adotado nas simulações. Em seguida, foram apresentados conceitos básicos de curtos-circuitos e proteção de sobrecorrente, incluindo relés, fusíveis e coordenação entre dispositivos de proteção.

Também foram abordadas as características gerais da MMGD fotovoltaica e dos inversores conectados à rede, com destaque para a limitação de corrente, os modos de controle e a possibilidade de permanência conectada durante distúrbios. Esses aspectos são importantes porque influenciam a contribuição da geração fotovoltaica durante faltas e, consequentemente, a atuação da proteção de sobrecorrente do alimentador.

Por fim, foram discutidos os principais impactos esperados da inserção de MMGD sobre a proteção de sobrecorrente, especialmente em relação à seletividade, sensibilidade e alteração dos tempos de atuação. Com base nessa fundamentação, o próximo capítulo apresenta o sistema teste utilizado no EMTP e a metodologia de simulação adotada. Serão descritos o modelo base do IEEE 34 barras, a adaptação da filosofia de proteção, a parametrização do relé e dos fusíveis, além dos cenários de inserção de MMGD e das faltas simuladas.

3 SISTEMA TESTE E METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO

Neste capítulo é apresentada a metodologia adotada para avaliar o impacto da inserção de micro e minigeração distribuída fotovoltaica sobre a proteção de sobrecorrente do alimentador IEEE 34 barras. Este capítulo descreve como o sistema foi preparado no EMTP, quais dispositivos de proteção foram implementados, como seus ajustes foram definidos e de que forma os cenários de simulação foram organizados.

O estudo foi desenvolvido a partir do modelo do alimentador IEEE 34 barras disponível nos exemplos do EMTP. Esse modelo já continha a representação elétrica do sistema, incluindo trechos de linha, cargas, transformadores, reguladores de tensão e bancos de capacitores. A contribuição metodológica deste trabalho, portanto, está na inserção e parametrização dos dispositivos de proteção, na adaptação da filosofia de proteção adotada e na posterior inserção de unidades de MMGD fotovoltaica para análise comparativa.

A metodologia foi dividida em quatro etapas principais. Na primeira, foram definidos e parametrizados os dispositivos de proteção de sobrecorrente, considerando um relé de fase e neutro com atuação única e fusíveis nos ramais do alimentador, o que caracteriza o caso base, correspondente ao sistema com todas as proteções e sem a presença de MMGD. Na segunda etapa, foram inseridas unidades fotovoltaicas no sistema, permitindo avaliar o comportamento da proteção em cenários com geração distribuída. Na terceira etapa, foram simuladas faltas em pontos selecionados do alimentador, comparando-se as correntes medidas, os tempos de atuação e a seletividade entre os dispositivos de proteção. Por fim, o caso base foi utilizado como referência para comparação.

3.1 PARAMETRIZAÇÃO DO RELÉ DE SOBRECORRENTE

O relé de sobrecorrente foi inserido no início do alimentador, na barra 800, atuando como dispositivo de proteção principal a montante. Foram consideradas as funções temporizadas de sobrecorrente de fase e de neutro, correspondentes às funções 51P e 51N. A função instantânea não foi habilitada, pois o objetivo é avaliar a coordenação temporizada entre o relé e os fusíveis.

A definição dos ajustes do relé partiu da verificação das correntes no ponto de instalação. No caso base, a corrente em regime permanente no início do alimentador é de

aproximadamente 50 A RMS por fase. Para uma falta trifásica próxima ao ponto de instalação do relé, a corrente de curto-circuito obtida foi de aproximadamente 707 A RMS em cada fase. Assim, o ajuste da função de fase deve permanecer acima da corrente normal de operação e, ao mesmo tempo, suficientemente abaixo da corrente de falta, de modo a garantir a sensibilização da proteção.

A relação do transformador de corrente adotado foi de 50:5 A, resultando em uma relação de transformação igual a 10. Como a corrente nominal secundária considerada no relé é de 5 A, a corrente de base no primário é $I_{base,prim} = 10 \cdot 5 = 50A$. Dessa forma, no modelo do relé, 1 pu corresponde a 5 A no secundário do TC, ou 50 A no primário.

Para a função de fase, foi adotado pickup primário de 80 A, equivalente a 1,6 pu. Esse valor é aproximadamente 1,6 vez a corrente de regime permanente medida no ponto do relé, fornecendo margem em relação à corrente normal de operação. Ao mesmo tempo, o valor permanece bem abaixo da corrente de curto-circuito trifásico de referência, de 707 A. Nessa condição, a corrente de falta corresponde a aproximadamente 8,84 vezes o pickup da função 51P.

Para a função de neutro, foi adotado pickup primário de 20 A, equivalente a 0,4 pu. Esse ajuste é inferior ao pickup de fase, pois a função de neutro deve apresentar maior sensibilidade para faltas envolvendo a terra. A escolha desse valor também considera que o alimentador IEEE 34 barras é naturalmente desequilibrado, exigindo que o ajuste de neutro seja sensível a faltas à terra, mas sem provocar atuação indevida em regime permanente.

Os ajustes adotados para as funções 51P e 51N estão resumidos na Tabela 1.

Tabela 1-Ajustes adotados para o relé de sobrecorrente

Função	Pickup primário	Pickup em pu	Curva	Time Dial
51P	80 A	1,6	IEC Very Inverse	0,5
51N	20 A	0,4	IEC Very Inverse	1

Fonte: elaborado pelo autor.

A curva adotada foi a IEC Very Inverse, também utilizada como referência por Mendes *et al.* (2020). Para essa curva, os parâmetros considerados no EMTP são $K = 13,5$ e $\alpha = 1$. Aplicando a expressão geral da curva temporizada apresentada na Equação (6), o tempo aproximado de atuação da função 51P para a falta trifásica de referência é calculado pela Equação (13).

$$t_{51P} = 0,5 \cdot \frac{13,5}{\left(\frac{707}{80}\right)^{-1}} = 0,86s \quad (13)$$

A partir desse cálculo, obtém-se $t_{51P} \approx 0,86s$. Esse valor fornece uma estimativa inicial do tempo de atuação do relé para a condição de falta considerada. Nas simulações no EMTP, o tempo efetivo de atuação pode apresentar pequenas diferenças em função da forma de onda, do instante de aplicação da falta, dos filtros de medição e da dinâmica dos elementos do sistema.

A lógica de atuação adotada no EMTP considera a abertura do disjuntor quando qualquer uma das fases ou a função de neutro sensibilizar o relé. Assim, o sinal de trip é obtido pela operação lógica entre as funções 51P das fases A, B e C e a função 51N:

$$Trip = 51P_A \vee 51P_B \vee 51P_C \vee 51N$$

onde $\vee$ é a lógica OU. Essa lógica permite que o relé atue tanto para faltas entre fases quanto para faltas envolvendo a terra, mantendo a proposta de uma proteção de sobrecorrente de fase e neutro com atuação única.

3.2 FUSÍVEIS

Os fusíveis foram utilizados como dispositivos de proteção dos ramais, do transformador XFM-1 e dos bancos de capacitores, seguindo a filosofia de proteção apresentada por Mendes *et al.* (2020). Diferentemente do relé, cuja parametrização exige a definição de relação de TC, pickup, curva e dial de tempo, a escolha dos fusíveis foi realizada a partir da corrente nominal de cada ramo protegido.

O critério adotado consistiu em verificar a corrente de carga do trecho protegido e selecionar um elo fusível com corrente nominal imediatamente superior. Esse procedimento busca evitar a atuação do fusível durante a operação normal do sistema, mantendo sensibilidade para faltas no trecho protegido. Assim, foram utilizados elos tipo K de 10 A, 15 A e 25 A, conforme a necessidade de cada ponto de proteção.

No EMTP, os fusíveis foram representados pelo modelo de fusível de expulsão. Esse tipo de fusível é adequado à representação de elos fusíveis utilizados em redes aéreas de

distribuição, nos quais a interrupção ocorre após a fusão do elo e a extinção do arco. As curvas de atuação foram inseridas manualmente, utilizando como referência as curvas de tempo total de eliminação dos elos S&C tipo K.

Os fusíveis considerados no sistema estão apresentados na Tabela 2 e suas representações no circuito podem ser visualizadas na Figura 4.

Tabela 2- Fusíveis adotados no sistema		
Dispositivo	Localização	Elo adotado
F1	808-810	10K
F2	816-818	15K
F3	820-822	10K
F4	824-826	10K
F5	854-856	15K
F6	832-XFM1	15K
F7	858-864	15K
F8	834-842	25K
F9	844	10K
F10	848	10K
F11	836-862	15K

Fonte: elaborado pelo autor, com base em Mendes *et al.* (2020).

A representação da curva de atuação dos fusíveis no EMTP foi realizada por meio da opção de construção manual da curva tempo-corrente. Para isso, os pontos da curva foram inseridos na forma de múltiplos da corrente nominal do elo, ou seja, por meio da razão I/I_{nom} , associada ao respectivo tempo de atuação. Dessa forma, a mesma curva normalizada pôde ser aplicada aos diferentes elos, alterando-se a corrente nominal de acordo com o fusível utilizado. Os valores da curva podem ser vistos na Tabela 3.

Tabela 3- Curva tempo – corrente dos fusíveis

I/I_{nom}	Tempo (s)
1	100000
2,7	6
3,5	2,7
5	1,1
6	0,7
7	0,5
9	0,3
10	0,25
15	0,12
27	0,045
100	0,015

Fonte: elaborado pelo autor, com base no catálogo dos elos S&C tipo K.

Como o objetivo do trabalho é avaliar a coordenação e a seletividade da proteção frente à inserção de MMGD, os fusíveis foram mantidos com os valores definidos para o caso base. Assim, nos cenários com geração distribuída, eventuais alterações nos tempos de atuação ou na ordem de operação dos dispositivos decorrem da mudança nas correntes de falta provocada pela inserção da MMGD, e não de uma nova parametrização da proteção.

3.3 INSERÇÃO DA MMGD FOTOVOLTAICA

A inserção da MMGD no sistema foi realizada por meio do bloco *PV Single-phase* disponível no EMTP. Esse bloco representa uma unidade fotovoltaica monofásica conectada à rede por meio de inversor, incluindo a representação do arranjo fotovoltaico, do conversor CC-CA, dos filtros, dos controles associados e das proteções internas do inversor (GRAS *et al.*, 2021). A escolha desse modelo é adequada ao objetivo do trabalho por permitir representar fontes fotovoltaicas baseadas em eletrônica de potência, cuja contribuição durante faltas é limitada e dependente da atuação dos controles e proteções internas.

Cada unidade fotovoltaica utilizada nas simulações foi configurada com potência nominal de 20 kVA. Para compor cada ponto de inserção de MMGD, foram utilizados oito blocos *PV Single-phase*, totalizando 160 kVA por conjunto fotovoltaico. Ao todo, foram

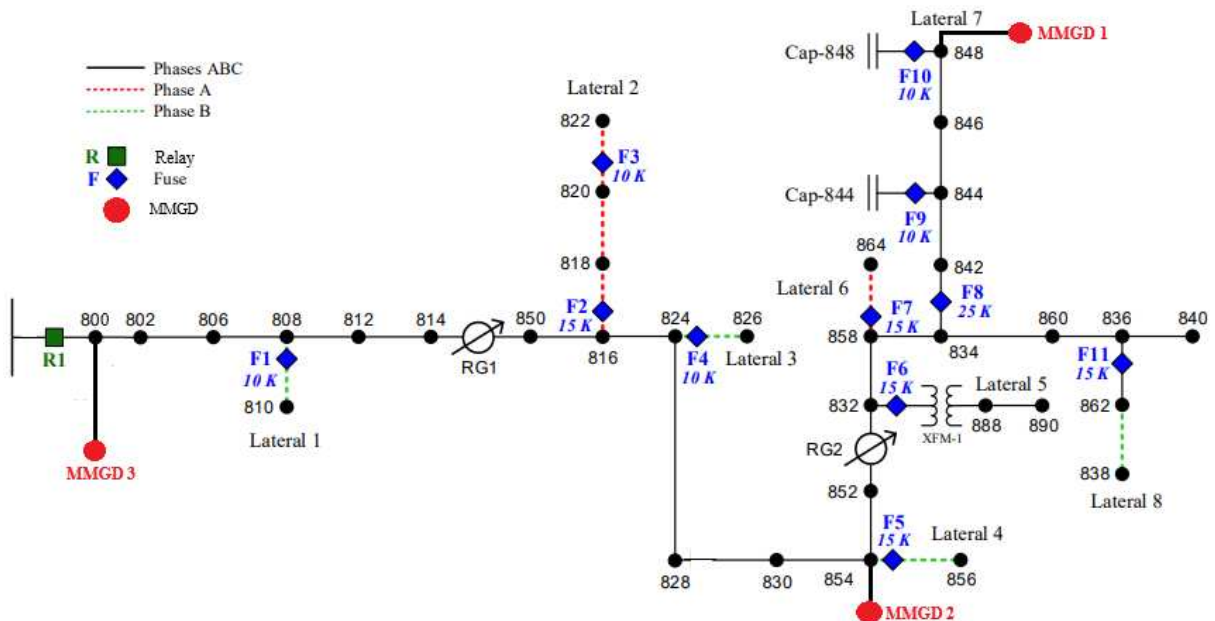
definidos três conjuntos de MMGD, posicionados em diferentes regiões do alimentador, conforme apresentado na Tabela 4.

Conjunto	Barra de conexão	Potência total do conjunto	Posição no alimentador
MMGD 1	848	160 kVA	Distante do relé
MMGD 2	854	160 kVA	Intermediário
MMGD 3	800	160 kVA	Próxima ao relé

Fonte: elaborado pelo autor.

Essa distribuição permite comparar como a distância elétrica entre a MMGD, o relé e os pontos de falta pode influenciar as correntes medidas e os tempos de atuação dos dispositivos de proteção. A visualização do sistema completo pode ser vista na Figura 4.

Figura 4- Circuito completo e posicionamento das MMGD



Fonte: adaptado de Mendes *et al.* (2020).

Como o modelo utilizado é monofásico, os blocos fotovoltaicos foram conectados de forma a manter o equilíbrio entre as fases. Esse cuidado foi adotado para que a análise se concentrasse nos efeitos da inserção da MMGD sobre as correntes de falta e sobre a coordenação da proteção, evitando que desequilíbrios artificiais de conexão passassem a dominar a resposta da função de neutro do relé.

O modelo do conversor foi mantido como *Average Value Model* (AVM). Essa representação reproduz a resposta média do conversor e dos controles, sem representar explicitamente o chaveamento dos semicondutores. Essa escolha reduz o esforço computacional das simulações e é adequada ao objetivo do trabalho, uma vez que a análise se concentra nas correntes de falta, nos sinais de atuação e nos tempos de operação dos dispositivos de proteção do alimentador.

As proteções internas do inversor foram mantidas habilitadas. Essa decisão foi adotada por representar de forma mais realista o comportamento de unidades fotovoltaicas conectadas à rede, uma vez que inversores reais possuem funções próprias de proteção e controle para condições anormais de tensão, corrente e tensão no barramento CC. Dessa forma, a MMGD não foi tratada como uma fonte ideal permanentemente conectada durante toda a falta, mas como uma fonte baseada em inversor, sujeita à limitação de corrente e à atuação de proteções internas.

Essa escolha é relevante para a interpretação dos resultados. Como os tempos de resposta das proteções internas do inversor podem ser inferiores aos tempos de atuação do relé de sobrecorrente do alimentador, a contribuição da MMGD para a corrente de falta pode ser reduzida ou interrompida antes da atuação do relé. Consequentemente, a presença da MMGD pode não provocar um aumento contínuo da corrente vista pelo relé durante todo o evento. Em muitos casos, a atuação das proteções internas pode limitar a influência da geração fotovoltaica sobre o tempo de atuação da proteção de sobrecorrente.

Entre as funções mantidas no modelo, destacam-se a limitação de corrente do conversor, a lógica de suportabilidade a afundamentos de tensão, a proteção contra afundamento severo de tensão, as proteções de subtensão e sobretensão em corrente alternada, a proteção contra sobretensão no barramento CC por meio do chopper e a proteção de sobrecorrente do conversor. Os principais ajustes associados a essas funções estão resumidos na Tabela 5. As telas com a parametrização completa do modelo PV Single-phase utilizado nas simulações são apresentadas no Anexo A.

Tabela 5- Principais funções de controle e proteção mantidas nos inversores fotovoltaicos

Função	Ajuste ou condição adotada	Relevância para o estudo
Limitação de corrente do controle	Limite total de corrente igual a 1,3 pu	Limita a contribuição máxima do inversor durante distúrbios
FRT	Corrente limite em FRT igual a 1,3 pu; desvio mínimo de tensão de 0,1 pu; reset em 0,075 pu; atraso de reset de 0,25 s	Permite representar a permanência controlada do inversor durante afundamentos de tensão
Proteção contra afundamento severo de tensão	Habilitada	Pode bloquear ou limitar a atuação do conversor durante faltas severas
Proteção de subtensão CA	Habilitada, com curva tempo-tensão definida no modelo	Pode desconectar a unidade em condições de baixa tensão sustentada
Proteção de sobretensão CA	Habilitada, com curva tempo-tensão definida no modelo	Atua em condições de elevação anormal de tensão
Proteção de sobretensão no barramento CC	Chopper habilitado; pickup em 1,075 pu e reset em 1,025 pu	Limita sobretensões no elo CC durante transitórios
Proteção de sobrecorrente do conversor	Pickup em 4 pu; atraso de reset de 0,06 s	Pode bloquear temporariamente o conversor em condições de corrente elevada

Fonte: elaborado pelo autor.

Dentre essas funções, as mais relevantes para a análise de faltas são a limitação de corrente, a lógica de FRT, a proteção contra afundamento severo de tensão, a proteção de subtensão CA e a proteção de sobrecorrente do conversor. Essas funções influenciam diretamente a corrente que a MMGD consegue fornecer durante o distúrbio e, por consequência, a corrente medida pelo relé e pelos fusíveis do alimentador. A proteção de sobretensão no barramento CC e a proteção de sobretensão CA também foram mantidas, pois fazem parte do comportamento completo do modelo, embora sua influência dependa das condições transitórias observadas em cada simulação.

Portanto, ao analisar os resultados, a atuação ou limitação interna dos inversores deve ser considerada como parte do comportamento esperado da MMGD. O foco do trabalho permanece na proteção de sobrecorrente do alimentador, representada pelo relé e pelos fusíveis, mas a resposta desses dispositivos pode ser afetada pelo tempo durante o qual as unidades fotovoltaicas permanecem contribuindo para a falta.

Após a definição do caso base sem MMGD, os conjuntos fotovoltaicos foram inseridos progressivamente no sistema, permitindo avaliar a influência dos diferentes níveis de penetração de geração distribuída no sistema. A organização completa dos cenários simulados,

incluindo a combinação entre inserção de MMGD, tipos de falta e pontos de aplicação, é apresentada no tópico seguinte.

3.4 CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO

Os cenários de simulação foram definidos com o objetivo de avaliar o comportamento da proteção de sobrecorrente frente ao aumento progressivo da penetração de MMGD fotovoltaica no alimentador. A análise foi organizada de forma a comparar o caso base, sem geração distribuída, com cenários nos quais os conjuntos de MMGD são inseridos de maneira cumulativa.

A inserção cumulativa permite observar a influência do aumento da potência instalada de MMGD sobre as correntes de falta e sobre os tempos de atuação dos dispositivos de proteção. Dessa forma, foram definidos quatro níveis de penetração, conforme apresentado na Tabela 6.

Tabela 6- Níveis de penetração de MMGD considerados nas simulações

Nível	Configuração	Nível de penetração
P0	Sem MMGD	0 kVA (0%)
P1	MMGD 1 conectada à barra 848	160 kVA (~7,7%)
P2	MMGD 1 e MMGD 2 conectadas às barras 848 e 854	320 kVA (~15,5%)
P3	MMGD 1, MMGD 2 e MMGD 3 conectadas às barras 848, 854 e 800	480 kVA (~23,2%)

Fonte: elaborado pelo autor.

A barra 860 foi escolhida como ponto principal de aplicação das faltas. Essa escolha foi adotada para manter a localização da falta fixa na maior parte das simulações, permitindo que a comparação entre os resultados fosse direcionada principalmente ao nível de penetração da MMGD, ao tipo de falta e à impedância da falta. Assim, evita-se que a análise seja excessivamente influenciada pela variação do ponto de aplicação do defeito.

Foram considerados dois tipos principais de falta: falta trifásica e falta monofásica à terra. A falta trifásica foi utilizada para avaliar principalmente a atuação da função de sobrecorrente de fase do relé, enquanto a falta monofásica à terra foi utilizada para avaliar a

atuação da função de neutro. Para cada tipo de falta, foram considerados casos sólidos e casos com impedância de falta. Nos casos com impedância, adotou-se $R_f = 20\Omega$.

As faltas sólidas foram utilizadas como referência para representar condições severas de curto-circuito. Nesses casos, espera-se que a atuação das proteções internas dos inversores fotovoltaicos limite rapidamente a contribuição da MMGD durante o distúrbio, de modo que os tempos de atuação da proteção de sobrecorrente do alimentador não apresentem variações significativas em relação ao caso base. Por esse motivo, as faltas sólidas foram simuladas apenas para o caso sem MMGD e para o caso de maior penetração, correspondente a 480 kVA de MMGD instalada.

As faltas com impedância receberam maior detalhamento na matriz de simulação, pois representam condições menos severas e mais relevantes para a avaliação da sensibilidade da proteção. Nesses casos, foram simulados todos os níveis de penetração de MMGD, permitindo observar se o aumento da geração distribuída altera a corrente medida pelo relé e, conseqüentemente, os tempos de atuação das funções 51P e 51N.

A Tabela 7 apresenta a matriz principal de simulações, com foco na atuação do relé de sobrecorrente para faltas aplicadas na barra 860.

Tabela 7- Matriz principal de cenários simulados na barra 860

Simulação	Penetração MMGD	Tipo da falta	Impedância da falta
S1	0 kVA (0%)	3F	0 Ω
S2	480 kVA (~23,2%)	3F	0 Ω
S3	0 kVA (0%)	1F	0 Ω
S4	480 kVA (~23,2%)	1F	0 Ω
S5	0 kVA (0%)	3F	20 Ω
S6	160 kVA (~7,7%)	3F	20 Ω
S7	320 kVA (~15,5%)	3F	20 Ω
S8	480 kVA (~23,2%)	3F	20 Ω
S9	0 kVA (0%)	1F	20 Ω
S10	160 kVA (~7,7%)	1F	20 Ω
S11	320 kVA (~15,5%)	1F	20 Ω
S12	480 kVA (~23,2%)	1F	20 Ω

Fonte: elaborado pelo autor.

Além da matriz principal, foram definidos cenários complementares para avaliar especificamente a atuação dos fusíveis. Para isso, foi escolhida uma falta no ramal da barra 856, protegido pelo fusível F5. Essa escolha permite verificar se a inserção de MMGD altera a seletividade entre o fusível do ramal e o relé.

Nos cenários complementares, foram comparadas as condições sem MMGD e com máxima penetração de MMGD, tanto para falta sólida quanto para falta com impedância. A Tabela 8 apresenta esses cenários.

Tabela 8- Cenários complementares para avaliação da atuação dos fusíveis

Simulação	Penetração MMGD	Tipo da falta	Impedância da falta
S13	0 kVA (0%)	1F	0 Ω
S14	480 kVA (~23,2%)	1F	0 Ω
S15	0 kVA (0%)	1F	20 Ω
S16	480 kVA (~23,2%)	1F	20 Ω

Fonte: elaborado pelo autor.

Em todas as simulações, a falta foi aplicada no instante ($t = 1$ s) e mantida durante a simulação, ou seja, não foi removida por tempo fixo externo. Dessa forma, a eliminação do defeito depende da atuação dos dispositivos de proteção modelados no sistema.

A organização dos cenários permite avaliar três aspectos principais. O primeiro é o efeito da penetração crescente de MMGD sobre a corrente de falta e os tempos de atuação do relé. O segundo é a diferença de comportamento entre faltas sólidas e faltas com impedância, tanto trifásicas quanto monofásicas à terra. O terceiro é a manutenção ou alteração da seletividade entre fusíveis e relé de retaguarda em um ramal protegido.

4 RESULTADOS

Este capítulo apresenta os resultados obtidos nas simulações realizadas no EMTP, a partir dos cenários definidos no Capítulo 3. A análise foi organizada de forma a comparar o comportamento da proteção de sobrecorrente no caso base, sem MMGD, com os cenários em que unidades fotovoltaicas são inseridas progressivamente no alimentador.

Os resultados são discutidos considerando principalmente três aspectos: a atuação do relé de sobrecorrente, a influência da penetração de MMGD sobre os tempos de atuação e a seletividade entre fusíveis e relé de retaguarda. Para isso, foram avaliadas faltas trifásicas e monofásicas à terra, tanto sólidas quanto com impedância de falta de 20 Ω .

A apresentação dos resultados foi dividida por tipo de análise. Inicialmente, é avaliado o comportamento do sistema no caso base, utilizado como referência. Em seguida, são discutidos os impactos da MMGD em faltas sólidas, nas quais as proteções internas dos inversores tendem a limitar rapidamente a contribuição da geração fotovoltaica. Posteriormente, são analisadas as faltas com impedância, que permitem avaliar, de forma mais clara, possíveis alterações de sensibilidade e tempos de atuação. Por fim, são apresentados os cenários complementares destinados à avaliação da atuação dos fusíveis.

4.1 CASO BASE SEM MMGD

A Tabela 9 apresenta os resultados obtidos para as faltas aplicadas na barra 860 e para os casos complementares no ramal da barra 856, protegido pelo fusível F5.

Tabela 9- Resultados do caso base sem MMGD

Caso	Tipo da falta	Impedância da falta	Corrente no alimentador (RMS)	Função atuante	Tempo para atuação (ms)
S1	3F	0 Ω	233 A	Relé 51P	3556
S3	1F	0 Ω	187 A	Relé 51N	2543
S5	3F	20 Ω	196 A	Relé 51P	4666
S9	1F	20 Ω	166 A	Relé 51N	3169
S13	1F no Ramal 856	0 Ω	206 A	Fusível F5	187
S15	1F no Ramal 856	20 Ω	180 A	Fusível F5	253

Fonte: elaborado pelo autor.

Para as faltas monofásicas à terra, a corrente apresentada na Tabela 9 corresponde à corrente da fase em falta medida no ponto do relé, no alimentador. A atuação da função 51N, entretanto, é determinada pela corrente residual calculada internamente pelo relé, conforme discutido no Capítulo 2. Essa observação é importante porque o tempo de atuação da função de neutro não deve ser interpretado diretamente apenas a partir da corrente de fase indicada na tabela.

Na falta trifásica sólida aplicada na barra 860, correspondente ao caso S1, a função atuante foi a 51P, com corrente de 233 A RMS no alimentador e tempo de atuação de 3556 ms. Quando a mesma falta é simulada com impedância de $20\ \Omega$, no caso S5, a corrente é reduzida para 196 A RMS, resultando em aumento do tempo de atuação para 4666 ms. Esse comportamento é coerente com a característica inversa da curva de sobrecorrente, na qual a redução da corrente em relação ao pickup provoca aumento no tempo de atuação.

Nas faltas monofásicas à terra aplicadas na barra 860, a função atuante foi a 51N. Para a falta sólida, caso S3, a corrente da fase em falta medida no alimentador foi de 187 A RMS, com atuação em 2543 ms. Já na falta com impedância de $20\ \Omega$, caso S9, essa corrente foi reduzida para 166 A RMS, e o tempo de atuação aumentou para 3169 ms. Esses resultados mostram que a impedância de falta também influencia a atuação da proteção de neutro, aumentando o tempo necessário para a eliminação do defeito.

Os casos S13 e S15 foram simulados no ramal da barra 856, protegido pelo fusível F5. Nesses cenários, a atuação primária observada foi do fusível, e não do relé de retaguarda. Para a falta monofásica sólida no ramal, o fusível F5 atuou em 187 ms. Com impedância de falta de $20\ \Omega$, o tempo de atuação aumentou para 253 ms. Apesar do aumento no tempo, o fusível permaneceu atuando como dispositivo primário, o que indica comportamento seletivo no caso base.

De forma geral, os resultados do caso base mostram que a proteção implementada apresenta comportamento coerente com a filosofia adotada. O relé atua para as faltas aplicadas no tronco principal do alimentador, por meio das funções 51P e 51N, enquanto o fusível F5 atua de forma mais rápida para faltas localizadas em seu ramal protegido. Além disso, a presença da impedância de falta reduz as correntes medidas e aumenta os tempos de atuação, tornando esses cenários relevantes para avaliar os impactos da inserção de MMGD nos tópicos seguintes.

4.2 IMPACTO DA MMGD EM FALTAS SÓLIDAS

Nesta seção são analisadas as faltas sólidas aplicadas na barra 860, comparando o caso base sem MMGD com o cenário de máxima penetração, correspondente à inserção dos três conjuntos fotovoltaicos, totalizando 480 kVA. O objetivo é verificar se, em condições severas de curto-circuito, a presença da MMGD altera de forma significativa a atuação do relé de sobrecorrente.

A Tabela 10 apresenta os resultados obtidos para as faltas trifásicas e monofásicas à terra sem impedância de falta.

Tabela 10- Resultados para faltas sólidas na barra 860

Caso	Tipo da falta	Impedância da falta	Corrente no alimentador (RMS)	Função atuante	Tempo para atuação (ms)
S1	3F	0 Ω	233 A	Relé 51P	3556
S2	3F	0 Ω	226 A	Relé 51P	3723
S3	1F	0 Ω	187 A	Relé 51N	2543
S4	1F	0 Ω	181 A	Relé 51N	2449

Fonte: elaborado pelo autor.

Para a falta trifásica sólida, observa-se que a inserção de 480 kVA de MMGD reduziu a corrente medida no alimentador de 233 A para 226 A. Como consequência, o tempo de atuação da função 51P aumentou de 3556 ms para 3723 ms. Essa variação corresponde a um acréscimo de 167 ms, indicando uma alteração pequena no tempo de atuação do relé para esse tipo de falta.

No caso da falta monofásica à terra sólida, a corrente da fase em falta medida no alimentador foi reduzida de 187 A para 181 A com a inserção da MMGD. O tempo de atuação da função 51N passou de 2543 ms para 2449 ms, apresentando uma pequena redução. Como a atuação da função 51N depende da corrente residual calculada internamente pelo relé, e não apenas da corrente de fase apresentada na tabela, essa variação deve ser interpretada considerando o comportamento global das correntes de sequência durante a falta.

De forma geral, os resultados indicam que, para faltas sólidas na barra 860, a presença da MMGD com máxima penetração não provocou alteração expressiva na atuação do relé de sobrecorrente. Esse comportamento é coerente com a característica dos inversores fotovoltaicos utilizados, que possuem limitação de corrente e proteções internas habilitadas. Em faltas

severas, a contribuição da MMGD tende a ser rapidamente limitada ou modificada pela resposta dos inversores, reduzindo seu impacto sobre o tempo final de atuação da proteção do alimentador.

Assim, as faltas sólidas funcionam como uma referência inicial da análise, demonstrando que os maiores impactos da MMGD tendem a ser mais relevantes em condições menos severas, como faltas com impedância. Por esse motivo, os próximos tópicos concentram-se nas faltas trifásicas e monofásicas com $R_f = 20\Omega$, nas quais a sensibilidade da proteção e a variação dos tempos de atuação podem ser avaliadas com maior detalhe.

4.3 IMPACTO DA PENETRAÇÃO DE MMGD EM FALTAS TRIFÁSICAS COM IMPEDÂNCIA

Nesta seção são analisados os resultados das faltas trifásicas com impedância de 20Ω aplicadas na barra 860. Diferentemente das faltas sólidas discutidas anteriormente, esse tipo de falta representa uma condição menos severa, na qual a corrente de curto-circuito é reduzida pela impedância adicional. Por esse motivo, esses cenários são úteis para avaliar a sensibilidade da função de sobrecorrente de fase e a influência do aumento da penetração de MMGD sobre o tempo de atuação do relé.

A Tabela 11 apresenta os resultados obtidos para os quatro níveis de penetração considerados.

Tabela 11- Resultados para faltas trifásicas com impedância de 20Ω na barra 860

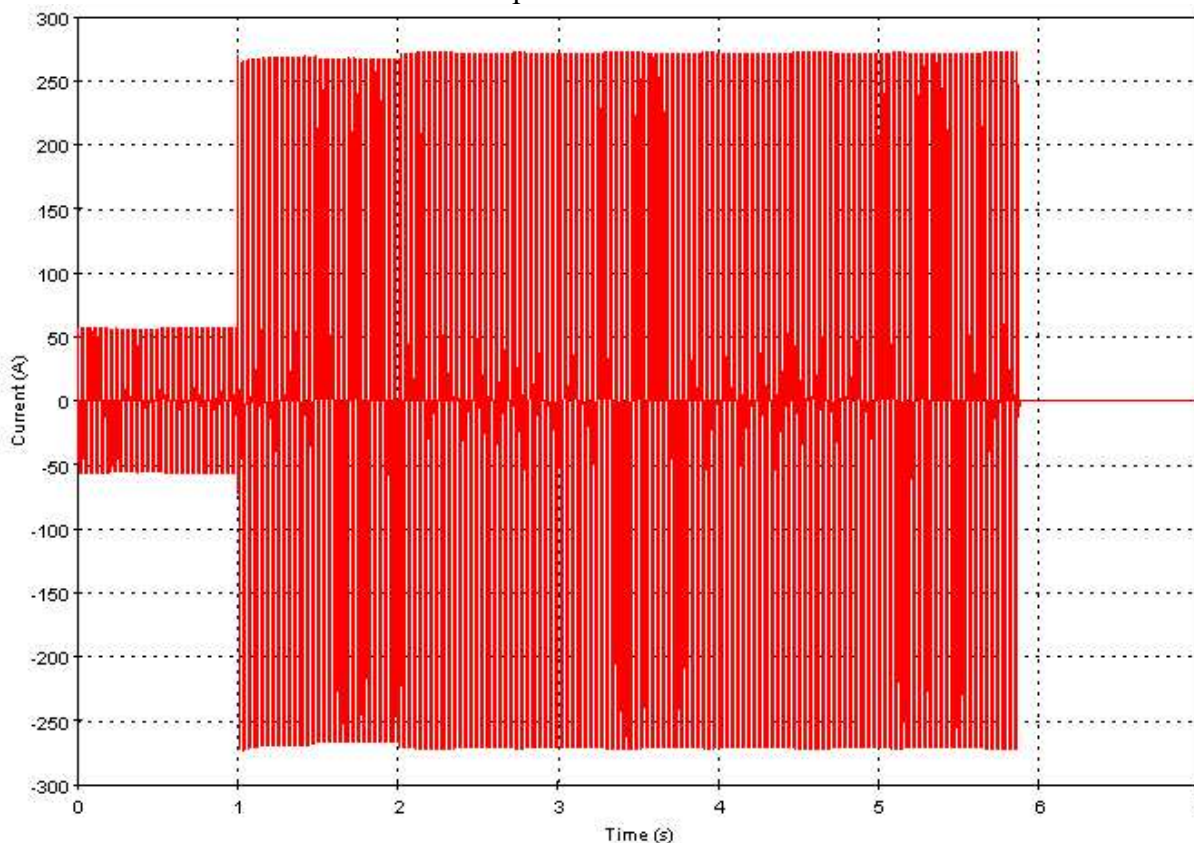
Caso	Tipo da falta	Potência MMGD	Corrente no alimentador (RMS)	Função atuante	Tempo para atuação (ms)
S5	3F	0 kVA (0%)	196 A	Relé 51P	4666
S6	3F	160 kVA (~7,7%)	195 A	Relé 51P	4719
S7	3F	320 kVA (~15,5%)	194 A	Relé 51P	4762
S8	3F	480 kVA (~23,2%)	191 A	Relé 51P	4939

Fonte: elaborado pelo autor.

Além da comparação numérica entre os casos, também foi avaliado o comportamento temporal da corrente no alimentador durante a falta. A Figura 5 apresenta a corrente no alimentador para o caso de máxima penetração de MMGD, correspondente a 480 kVA,

permitindo visualizar o comportamento da corrente antes da aplicação da falta, durante o distúrbio e após a atuação do relé.

Figura 5-Corrente no alimentador no caso com 480 kVA de MMGD durante falta trifásica com impedância na barra 860



Fonte: elaborado pelo autor.

Na Figura 5, é possível observar o regime permanente anterior à falta, o aumento da corrente a partir do instante de aplicação do defeito e, posteriormente, a atuação do relé de sobrecorrente, responsável pela interrupção da corrente no alimentador. Dessa forma, a figura complementa os resultados da Tabela 11 ao mostrar, em domínio do tempo, o comportamento do sistema no cenário de maior penetração de MMGD.

Observa-se, pela Tabela 11, que o aumento da potência instalada de MMGD provocou uma redução gradual da corrente medida no alimentador durante a falta. No caso base, sem MMGD, a corrente medida foi de 196 A RMS. Com a inserção de 160 kVA, esse valor passou para 195 A. Para 320 kVA, a corrente foi reduzida para 194 A e, no cenário de máxima penetração, com 480 kVA, atingiu 191 A.

Essa redução da corrente no alimentador resultou em aumento progressivo do tempo de atuação da função 51P. No caso base, o relé atuou em 4666 ms. Com 160 kVA de MMGD, o tempo aumentou para 4719 ms; com 320 kVA, passou para 4762 ms; e, com 480 kVA, atingiu 4939 ms. Comparando o caso base com o cenário de maior penetração, houve um aumento de 273 ms no tempo de atuação, equivalente a aproximadamente 5,9%.

O comportamento observado é coerente com a característica inversa da curva de sobrecorrente utilizada no relé. Como a corrente medida pelo relé diminui com o aumento da penetração de MMGD, a razão entre a corrente de falta e o pickup da função 51P também diminui, levando a um maior tempo de atuação. Ainda assim, em todos os cenários simulados, a função 51P permaneceu sensibilizada e atuou corretamente para a falta trifásica com impedância.

Esses resultados indicam que, para a falta trifásica com $R_f = 20\Omega$ aplicada na barra 860, a inserção de MMGD não comprometeu a sensibilidade da proteção de fase. Entretanto, provocou um atraso progressivo na atuação do relé. Esse atraso não foi suficiente para impedir a atuação da proteção, mas evidencia que o aumento da penetração de geração distribuída pode alterar os tempos de operação em faltas menos severas, especialmente quando a corrente de falta se aproxima mais da região temporizada da curva do relé.

4.4 IMPACTO DA PENETRAÇÃO DE MMGD EM FALTAS MONOFÁSICAS COM IMPEDÂNCIA

Nesta seção são analisados os resultados das faltas monofásicas à terra com impedância de 20Ω aplicadas na barra 860. Esses cenários são relevantes para a avaliação da função de neutro do relé, pois faltas envolvendo a terra e com impedância tendem a produzir correntes menores, podendo representar uma condição mais crítica para a sensibilidade da proteção.

A Tabela 12 apresenta os resultados obtidos para os quatro níveis de penetração de MMGD considerados.

Tabela 12-Resultados para faltas monofásicas com impedância de 20Ω na barra 860

Caso	Tipo da falta	Potência MMGD	Corrente no alimentador (RMS)	Função atuante	Tempo para atuação (ms)
S9	1F	0 kVA (0%)	166 A	Relé 51N	3169
S10	1F	160 kVA (~7,7%)	163 A	Relé 51N	3057
S11	1F	320 kVA (~15,5%)	162 A	Relé 51N	3018
S12	1F	480 kVA (~23,2%)	160 A	Relé 51N	3028

Fonte: elaborado pelo autor.

Para as faltas monofásicas à terra, a corrente apresentada na Tabela 12 corresponde à corrente da fase em falta medida no alimentador. A atuação da função 51N, entretanto, é determinada pela corrente residual calculada internamente pelo relé. Dessa forma, a interpretação dos tempos de atuação deve considerar o comportamento das componentes residuais, e não apenas a corrente de fase indicada na tabela.

Observa-se que o aumento da penetração de MMGD provocou uma pequena redução na corrente da fase em falta medida no alimentador. No caso base, sem MMGD, essa corrente foi de 166 A RMS. Com 160 kVA de MMGD, a corrente passou para 163 A; com 320 kVA, para 162 A; e, no cenário de máxima penetração, para 160 A. A redução total entre o caso base e o cenário de 480 kVA foi de 6 A, correspondente a aproximadamente 3,6%.

Apesar da leve redução da corrente de fase no alimentador, os tempos de atuação da função 51N também apresentaram pequena redução nos cenários com MMGD. No caso base, a atuação ocorreu em 3169 ms. Com 160 kVA de MMGD, o tempo foi reduzido para 3057 ms; com 320 kVA, para 3018 ms; e, com 480 kVA, ficou em 3028 ms. A maior redução observada ocorreu no caso S11, com diminuição de 151 ms em relação ao caso base.

Esse comportamento indica que, para a falta monofásica com impedância simulada, a inserção de MMGD não prejudicou a sensibilidade da função 51N. Pelo contrário, os cenários com geração distribuída apresentaram tempos de atuação ligeiramente menores que o caso base. Como a função de neutro depende da corrente residual, essa redução no tempo pode estar associada à alteração do desequilíbrio das correntes durante a falta e à contribuição transitória das fontes fotovoltaicas antes da atuação ou limitação de seus inversores.

Ainda assim, as variações observadas foram pequenas. Entre o caso base e o cenário de maior penetração, a redução do tempo de atuação foi de 141 ms, equivalente a aproximadamente 4,5%. Portanto, para a falta monofásica com $R_f = 20\Omega$ aplicada na barra

860, a presença da MMGD não provocou perda de sensibilidade da proteção de neutro, nem impediu a atuação do relé.

De forma geral, os resultados das faltas com impedância mostram comportamentos diferentes para as funções 51P e 51N. Na falta trifásica, o aumento da penetração de MMGD provocou aumento progressivo no tempo de atuação da função de fase. Já na falta monofásica à terra, a função de neutro permaneceu sensibilizada e apresentou pequena redução no tempo de atuação. Essa diferença reforça a importância de avaliar separadamente faltas trifásicas e monofásicas, pois a MMGD pode alterar de forma distinta as correntes vistas pelas funções de fase e de neutro.

4.5 ATUAÇÃO DOS FUSÍVEIS E SELETIVIDADE RELÉ-FUSÍVEL

Além da análise da atuação do relé de sobrecorrente, foram simulados cenários complementares para verificar o comportamento dos fusíveis frente à inserção da MMGD. Para isso, foi considerada uma falta monofásica no ramal da barra 856, protegido pelo fusível F5. A Tabela 13 apresenta os resultados obtidos para o caso base e para o cenário de máxima penetração de MMGD, considerando faltas sólidas e faltas com impedância de $20\ \Omega$.

Tabela 13-Resultados para faltas monofásicas no ramal da barra 856

Caso	Tipo da falta	Potência MMGD	Impedância da falta	Corrente no alimentador (RMS)	Função atuante	Tempo para atuação (ms)
S13	1F	0 kVA (0%)	$0\ \Omega$	206 A	Fusível F5	187
S14	1F	480 kVA (~23,2%)	$0\ \Omega$	199 A	Fusível F5	195
S15	1F	0 kVA (0%)	$20\ \Omega$	180 A	Fusível F5	253
S16	1F	480 kVA (~23,2%)	$20\ \Omega$	172 A	Fusível F5	264

Fonte: elaborado pelo autor.

Observa-se que, em todos os cenários simulados no ramal da barra 856, o dispositivo atuante foi o fusível F5. Dessa forma, a seletividade entre o fusível do ramal e o relé de retaguarda foi mantida, uma vez que a falta foi eliminada inicialmente pelo dispositivo mais próximo do ponto defeituoso. Esse comportamento é coerente com a utilização de fusíveis tipo K, que apresentam atuação rápida para correntes de falta elevadas no trecho protegido.

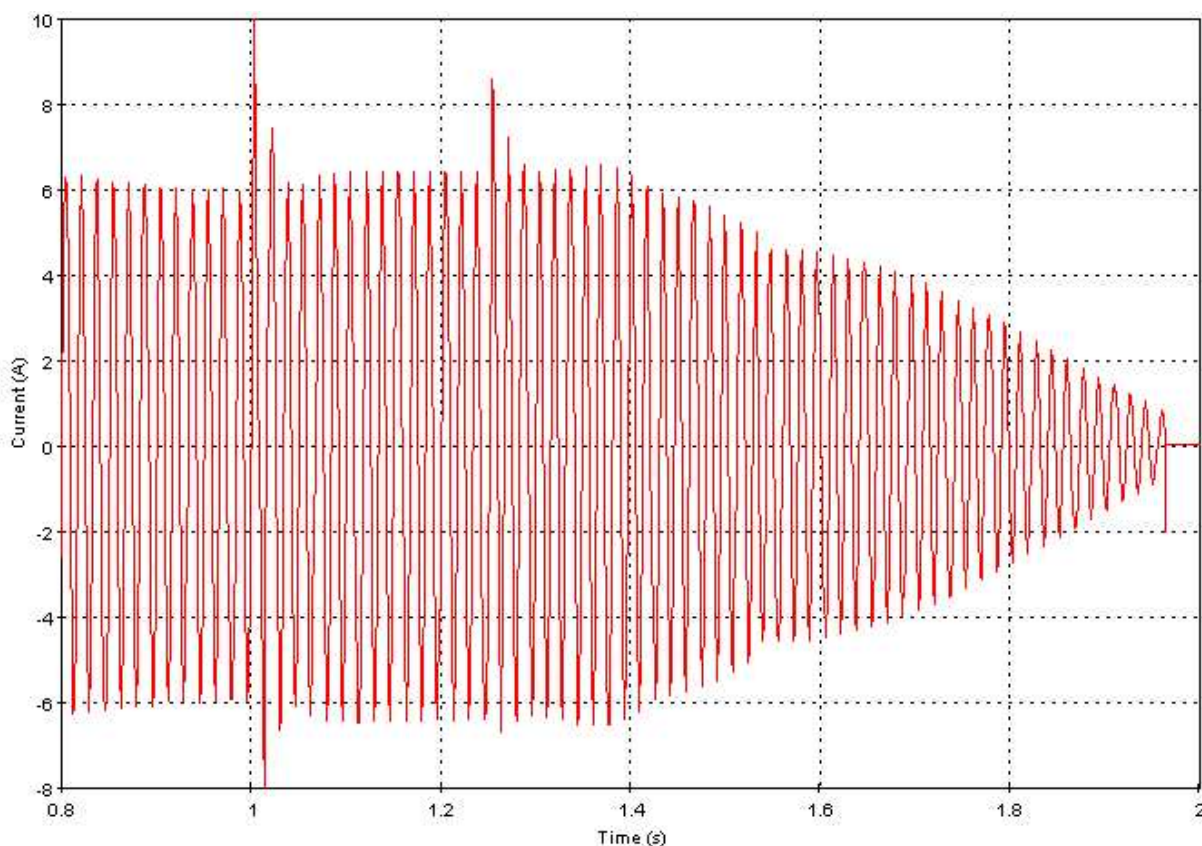
Para a falta monofásica sólida, a inserção de 480 kVA de MMGD reduziu a corrente medida no alimentador de 206 A para 199 A. O tempo de atuação do fusível passou de 187 ms para 195 ms, representando um aumento de apenas 8 ms. Para a falta com impedância de $20\ \Omega$, a corrente foi reduzida de 180 A para 172 A, e o tempo de atuação passou de 253 ms para 264 ms. Assim, mesmo com a presença da MMGD, o fusível permaneceu atuando rapidamente e antes do relé de retaguarda.

Comparando as faltas sólidas com as faltas com impedância, nota-se que a presença de $R_f = 20\ \Omega$ reduziu a corrente de falta e aumentou o tempo de atuação do fusível. Esse comportamento é esperado, pois a atuação do fusível depende da magnitude da corrente que o atravessa e do tempo de exposição. Ainda assim, os tempos permaneceram reduzidos em relação aos tempos de atuação do relé observados nos casos anteriores, mantendo a coordenação desejada para o ramal analisado.

Além do tempo de atuação do fusível, também foi observado o comportamento da corrente fornecida pela MMGD durante a falta. A Figura 6 apresenta a contribuição de corrente de um dos conjuntos de MMGD durante uma falta monofásica na fase B, aplicada no ramal da barra 856. Essa figura permite visualizar a participação da geração distribuída no instante da falta e o comportamento da corrente após a abertura do fusível F5.

Figura 6-Corrente da MMGD durante falta monofásica na fase B no ramal da barra

856



Fonte: elaborado pelo autor.

Na Figura 6, observa-se que, mesmo após a abertura do fusível, que ocorre 253 ms após a falta em 1 s, permaneceu um resquício de corrente fornecida pela MMGD alimentando a falta. Com isso, o tempo total desde a aplicação da falta até o encerramento completo da corrente foi da ordem de 966 ms.

Esse comportamento indica que, embora o fusível tenha atuado rapidamente e mantido a seletividade em relação ao relé, a presença de geração distribuída a jusante pode sustentar temporariamente uma pequena contribuição de corrente após a abertura do dispositivo primário. Essa contribuição residual pode estar associada ao tempo de resposta das proteções internas dos inversores fotovoltaicos, que permanecem responsáveis por interromper ou limitar a corrente fornecida pela MMGD após a alteração das condições elétricas no ponto de conexão.

Como os modelos de MMGD utilizados mantêm habilitadas as proteções internas de tensão, sobrecorrente, limitação de corrente e lógica de suportabilidade, a eliminação completa da contribuição da geração distribuída depende também da atuação desses controles e

proteções. Portanto, a análise dos fusíveis mostra que a seletividade relé-fusível foi preservada, mas também evidencia que a MMGD pode influenciar o comportamento pós-atuação do fusível.

De forma geral, os resultados indicam que, para o ramal da barra 856, a inserção da MMGD não comprometeu a atuação primária do fusível F5. A diferença nos tempos de atuação entre o caso base e o cenário de máxima penetração foi pequena tanto para a falta sólida quanto para a falta com impedância. Entretanto, a permanência temporária de corrente após a abertura do fusível mostra que a presença de inversores fotovoltaicos deve ser considerada na interpretação do tempo total de extinção da corrente de falta no trecho afetado.

4.6 SÍNTESE DOS RESULTADOS

Os resultados obtidos permitiram avaliar o comportamento da proteção de sobrecorrente do alimentador IEEE 34 barras frente à inserção progressiva de MMGD fotovoltaica. A análise foi conduzida a partir da comparação entre o caso base, sem geração distribuída, e os cenários com diferentes níveis de penetração de MMGD, considerando faltas sólidas e faltas com impedância.

No caso base, a proteção apresentou comportamento coerente com a filosofia adotada. Para faltas no tronco principal do alimentador, o relé atuou por meio das funções 51P e 51N, conforme o tipo de falta aplicada. Já para faltas no ramal da barra 856, o fusível F5 atuou de forma rápida e seletiva, antes da proteção de retaguarda. Esse resultado confirmou a adequação inicial dos ajustes implementados para o sistema sem MMGD.

Nas faltas sólidas aplicadas na barra 860, a inserção da MMGD em seu nível máximo, correspondente a 480 kVA, não provocou alterações expressivas nos tempos de atuação do relé. Para a falta trifásica, o tempo de atuação passou de 3556 ms para 3723 ms. Para a falta monofásica à terra, o tempo passou de 2543 ms para 2449 ms. Essas variações foram pequenas e indicam que, em faltas severas, a contribuição da MMGD tende a ser limitada pela atuação dos controles e proteções internas dos inversores.

Nas faltas trifásicas com impedância de 20 Ω , observou-se um aumento progressivo no tempo de atuação da função 51P com o aumento da penetração de MMGD. O tempo passou de 4666 ms no caso sem MMGD para 4939 ms no cenário com 480 kVA, representando aumento de aproximadamente 5,9%. Embora esse atraso não tenha impedido a atuação da

proteção, ele mostra que faltas menos severas podem ser mais sensíveis à presença da geração distribuída.

Nas faltas monofásicas com impedância de 20Ω , a função 51N permaneceu sensibilizada em todos os níveis de penetração avaliados. Nesse caso, os tempos de atuação apresentaram pequena redução em relação ao caso base, passando de 3169 ms sem MMGD para 3028 ms no cenário com 480 kVA. Como a função 51N atua a partir da corrente residual calculada internamente pelo relé, esse comportamento indica que a MMGD pode alterar de forma distinta as grandezas associadas às faltas monofásicas, sem necessariamente provocar perda de sensibilidade.

A análise dos fusíveis mostrou que a seletividade relé-fusível foi mantida nos cenários simulados no ramal da barra 856. Em todos os casos, o dispositivo atuante foi o fusível F5, tanto para a falta sólida quanto para a falta com impedância. A presença da MMGD provocou apenas pequenas alterações nos tempos de atuação do fusível: de 187 ms para 195 ms na falta sólida e de 253 ms para 264 ms na falta com impedância.

Apesar da manutenção da seletividade, foi observado um comportamento relevante após a abertura do fusível nos cenários com MMGD. Mesmo após a atuação do F5, permaneceu uma corrente residual da ordem de 5 A alimentando a falta a partir da geração distribuída por aproximadamente 710 ms. Assim, o tempo total desde a aplicação da falta até o encerramento completo da corrente foi da ordem de 966 ms. Esse resultado indica que, embora a proteção primária tenha atuado corretamente, a presença de inversores fotovoltaicos pode sustentar temporariamente uma pequena contribuição de corrente até a atuação de suas proteções internas.

De forma geral, os resultados indicam que, para os cenários simulados, a inserção de MMGD fotovoltaica não comprometeu a atuação da proteção de sobrecorrente nem provocou perda de seletividade entre fusível e relé. Entretanto, foram observadas alterações nos tempos de atuação, especialmente em faltas com impedância, além da permanência temporária de corrente após a abertura do fusível em cenários com MMGD. Esses efeitos reforçam a importância de considerar o comportamento dinâmico dos inversores e suas proteções internas em estudos de proteção de redes de distribuição com elevada presença de geração distribuída.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho teve como objetivo analisar o impacto da inserção de micro e minigeração distribuída fotovoltaica sobre a atuação da proteção de sobrecorrente no alimentador IEEE 34 barras. Para isso, foi utilizado um modelo base do sistema no EMTP, no qual foram implementados dispositivos de proteção de sobrecorrente, compostos por um relé de fase e neutro com atuação única e fusíveis tipo K em ramais e equipamentos específicos. Após a definição do caso base sem MMGD, foram inseridos conjuntos fotovoltaicos em diferentes pontos do alimentador, permitindo avaliar o comportamento da proteção frente ao aumento progressivo da penetração de geração distribuída.

A primeira etapa do trabalho consistiu na parametrização da proteção de sobrecorrente. O relé foi ajustado com funções temporizadas 51P e 51N, utilizando curva IEC Very Inverse, enquanto os fusíveis foram selecionados a partir das correntes dos ramos protegidos e representados no EMTP por meio de curvas tempo-corrente. Essa etapa permitiu estabelecer um caso base coerente, no qual o relé atuou para faltas no tronco principal e o fusível F5 atuou seletivamente para faltas no ramal da barra 856.

Os resultados obtidos no caso base mostraram comportamento compatível com a filosofia de proteção adotada. Para as faltas aplicadas na barra 860, o relé atuou por meio da função 51P nas faltas trifásicas e por meio da função 51N nas faltas monofásicas à terra. Nas faltas aplicadas no ramal da barra 856, o fusível F5 atuou de forma mais rápida que o relé, preservando a seletividade entre o dispositivo primário e a proteção de retaguarda.

Com a inserção da MMGD fotovoltaica, observou-se que os impactos sobre a proteção dependeram do tipo de falta analisado. Nas faltas sólidas aplicadas na barra 860, a presença da MMGD em seu nível máximo de penetração, correspondente a 480 kVA, não provocou alterações expressivas nos tempos de atuação do relé. Esse comportamento está associado à severidade da falta e à resposta dos inversores fotovoltaicos, cujas proteções internas e limites de corrente reduzem a contribuição da geração distribuída durante o distúrbio.

Nas faltas trifásicas com impedância de 20Ω , o aumento da penetração de MMGD provocou uma redução gradual da corrente medida no alimentador e, consequentemente, um aumento no tempo de atuação da função 51P. No caso de maior penetração, o tempo de atuação passou de 4666 ms para 4939 ms, representando aumento de aproximadamente 5,9% em relação

ao caso base. Apesar desse atraso, a função de fase permaneceu sensibilizada em todos os cenários simulados.

Nas faltas monofásicas à terra com impedância de 20Ω , a função 51N também permaneceu sensibilizada para todos os níveis de penetração avaliados. Nesse caso, os tempos de atuação apresentaram pequena redução em relação ao caso base. Esse resultado mostra que a influência da MMGD pode ser distinta para faltas trifásicas e monofásicas, uma vez que a função de neutro depende da corrente residual calculada internamente pelo relé, e não apenas da corrente de fase medida no alimentador.

A análise dos fusíveis indicou que, nos cenários simulados, a seletividade relé-fusível foi mantida. Para as faltas no ramal da barra 856, o fusível F5 atuou como dispositivo primário tanto no caso base quanto no cenário de máxima penetração de MMGD. A presença da geração distribuída provocou apenas pequenas alterações nos tempos de atuação do fusível, sem causar atuação indevida do relé de retaguarda.

Apesar da manutenção da seletividade, foi observado um comportamento relevante nos cenários com MMGD. Após a abertura do fusível F5, permaneceu uma pequena contribuição de corrente proveniente da geração distribuída, da ordem de 5 A, alimentando temporariamente a falta até a atuação das proteções internas dos inversores. Esse resultado evidencia que, mesmo quando a coordenação entre relé e fusível é preservada, a presença de fontes fotovoltaicas conectadas por inversores pode influenciar o comportamento pós-atuação dos dispositivos de proteção.

De forma geral, conclui-se que, para os cenários simulados, a inserção de MMGD fotovoltaica não comprometeu a atuação da proteção de sobrecorrente nem provocou perda de seletividade entre fusíveis e relé. Entretanto, foram observadas alterações nos tempos de atuação, especialmente em faltas com impedância, além da permanência temporária de corrente após a abertura do fusível em cenários com geração distribuída. Esses resultados reforçam a importância de considerar a contribuição limitada dos inversores, suas proteções internas e os níveis de penetração de MMGD em estudos de proteção de redes de distribuição.

Também se conclui que a análise de faltas com impedância é relevante para esse tipo de estudo, pois essas condições tendem a evidenciar melhor alterações de sensibilidade e variações nos tempos de atuação. Faltas sólidas, por serem mais severas, podem provocar atuação rápida das proteções internas dos inversores, reduzindo a influência da MMGD sobre a proteção de sobrecorrente do alimentador.

Como trabalhos futuros, sugere-se ampliar a análise para níveis mais elevados de penetração de MMGD. Para isso, poderia ser desenvolvido um trabalho específico de adaptação do sistema IEEE 34 barras, com ajuste de cargas, tensões em barras, reguladores e condições operativas, de modo a permitir a inserção de maiores potências de geração distribuída sem comprometer a estabilidade ou a coerência operacional do modelo. Essa adaptação possibilitaria avaliar situações mais críticas de fluxo reverso, variações de tensão e maior contribuição distribuída durante faltas.

Outra possibilidade de continuidade consiste na implementação de outros tipos de proteção além da sobrecorrente. Poderiam ser avaliadas, por exemplo, proteções direcionais, diferenciais, de distância, funções baseadas em tensão, frequência ou componentes simétricas, além de estratégias adaptativas de proteção. A comparação entre essas alternativas permitiria verificar quais esquemas apresentam melhor desempenho em redes de distribuição com elevada presença de MMGD baseada em inversores.

Também seria relevante avaliar diferentes estratégias de controle dos inversores fotovoltaicos, como controle de fator de potência, controle de tensão e diferentes ajustes de suportabilidade a faltas. Como os resultados mostraram que as proteções internas dos inversores influenciam a contribuição da MMGD durante distúrbios, estudos futuros poderiam investigar como diferentes parâmetros de controle e proteção dos inversores afetam a sensibilidade e a seletividade dos dispositivos do alimentador.

Por fim, recomenda-se ampliar os cenários de falta, considerando diferentes pontos do alimentador, diferentes valores de impedância de falta e outros tipos de defeito, como faltas fase-fase e bifásicas à terra. Essa ampliação permitiria avaliar de forma mais abrangente o comportamento da proteção em condições variadas, contribuindo para uma compreensão mais completa dos impactos da inserção de MMGD em redes de distribuição.

REFERÊNCIAS

ASHOK, Sidharth Parmar. *Modeling and protection scheme for IEEE 34 radial distribution feeder with and without distributed generation*. 2014. Dissertação (Master of Science in Engineering) – University of Wisconsin-Milwaukee, Milwaukee, 2014. Disponível em: <https://dc.uwm.edu/etd/394/>. Acesso em: 6 jul. 2026.

FUNMILAYO, Hamed B.; SILVA, James A.; BUTLER-PURRY, Karen L. Overcurrent protection for the IEEE 34-node radial test feeder. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Piscataway, v. 27, n. 2, p. 459-468, abr. 2012. DOI: 10.1109/TPWRD.2012.2186181.

GENERAL ELECTRIC COMPANY. *DIAC, DIFC, & DSFC overcurrent relays: IEC Very Inverse TOC curves*. GEK 105570A, GES10032. Malvern: General Electric Company, [s.d.]. Disponível em: <https://www.gevernova.com/grid-solutions/sites/default/files/resources/products/drawings/diac/iec.pdf>. Acesso em: 6 jul. 2026.

GRAS, Henry; MAHSEREDJIAN, Jean. *Protection: time overcurrent relay functions*. [S. l.]: EMTP, 2016a. Disponível em: <https://www.emtp.com/documents/EMTP-Documentation/doc/toolboxes/protection/relay50-51.pdf>. Acesso em: 6 jul. 2026.

GRAS, Henry; MAHSEREDJIAN, Jean. *Protection: fuse*. [S. l.]: EMTP, 2016b. Disponível em: <https://www.emtp.com/documents/EMTP-Documentation/doc/toolboxes/protection/fuse.pdf>. Acesso em: 6 jul. 2026.

GRAS, Henry; KOCAR, Ilhan; KARAAGAC, Ulas; MAHSEREDJIAN, Jean. *PV Single-phase Model in EMTP®*. [S. l.]: EMTP, 2021. Disponível em: <https://www.emtp.com/documents/EMTP-Documentation/doc/renewables/pv-single-phase-model.pdf>. Acesso em: 6 jul. 2026.

MENDES, Mariana A.; VARGAS, Murillo C.; ESPINDULA, Carla J.; QUEIROZ, Luann G. O.; TONINI, Luiz Guilherme R.; SIMONETTI, Domingos S. L.; BATISTA, Oureste E. Didatic overcurrent protection coordination for the IEEE 34-node radial test feeder. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, 2020. *Anais [...]*. [S. l.]: SBA, 2020. v. 1, n. 1. Disponível em: https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/sbse/article/view/2185. Acesso em: 6 jul. 2026.

S&C ELECTRIC COMPANY. *Total clearing time-current characteristic curves: Positrol fuse links – S&C “K” speed*. TCC Number 165-6-2. Chicago: S&C Electric Company, 2018. Disponível em: <https://www.sandc.com/globalassets/sac-electric/documents/public---documents/sales-manual-library---external-view/tcc-number-165-6-2.pdf>. Acesso em: 6 jul. 2026.

ANEXO A – TELAS DE PARAMETRIZAÇÃO DO MODELO PV SINGLE-PHASE

Este anexo apresenta as telas de parametrização do modelo PV Single-phase utilizado para representar as unidades de MMGD fotovoltaica nas simulações realizadas no EMTP. Os parâmetros apresentados foram utilizados nos blocos fotovoltaicos inseridos no alimentador.

Figura 7 - Parâmetros gerais do modelo PV Single-phase

Properties for PV Single-phase PVmodel1

General | PV module | Converter control | Protections | Harmonics | Scopes | Help

Single-phase Photovoltaic inverter

Frequency: 60 Hz

Split voltage: 120 VRMS

Solar panel parameters

PV array rated power: 20 kVA

DC voltage: 600 V

Filter reactive powers: 75 VAR

Filter quality factors: 5

Choke filter resistance: 0.005 pu

Choke filter inductance: 0.15 pu

Operating mode: Q-control

Initial reactive power: 0 pu

Atmospheric conditions

Temperature: 25 °C

Irradiance: 1000 W/m²

Maximum capacity of the PV park panels : 20kW

Fonte: captura de tela do EMTP, elaborada pelo autor (2026).

Figura 8 - Parâmetros do módulo fotovoltaico

Properties for PV Single-phase PVmodel1

General PV module Converter control Protections Harmonics Scopes Help

☐ Constant DC voltage

PV module parameters
[Choose from database](#)

Maximum power voltage	26.3	V
Maximum power current	7.61	A
Open-circuit voltage	32.9	V
Short-circuit current	8.21	A
Temperature coefficient short-circuit (K _{i_pv})	0.00318	A/°C
Temperature coefficient open-circuit (K _{v_pv})	-0.123	V/°C
Number of cells in series per module	54	
Ideal factor	1.025	
Standard temperature	25	°C
Standard irradiance	1000	W/m ²

[Preview V-I characteristics of PV module](#)
[Preview V-P characteristics of PV module](#)

Fonte: captura de tela do EMTP, elaborada pelo autor (2026).

Figura 9 - Parâmetros de controle do conversor

Properties for PV Single-phase PVmodel1

General | PV module | **Converter control** | Protections | Harmonics | Scopes | Help

Converter model: **AVM, Average Value** ▼

Grid-side converter control

PWM frequency: **4500** Hz

Vdc-control T_i : **150** ms

Q-control T_i : **100** ms

Q(V) Control Curve

	V (pu)	Q (pu)
1	0.9	1
2	0.95	1
3	0.97	0
4	1	0
5	1.03	-1
6	1.05	-1
7	1.1	-1

[Preview characteristic plot](#)

Advanced

PLL K_p : **40**

PLL K_i : **300**

PLL feedback loop gain: **2**

Fonte: captura de tela do EMTP, elaborada pelo autor (2026).

Figura 10 - Limites de corrente e parâmetros de FRT

Properties for PV Single-phase PVmodel1

General	PV module	Converter control	Protections	Harmonics	Scopes	Help
6	1.05	-1				
7	1.1	-1				

Preview characteristic plot

Advanced

PLL K_p 40

PLL K_i 300

PLL feedback loop gain 2

Sampling rate 22500 Hz

Measuring input filter type Bessel

Measuring input filter order 4

Cut-off frequency 5 x Sampling rate

Rise time 1 ms

Current limit 1.3 pu

d-axis Current limit 1.1 pu

q-axis Current limit 1 pu

FRT Current limit 1.3 pu

FRT q-axis current limit 1 pu

Minimum FRT voltage deviation .1 pu

FRT reset voltage deviation 0.075 pu

FRT reset delay 0.25 s

Fonte: captura de tela do EMTP, elaborada pelo autor (2026).

Figura 11 - Proteções internas do conversor

Properties for PV Single-phase PVmodel1

General | PV module | Converter control | **Protections** | Harmonics | Scopes | Help

Voltage sag protection

Enable ☒

Pickup DVS voltage pu

Reset DVS voltage pu

Chopper protection

Enable ☒

Pickup V_{DC} pu

Reset V_{DC} pu

Overcurrent

Converter pickup current pu

Reset delay s

AC undervoltage protection

Enable ☒

	t (s)	V (pu)
1	0.15	0.01
2	0.175	0.03
3	0.255	0.1
4	0.5	0.14

Fonte: captura de tela do EMTP, elaborada pelo autor (2026).

Figura 12 - Curvas de proteção de tensão em corrente alternada

Properties for PV Single-phase PVmodel1

General	PV module	Converter control	Protections	Harmonics	Scopes	Help
1	0.15		0.01			
2	0.175		0.03			
3	0.255		0.1			
4	0.5		0.14			
5	0.625		0.16			
6	0.7		0.25			
7	1.0		0.75			

[Preview characteristic plot](#)

AC overvoltage protection

Enable ☒

	t (s)	V (pu)
1	0.01	1.8
2	0.03	1.4
3	0.1	1.25
4	2.0	1.2
5	30	1.15
6	300	1.1
7		

[Preview characteristic plot](#)

Fonte: captura de tela do EMTP, elaborada pelo autor (2026).