

INSTITUTO FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

CAROLINE MELO DA SILVA

***TRIP* SOLIDÁRIO EM ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA DE MÉDIA TENSÃO DEVIDO À PRESENÇA DE UNIDADES DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA BASEADAS EM INVERSORES**

Vitória
2023

CAROLINE MELO DA SILVA

**TRIP SOLIDÁRIO EM ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA DE MÉDIA TENSÃO DEVIDO À PRESENÇA DE UNIDADES DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA BASEADAS EM INVERSORES**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Coordenadoria do Curso de Engenharia Elétrica do
Instituto Federal do Espírito Santo, Campus Vitória,
como requisito parcial para a obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Clainer Bravin Donadel.
Coorientador: Prof. Me. Murillo Cobe Vargas.

Vitória

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
(Biblioteca Nilo Peçanha do Instituto Federal do Espírito Santo)

S586t Silva, Caroline Melo da.
Trip solidário em alimentadores de distribuição de energia elétrica de média tensão devido à presença de unidades de geração distribuída baseadas em inversores / Caroline Melo da Silva – 2023.
110 f. : il. ; 30 cm

Orientador: Clainer Bravin Donadel.
Coorientador: Murillo Cobe Vargas.

Monografia (graduação) – Instituto Federal do Espírito Santo, Coordenadoria de Engenharia Elétrica, Curso Superior de Engenharia Elétrica, 2023.

1. Energia elétrica. 2. Energia elétrica – Distribuição. 3. Sistemas de energia elétrica. 4. Inversores elétricos. 5. Sistemas de controle inteligente. 6. Engenharia Elétrica. I. Donadel, Clainer Bravin. II. Vargas, Murillo Cobe. III. Instituto Federal do Espírito Santo. IV. Título.
CDD 21 – 621.31

Elaborada por Marcileia Seibert de Barcellos – CRB-6/ES – 656



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
INSTITUTO FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
VIT - COORDENADORIA DO CURSO TECNICO EM
ELETROTECNICA



FOLHA DE APROVAÇÃO-TCC Nº 3 / 2023 - VIT-CCTE (11.02.35.01.09.02.19)

Nº do Protocolo: 23148.004173/2023-22

Vitória-ES, 30 de junho de 2023.

CAROLINE MELO DA SILVA

TRIP SOLIDÁRIO EM ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE MÉDIA TENSÃO DEVIDO À PRESENÇA DE UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA BASEADAS EM INVERSORES

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenadoria de Engenharia Elétrica do Instituto Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção de título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em 23 de junho de 2023.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Dr. Clainer Bravin Donadel
Instituto Federal Do Espírito Santo
Orientador

Prof. Me. Murillo Cobe Vargas
Instituto Federal Do Espírito Santo
Coorientador

Prof. Dr. Marcelo Brunoro
Instituto Federal Do Espírito Santo

Prof. Me. Luann Georgy Oliveira Queiroz
Instituto Federal do Espírito Santo

(Assinado digitalmente em 30/06/2023 09:41)

CLAINER BRAVIN DONADEL

PROFESSOR DO ENSINO BASICO TECNICO E TECNOLOGICO
VIT-CCTE (11.02.35.01.09.02.19)
Matricula: 1811921

(Assinado digitalmente em 03/07/2023 08:05)

MARCELO BRUNORO

PROFESSOR DO ENSINO BASICO TECNICO E TECNOLOGICO
VIT-CCTE (11.02.35.01.09.02.19)
Matricula: 1813911

(Assinado digitalmente em 30/06/2023 11:36)

MURILLO COBE VARGAS

PROFESSOR DO ENSINO BASICO TECNICO E TECNOLOGICO
GUA-CCTE (11.02.22.01.08.01.04)
Matricula: 1068709

(Assinado digitalmente em 03/07/2023 12:51)

LUANN GEORGY OLIVEIRA QUEIROZ

ASSINANTE EXTERNO
CPF: ***.517.654-**

Visualize o documento original em <https://sipac.ifes.edu.br/public/documentos/index.jsp> informando seu número: 3, ano: 2023, tipo: FOLHA DE APROVAÇÃO-TCC, data de emissão: 30/06/2023 e o código de verificação: d8378bcb17

A Ti, Senhor, dedico essa vitória, confiando que continuarás a conduzir meus passos em direção a Tua vontade, perfeita e soberana.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus por me possibilitar a realização de mais uma conquista, por ser meu refúgio e fortaleza nos momentos de angústia e me guiar durante toda a minha jornada acadêmica me dando saúde, sabedoria e perseverança.

À minha família, agradeço por todo o apoio e incentivo para que eu chegasse até aqui. Especialmente à minha mãe, Tania, por ser meu maior exemplo de força e determinação, e nunca ter me deixado desanimar ou desistir.

Aos meus orientadores, Clainer Donadel e Murillo Vargas, pela oportunidade de desenvolvimento técnico, confiança depositada em mim mesmo diante aos desafios pessoais e profissionais bem como a parceria durante todo o projeto.

A todos os mestres do Instituto Federal do Espírito Santo, com quem tive a oportunidade de aprender durante os anos como aluna do Campus Vitória, por todos os ensinamentos transmitidos.

"Somos o que repetidamente fazemos. A excelência, portanto, não é um feito, mas um hábito."

– Aristóteles

RESUMO

Com o objetivo de se contribuir com uma geração de energia mais limpa e sustentável por meio de fontes renováveis, tem-se visto um significativo crescimento da integração de Geração Distribuída (GD) baseada em inversores às redes de distribuição de energia elétrica. Entretanto, esse tipo de conexão também pode acarretar problemas do ponto de vista do atual esquema de proteção em alimentadores de distribuição, uma vez que foram projetados para um cenário sem a previsão de conexões adicionais nesse modelo. Neste sentido, o *trip* solidário se apresenta como uma das possibilidades de falhas na coordenação da proteção que podem ocorrer devido à presença de GD em alimentadores de distribuição. Este projeto tem como objetivo investigar a ocorrência do fenômeno do *trip* solidário (ou falso *trip*) em alimentadores de distribuição de média tensão devido à presença de Geradores Baseados em Inversores (GBI) com uso de software específico de simulação de sistemas de distribuição para realizar análises de vários cenários de conexão de GD, em diversos barramentos e níveis de penetração. O sistema elétrico utilizado para o estudo é o modelo de 34 nós do IEEE. As simulações foram realizadas utilizando o software OpenDSS®, para integrar os GBIs ao sistema elétrico estudado. Em seguida, foi realizada uma análise detalhada, elemento por elemento, para verificar se a contribuição dos GBIs nas correntes de curto-circuito afetaria a coordenação e seletividade do sistema elétrico com cargas correspondendo 100% da potência nominal. De forma geral, observou-se que a integração massiva de GBIs diminuiu a corrente pré-falta em todos os casos. No caso das chaves fusíveis, a corrente de falta aumentou de 1400% a 7000% nas laterais com as maiores cargas, mas não atingiu a curva de fusão mínima dos elementos fusíveis. Por outro lado, o impacto da corrente de falta nos religadores diminuiu da ordem de 1% a 10% relação ao cenário sem integração de GBIs, durante ocorrências de faltas trifásicas. Apesar da integração em larga escala dos geradores baseados em inversores, que altera as características do fluxo de potência no alimentador estudado, as contribuições desses geradores nas correntes de curto-circuito não afetaram significativamente as proteções contra sobrecorrente, coordenação e seletividade com a filosofia de proteção utilizada.

Palavras-chaves: *Trip* Solidário. Falso *Trip*. Geração Distribuída. Alimentadores de Distribuição. Proteção. Modelagem.

ABSTRACT

In order to contribute to a cleaner and more sustainable generation of energy through renewable sources, a significant growth in the integration of distributed generation based on inverters into electrical distribution networks has been observed. However, this type of connection can also pose problems from the perspective of the current protection scheme in distribution feeders, as they were designed for a scenario without the addition of such connections. In this sense, sympathetic tripping emerges as one of the potential coordination failures that may occur due to the presence of distributed generation (DG) in distribution feeders. This project aims to investigate the occurrence of the sympathetic tripping phenomenon (or false trip) in medium voltage distribution feeders due to the presence of inverter-based generation units (IBGs) using specific simulation software for distribution system analysis to perform analyses of various DG connection scenarios at different busbars and penetration levels. The electrical system used for the study is the 34-node IEEE model. The simulations were conducted using OpenDSS® software to integrate the IBGs into the studied electrical system. Subsequently, a detailed element-by-element analysis was performed to verify if the contributions of the IBGs to short-circuit currents would affect the coordination and selectivity of the electrical system with loads corresponding to 100% of the rated power. In general, it was observed that the massive integration of IBGs reduces the pre-fault current in all cases. In the case of fuse switches, the fault current increased by 1400% to 7000% on the sides with the highest loads but did not reach the minimum melting curve of the fuse elements. On the other hand, the impact of fault current on reclosers decreased by approximately 1% to 10% compared to the scenario without IBG integration during three-phase fault occurrences. Despite the large-scale integration of inverter-based generators, which alters the power flow characteristics in the studied feeder, the contributions of these generators to short-circuit currents did not significantly affect overcurrent protection, coordination, and selectivity with the employed protection philosophy.

Keywords: Sympathetic “False” Tripping. Distributed generation. Distribution Feeders. Protection. Modeling.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Matriz elétrica brasileira por fonte de geração	18
Figura 2 – Representação de zonas de proteção em sistemas de distribuição	23
Figura 3 – Esquemático da chave fusível unipolar	24
Figura 4 – Representação da posição do elo fusível protetor e protegido	25
Figura 5 - Gráfico tempo <i>versus</i> corrente de atuação dos fusíveis 10K, 15K e 25K .	26
Figura 6 – Curvas de tempo inverso padrão IEC	28
Figura 7 – Esquema de gerador de turbina eólica tipo III	30
Figura 8 – Esquema de gerador de turbina eólica tipo IV	31
Figura 9 – Esquema de gerador solar fotovoltaico	31
Figura 10 – Representação do falso <i>trip</i>	36
Figura 11 – Falso <i>trip</i> em R2	37
Figura 12 – Falso <i>trip</i> em R3	37
Figura 13 – Representação unifilar do <i>34-Node Distribution Test Feeder</i>	42
Figura 14 – Esquema de proteção do IEEE <i>34-Node Test Feeder</i> utilizado	44
Figura 15 – Representação de GD conectada à barra 844 com uma falta trifásica na barra 840 no alimentador 34-NTF	49
Figura 16 – Magnitude da corrente elétrica pré-falta e de falta com e sem GD na barra 844	50
Figura 17 – Gráfico tempo <i>versus</i> corrente de atuação F8 com GD na barra 844	51
Figura 18 – Gráfico tempo <i>versus</i> corrente de atuação dos religadores R1 e R2 com GD na barra 844	52
Figura 19 – Representação de GD conectada à barra 890 com uma falta trifásica na barra 840 no alimentador 34-NTF	53
Figura 20 – Magnitude da corrente elétrica pré-falta e de falta sem e com GD na barra 890	54
Figura 21 - Gráfico tempo <i>versus</i> corrente de atuação F8 com GD na barra 890	55
Figura 22 – Gráfico tempo <i>versus</i> corrente de atuação dos religadores R1 e R2 com GD na barra 890	56

Figura 23 - Representação de GD conectada às barras 844 e 890 com uma falta trifásica na barra 840 no alimentador 34-NTF	57
Figura 24 – Magnitude da corrente elétrica pré-falta e de falta nos religadores R1 e R2 com e sem GD nas barras 844 e 890	58
Figura 25 – Magnitude da corrente elétrica pré-falta e de falta nos fusíveis F6 e F8 com e sem GD nas barras 844 e 890.....	59
Figura 26 – Gráfico tempo <i>versus</i> corrente de atuação F8 e F6 com GD na barra 844 e 890	60
Figura 27 – Gráfico tempo <i>versus</i> corrente de atuação dos religadores R1 e R2 com GD nas barras 844 e 890	61
Figura 28 - Representação de GD conectada à barra 806 e laterais com uma falta trifásica na barra 840 no alimentador 34-NTF	62
Figura 29 – Magnitude da corrente elétrica pré-falta e de falta nos religadores R1 e R2 com e sem GD nas barras 806 e laterais.....	63
Figura 30 – Magnitude da corrente elétrica pré-falta e de falta nos fusíveis F1, F6, F8 e F11 com e sem GD nas barras 806 e laterais	64
Figura 31 – Gráfico tempo <i>versus</i> corrente de atuação F1, F6, F8 e F11 com GD nas barras 806 e laterais.....	66
Figura 32 – Gráfico tempo <i>versus</i> corrente de atuação dos religadores R1 e R2 com GD nas barras 806 e laterais.....	66
Figura 33 – Representação de GD conectada à barra 860 com uma falta trifásica na barra 840 no alimentador 34-NTF	67
Figura 34 – Magnitude da corrente elétrica pré-falta e de falta nos religadores R1 e R2 com e sem GD nas barras 860 e laterais.....	68
Figura 35 – Magnitude da corrente elétrica pré-falta e de falta nos fusíveis F1, F6, F8 e F11 com e sem GD nas barras 806 e laterais	69
Figura 36 – Gráfico tempo <i>versus</i> corrente de atuação F1, F6, F8 e F11 com GD nas barras 860 e laterais.....	71
Figura 37 – Gráfico tempo <i>versus</i> corrente de atuação dos religadores R1 e R2 com GD nas barras 860 e laterais.....	71
Figura 38 – Representação de GD conectada a múltiplas barras com uma falta trifásica na barra 840 no alimentador 34-NTF	72
Figura 39 – Magnitude da corrente elétrica pré-falta e de falta nos religadores R1 e R2 com e sem GD em múltiplas barras.....	73

Figura 40 – Magnitude da corrente elétrica pré-falta e de falta nos fusíveis F1, F6, F8 e F11 com e sem GD nas múltiplas barras	74
Figura 41 – Gráfico tempo <i>versus</i> corrente de atuação F1, F6, F8 e F11 com GD nas barras 806, 860 e laterais.....	75
Figura 42 – Gráfico tempo <i>versus</i> corrente de atuação dos religadores R1 e R2 com GD nas barras 806, 860 e laterais.....	76

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros das curvas IEC de tempo inverso	27
Tabela 2 – Dados dos transformadores do <i>34-Node Test Feeder</i>	43
Tabela 3 – Potência das cargas conectadas aos nós do <i>34-Node Test Feeder</i>	43
Tabela 4 – Parâmetros de ajuste dos religadores R1 e R2.....	45
Tabela 5 – Corrente nominal máxima de cada trecho com dispositivo de proteção..	48
Tabela 6 – Resumo dos resultados de corrente de falta de fase máxima obtida nos religadores R1 e R2	78
Tabela 7 – Corrente pré-falta e de falta com e sem GD na barra 844.....	90
Tabela 8 – Variação de corrente pré-falta e de falta com e sem GD na barra 844 ...	90
Tabela 9 – Variação de corrente elétrica com e sem GD na barra 844.....	91
Tabela 10 – Corrente pré-falta e de falta com e sem GD na barra 890.....	92
Tabela 11 – Variação de corrente pré-falta e de falta com e sem GD na barra 890 .	92
Tabela 12 – Variação de corrente elétrica com e sem GD na barra 890.....	93
Tabela 13 - Corrente pré-falta e de falta com e sem GD nas barras 844 e 890	94
Tabela 14 – Variação de corrente elétrica pré-falta e de falta com e sem GD nas barras 844 e 890	95
Tabela 15 – Variação de corrente elétrica durante uma falta trifásica antes e depois da conexão de GD nas barras 844 e 890.....	96
Tabela 16 – Corrente pré-falta e de falta com e sem GD nas barras nas barras 806 e laterais.....	97
Tabela 17 – Variação de corrente elétrica pré-falta e de falta com e sem GD nas barras 806 e laterais.....	98
Tabela 18 – Variação de corrente elétrica durante uma falta trifásica antes e depois da conexão de GD nas barras 806 e laterais	99
Tabela 19 – Corrente pré-falta e de falta com e sem GD nas barras 806 e laterais	100
Tabela 20 – Variação de corrente elétrica pré-falta e de falta com e sem GD barras 860 e laterais.....	101
Tabela 21 – Variação de corrente elétrica durante uma falta trifásica antes e depois da conexão de GD nas barras 860 e laterais	102

Tabela 22 – Corrente pré-falta e de falta com e sem GD em múltiplas barras.....	103
Tabela 23 – Variação de corrente elétrica pré-falta e de falta com e sem GD em múltiplas barras	104
Tabela 24 – Variação de corrente elétrica durante uma falta trifásica antes e depois da conexão de GD em múltiplas barras	105

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AD	Alimentadores de Distribuição
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
GBI	Geradores Baseados em Inversores
GD	Geração Distribuída
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
SEP	Sistema Elétrico de Potência
<i>OpenDSS</i>	<i>Open Distribution System Simulator</i>
UFV	Centrais Geradoras Fotovoltaicas

LISTA DE SÍMBOLOS

$\Delta I_{n_{pf}}$	Variación da corrente pré-falta na fase n
ΔI_{n_f}	Variación da corrente de falta na fase n
$\Delta I_{n_{S/GD}}$	Variación da corrente na fase n durante uma falta sem GD
$\Delta I_{n_{C/GD}}$	Variación da corrente na fase n durante uma falta com GD
$I_{n_{pf}}'$	Corrente pré-falta sem GD na fase n
I_{n_f}'	Corrente de falta sem GD na fase n
$I_{n_{pf}}''$	Corrente pré-falta com GD na fase n
I_{n_f}''	Corrente de falta com GD na fase n

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	OBJETIVOS	20
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	21
2	REFERENCIAL TEÓRICO	22
2.1	PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	22
2.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	28
2.3	GERADORES BASEADOS EM INVERSORES	29
2.4	REGULAMENTAÇÃO.....	33
2.4.1	ABNT NBR 16149:2013.....	33
2.4.2	IEEE 1547–2018.....	33
2.5	<i>TRIP</i> SOLIDÁRIO OU FALSO <i>TRIP</i> (<i>SYMPATHETIC “FALSE” TRIPPING</i>).....	34
2.6	TRABALHOS CORRELATOS	37
3	METODOLOGIA.....	41
3.1	IEEE 34-NODE DISTRIBUTION TEST FEEDER.....	41
3.2	FILOSOFIA DE PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTE PARA O IEEE 34-NODE DISTRIBUTION TEST FEEDER.....	44
3.3	MODELAGEM DE GBIs E SIMULAÇÕES COM OPENDSS®	45
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	48
4.1	BARRA 844	48
4.2	BARRA 890	53
4.3	BARRAS 844 E 890	57
4.4	BARRA 806	62
4.5	BARRA 860	67
4.6	MÚLTIPLAS BARRAS	72
4.7	DISCUSSÕES E CONSIDERAÇÕES.....	76
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	80
	REFERÊNCIAS.....	82
	APÊNDICE A – MODELAGEM DOS GERADORES FV NO OPENDSS® ...	86

APÊNDICE B – CÓDIGO DE SIMULAÇÃO NO OPENDSS®	87
APÊNDICE C – RESULTADOS DE VARIAÇÃO DE CORRENTE	89
ANEXO A – MODELAGEM DO 34-NTF NO OPENDSS®	106

1 INTRODUÇÃO

A matriz de energia elétrica brasileira, majoritariamente caracterizada por uma geração centralizada, é definida em sua maior parte por usinas hidrelétricas ou termoelétricas com grandes capacidades instaladas. No entanto, esse modelo de geração acarreta grandes investimentos em linhas de transmissão que, apesar da alta produtividade, pode fazer com que o custo da energia elétrica fique mais elevado para o consumidor final, quando comparado com uma instalação eficiente de geração distribuída (AHMADI *et al.*, 2021; ANEEL, 2022a).

Por outro lado, um novo conceito de centrais geradoras ganhou força, a Geração Distribuída (GD). No final do século XX, o Brasil iniciou o movimento de abertura a ampla concorrência no mercado de energia elétrica, o que influenciou o aumento de investimentos e tecnologias na área. A GD, caracterizada pela instalação de centrais geradoras próximas ou junto ao consumidor, se popularizou com a premissa de aumentar a eficiência energética do sistema após ser citada pela primeira vez na Lei 10.848/04, que dispôs sobre a comercialização de energia no Brasil (MANDITEREZA; BANSAL, 2016; PEPERMANS *et al.*, 2005).

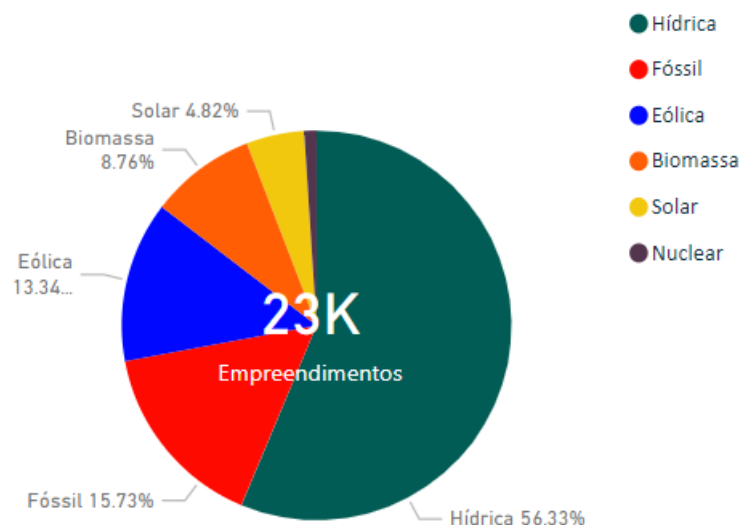
Alguns anos mais tarde, com o advento da Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 482/2012, foi criado o sistema de compensação de energia no qual os consumidores que não fazem parte do mercado livre passaram a ter o direito de possuir usinas de geração de energia por meio de recursos renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, ainda sendo possível injetar a energia não consumida na rede elétrica local, se tornando conhecido como microgeração e minigeração distribuída (ANEEL, 2022b).

Logo, é importante ressaltar a diferença das modalidades de GD, sendo este conceito muito mais abrangente do que o retratado pelas resoluções nº 482/2012 e nº 1000/2021, ou até mesmo pela Lei nº 14.300/2021, que tratam das diretrizes de distribuição de energia elétrica e regulamentam a microgeração e minigeração distribuída, uma vez que a GD nasceu da necessidade de instalação de geração de pequena escala ao sistema de distribuição para oferecer capacidade de geração adicional (DUGAN; MCDERMOTT, 2002; PEPERMANS *et al.*, 2005).

A GD, sobretudo a oriunda de Centrais Geradoras Fotovoltaicas (UFV), tem conquistado gradativamente mais destaque na matriz elétrica brasileira. Conforme dados mais atuais da ANEEL (Figura 1), as UFV são a maioria, alcançando mais de 99% da potência instalada, quando se trata de micro e mini GD, apesar de ainda representarem apenas cerca de 4,9% da capacidade de geração de energia elétrica no território nacional.

Grande parcela dessa geração distribuída fotovoltaica, aproximadamente 80%, é constituída por unidades consumidoras com tensão menor que 2,3 kV e carga ou potência de geração instalada iguais ou menores que 75 kW, sendo sua maioria residenciais e comerciais, dispostas de forma descentralizada nas redes de distribuição de energia elétrica de grandes e pequenas cidades (ANEEL, 2021, 2022b; EPE, 2022).

Figura 1 – Matriz elétrica brasileira por fonte de geração



Fonte: ANEEL (2023).

O significativo crescimento da integração de GDs às redes de distribuição de energia elétrica, com objetivo de contribuir com uma geração de energia mais limpa e sustentável por meio de fontes renováveis, também pode acarretar problemas do ponto de vista do atual esquema de proteção em alimentadores de distribuição (AD)

que foram projetados para um cenário sem a previsão de conexão de GDs (DUGAN; MCDERMOTT, 2002; PEPERMANS *et al.*, 2005).

A maioria da GD instalada no Brasil apresenta geradores baseados em inversores (GBIs), que são caracterizados por utilizarem em seu circuito um inversor como forma de conexão com a rede elétrica. Os inversores são equipamentos que atuam convertendo a Corrente Contínua (CC) em Corrente Alternada (CA); no caso de GD a corrente contínua é gerada por módulos fotovoltaicos ou turbinas eólicas. Entretanto, os GBIs possuem comportamento diverso quando comparados aos geradores clássicos, sobretudo quando operam em condições anormais de rede, fazendo com a comunidade científica ainda tenha dificuldade de compreender em sua totalidade os impactos de sua integração às redes atuais (HADDADI *et al.*, 2021).

Além disso, a nova versão da norma IEEE 1547 – *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*, atualizada em 2018, permitiu diferentes modos de operação, capacidade de injeção e/ou consumo de energia reativa e suportabilidade contra variação de tensão e frequência para os Recursos Energéticos Distribuídos (RED) (IEEE 1547-2018, 2018).

Logo, é possível elencar como os principais inconvenientes relacionados a proteção dos alimentadores de distribuição a mudança no nível de curto-circuito da rede, a perda de coordenação e a mudança na corrente de carregamento dos trechos onde é possível verificar a presença de REDs. Como consequência, na ocorrência desses problemas pode-se notar um aumento na interrupção da disponibilidade de energia elétrica e custos de manutenção, e uma diminuição na receita financeira gerada, na confiabilidade, resiliência e robustez do alimentador (BLAABJERG *et al.*, 2017).

Por isso, a massiva integração de GBIs aos atuais ADs pode acarretar alterações de parâmetros importantes, como níveis de curto-circuito e correntes de carregamento, devido às características de fluxo bidirecional de potência gerado por unidades prosumidoras¹. Tendo isso em vista, é possível verificar na literatura casos em que a

¹ Unidades consumidoras que também possuem a capacidade de gerar energia elétrica.

contribuição da injeção de corrente elétrica desse tipo de geração na rede levou o sistema de proteção a atuar de forma indesejada em casos de faltas em ramais adjacentes às conexões de GD, facilitando assim a ocorrência de um fenômeno denominado *trip* solidário (AHMADI *et al.*, 2021; HADDADI *et al.*, 2021; ZHANG; MU, 2018).

Sendo apenas um dos possíveis problemas relacionados à perda de coordenação entre os dispositivos de proteção paralelos ou a montante, o *trip* solidário (ou falso *trip*) ocorre quando o nível da corrente sob condições de falta de um gerador acaba ultrapassando o limite superior definido para a proteção do alimentador em condições normais. Logo, esse desequilíbrio nos níveis de corrente pode acarretar o acionamento do dispositivo de proteção antes que a falta se extinga no alimentador faltoso, causando uma operação inapropriada do relé de proteção. Em síntese, quando um alimentador apresenta ramais adjacentes conectados por um nó em comum, ao se identificar a ocorrência de uma falta relacionada a este ponto, a presença de GD pode desconectar partes da rede que não deveriam ser afetadas em razão da perda de coordenação entre dispositivos de proteção, devido à injeção de corrente elétrica no sentido contrário ao fluxo tradicional pelo gerador (JENNETT *et al.*, 2015; MANDITEREZA; BANSAL, 2016; RAZAVI *et al.*, 2019).

Desse modo, a investigação desse fenômeno em alimentadores de distribuição se torna necessária devido ao aumento da integração de GBIs e às alterações recentes das normativas relacionadas a este assunto. Para este trabalho, portanto, pretende-se simular vários cenários de um alimentador de distribuição com variados níveis de integração de GBIs a fim de se identificar como e em quais casos o *trip* solidário ocorre.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é investigar a ocorrência do fenômeno do *trip* solidário (ou falso *trip*) em alimentadores de distribuição de média tensão devido à presença de unidades de geração distribuída baseada em inversores.

Para atingir ao objetivo geral, os seguintes objetivos específicos são apontados:

- Analisar os impactos da conexão de GBIs em alimentadores de distribuição contemplando diversos cenários de conexão de GD, em diferentes barramentos e com níveis variados de potência.
- Determinar em quais situações o *trip* solidário ocorre e sugerir possíveis intervenções a fim de mitigar tais eventos em redes de distribuição de energia elétrica de média tensão.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está estruturado em 5 capítulos. O Capítulo 1 introduz os principais conceitos aplicados neste trabalho, bem como os objetivo geral e objetivos específicos.

O Capítulo 2 discorre sobre os conceitos teóricos, características e definições. Ainda, são apresentadas fundamentações teóricas utilizadas na literatura para análise da ocorrência de falhas na proteção de alimentadores de distribuição de energia, destacando as características de geradores baseados em inversores e seus impactos nos sistemas de proteção das redes de distribuição, e a definição da falha no sistema de proteção denominada falso *trip*, ou *trip* solidário.

No Capítulo 3 são mostrados os materiais e métodos que serão aplicados para análise do problema proposto. O Capítulo 4 discute os resultados obtidos com os métodos aplicados após a execução das simulações e o Capítulo 5 expõe as considerações finais e sugestões para trabalhos futuros.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Este capítulo tem como propósito abordar o que há disponível na literatura sobre a ocorrência do *trip* solidário, ou falso *trip*, em alimentadores de distribuição devido à presença de geração distribuída baseada em inversores. A primeira parte é uma breve introdução à proteção de sistemas de distribuição, com a exposição dos principais dispositivos de proteção e o padrão utilizado para a parametrização e ajustes dos componentes de proteção de sobrecorrente temporizada.

Em seguida, são apresentadas as características de GBIs e seus impactos negativos nas redes de distribuição, bem como os desafios relacionados à sua modelagem computacional levando em consideração a atualização da norma IEEE 1547 e a NBR 16149. Nesse sentido, é exposto o problema da ocorrência do *trip* solidário e sua relação com a alta penetração de GD em alimentadores de distribuição tendo em vista a topologia na qual são dispostos os sistemas de distribuição no Brasil. Ao final do capítulo, são apresentados os trabalhos correlatos que basearam a escolha da metodologia deste trabalho.

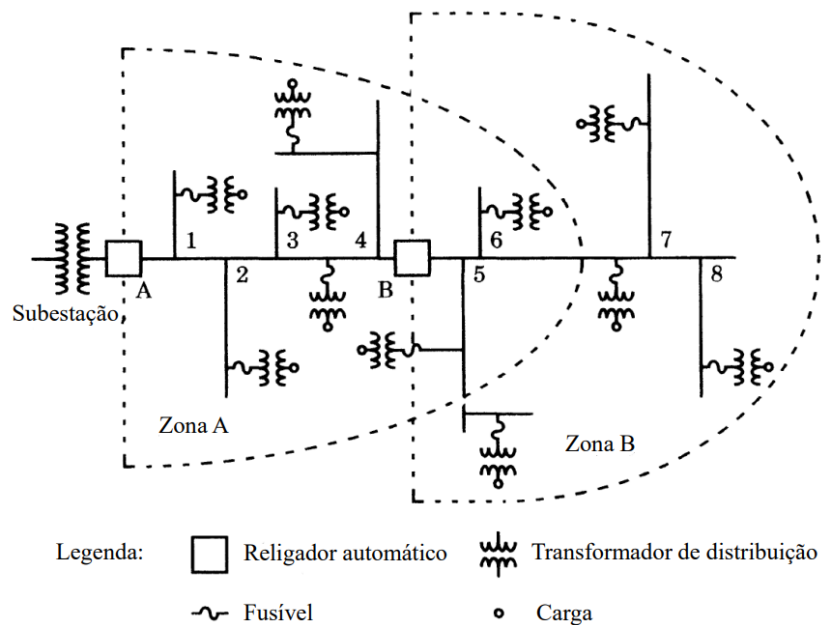
2.1 PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A filosofia de proteção de sistemas elétricos de potência, mais especificamente dos sistemas de distribuição primários e secundários, é baseada em zonas de atuação individuais. O objetivo dessa estratégia é otimizar a operação do sistema durante eventos adversos, diminuindo o tempo de resposta dos equipamentos de proteção, a fim de minimizar as perdas elétricas e econômicas, conforme representado na Figura 2. As zonas de proteção (A e B) são delimitadas basicamente pelo alcance da atuação dos religadores automáticos, abrangendo os elementos fusíveis que, por sua vez, protegem as cargas dos ramais laterais localizados após os transformadores de distribuição. Em termos gerais, é possível classificar cinco tipos de proteção contra distúrbios elétricos: sobrecorrentes, sobretensões, subtensões, frequência e sobre-excitação.

Geralmente, a proteção do ramal principal (tronco) de um alimentador de distribuição é diferente dos ramais laterais. Além dos dispositivos de proteção localizados no tronco, os ramais laterais devem apresentar equipamentos de proteção próprios a fim

de possibilitar a continuidade da operação do restante do alimentador durante a ocorrência de faltas, isolando o ramal lateral, por exemplo. Essa característica que os sistemas de proteção de redes de distribuição possuem de, ao serem submetidos a correntes anormais, fazerem com que os dispositivos de proteção atuem de maneira a desenergizar somente a parte do circuito afetado, é chamada de seletividade. (COOPER POWER SYSTEMS, 2005; MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2020).

Figura 2 – Representação de zonas de proteção em sistemas de distribuição

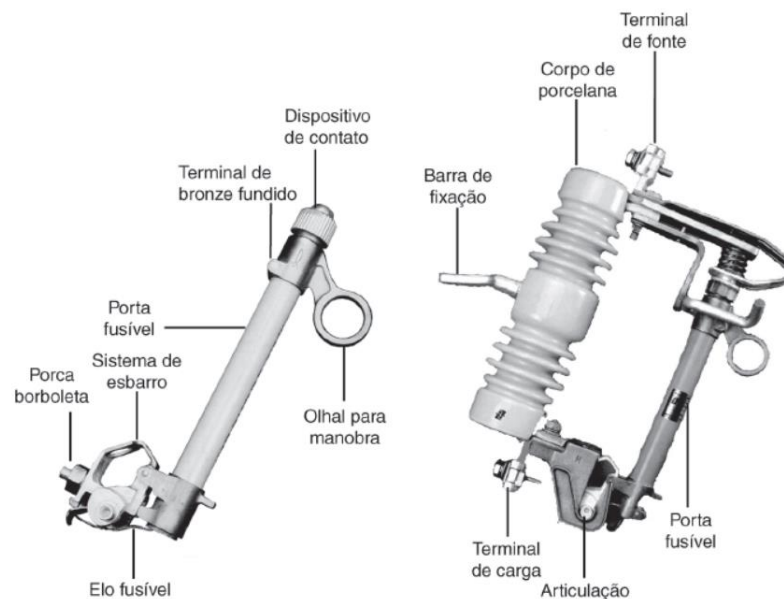


Fonte: Vargas (2018).

Quando se fala em proteção de sistemas de distribuição, geralmente são utilizadas chaves fusíveis para a proteção no lado primário de transformadores de distribuição e no início de ramais laterais, no caso de cargas prioritárias. No caso de cargas não prioritárias e no tronco de alimentadores longos, podem ser usados chaves fusíveis, religadores e seccionadores. As chaves fusíveis, representadas na Figura 3, são os dispositivos de proteção de sobrecorrente mais utilizados, tanto pelo custo de instalação quanto pela eficiência de desempenho. Uma vez que é detectada uma sobrecorrente passante na chave, o condutor se aquece e é ocasionada a fusão do elemento fusível, fazendo com que o circuito se abra e, por sua vez, a sobrecorrente não afete a carga protegida.

Com relação à proteção de sistemas de distribuição, esses dispositivos podem ainda ser classificados de acordo com o tempo de resposta que apresentam após identificarem a passagem de sobrecorrentes, sendo eles: Tipo K, Tipo H e Tipo T. Os elementos fusíveis Tipo K são os mais rápidos, muito utilizados na proteção de ramais de alimentadores de distribuição por admitirem sobrecarga de até 50% do valor da corrente nominal. Os elementos fusíveis Tipo H, também denominados fusíveis de alto surto, são mais utilizados na proteção de transformadores ou motores elétricos por apresentarem tempo de atuação mais lento. Isso se deve ao fato de que, nessas condições de operação, o elemento fusível não deve fundir durante surtos transitórios como correntes de magnetização ou partidas diretas. Desse modo, não admitem nenhum tipo de sobrecarga e, portanto, não são indicados para proteção de ramais primários.

Figura 3 – Esquemático da chave fusível unipolar



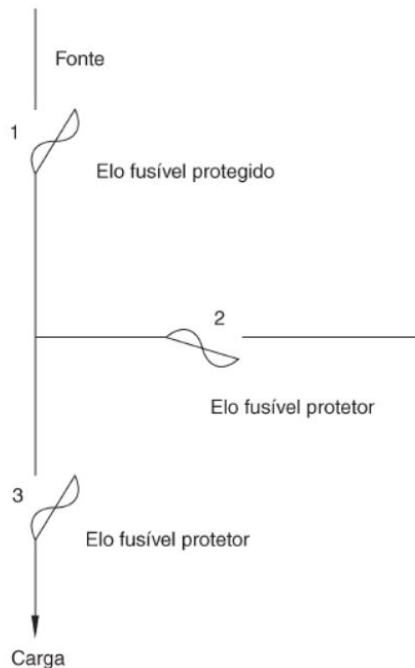
Fonte: Mamede Filho; Mamede (2020).

Finalmente, os elementos fusíveis Tipo T são os mais lentos em relação aos demais, mas também podem ser utilizados na proteção de alimentadores de distribuição por possuírem os mesmos valores nominais das chaves do Tipo K. A principal diferença é a relação de rapidez das curvas características, que variam entre 10 e 13 e entre 6 e 8, respectivamente (COOPER POWER SYSTEMS, 2005; MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2020).

Em caso de dimensionamento ou coordenação de mais de uma chave fusível em ramais de alimentadores de distribuição, como no caso da Figura 4, devem ser observadas três requisitos mínimos:

1. a capacidade nominal do elo-fusível deverá ser igual ou maior do que 1,5 vezes o valor máximo da corrente de carga medida;
2. a capacidade nominal do elo-fusível protetor deverá ser, no máximo, um quarto da corrente de curto-circuito fase terra mínimo no fim do trecho protegido por ele; e,
3. o tempo de interrupção do elo fusível protetor deve ser de, no máximo, 75% do menor tempo de fusão do elo fusível protegido.

Figura 4 – Representação da posição do elo fusível protetor e protegido

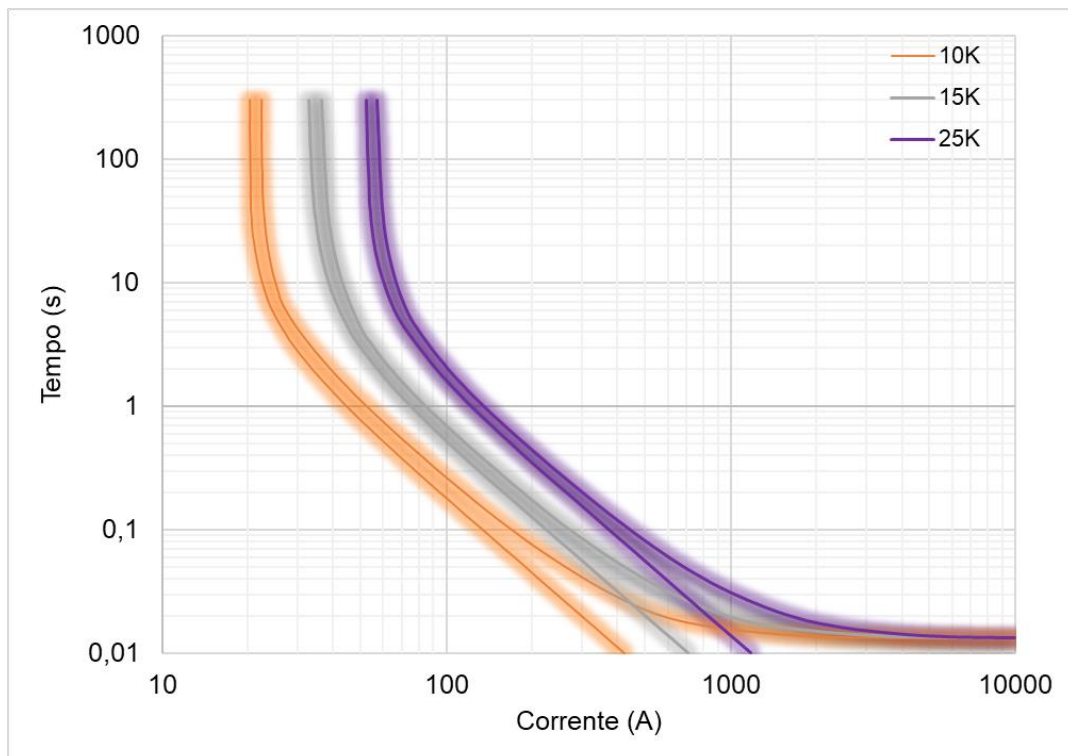


Fonte: Mamede Filho; Mamede (2020).

Observando a forma como se dá atuação das chaves fusíveis, a representação gráfica que corresponde à resposta desses dispositivos pode ser dada por meio de duas curvas características, de acordo com a Figura 5: a de tempo mínimo de fusão, correspondendo ao menor tempo que o fusível levará para entrar em fusão com determinada corrente elétrica; e, tempo máximo de fusão, que é o tempo mínimo mais uma taxa de tolerância do fabricante (COOPER POWER SYSTEMS, 2005; MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2020).

Normalmente as chaves fusíveis são especificadas de acordo com a capacidade nominal de corrente elétrica em amperes, que pode mudar a depender do sistema de classificação adotado ou do fabricante, seguido da classificação do tipo de resposta do elemento fusível. No caso da Figura 5, são demonstradas as curvas de tempo de resposta das chaves fusíveis Tipo K com capacidades nominais de 10, 15 e 25 A.

Figura 5 - Gráfico tempo *versus* corrente de atuação dos fusíveis 10K, 15K e 25K



Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Como citado anteriormente, os religadores são dispositivos de proteção que atuam de forma automática na interrupção de corrente elétrica pelo circuito. Eles são programados para realizarem até quatro tentativas temporizadas de fechamento do circuito após a detecção de sobrecorrente a fim de retornar o circuito para as condições normais de operação. Caso não o evento que causou a sobrecorrente não tenha cessado após as tentativas de reconexão realizadas, o religador permanece aberto até que a situação se normalize (COOPER POWER SYSTEMS, 2005; MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2020).

Para determinar coordenação mais adequada entre os religadores e outros dispositivos de proteção podem ser utilizadas as curvas características de tempo

inverso de relés de sobrecorrente, conforme apresentado na Equação 1. Com base numa série de parâmetros característicos da curva de operação do relé de sobrecorrente e o nível de corrente medido pelo Transformador de Corrente (TC) instalado em série com o alimentador, a equação retorna o tempo de atuação do religador para efetuar o *trip* de sobrecorrente.

Os parâmetros k e α são aplicados de acordo o tipo de curva característica adotada do relé de sobrecorrente, podendo ela ser normal inversa (NI), muito inversa (MI) e extremamente inversa (EI), conforme Tabela 1 e representado na Figura 6. A escolha das curvas adequadas depende das características do alimentador e dos dispositivos envolvidos na coordenação da proteção de acordo com a norma IEC 60255-2009.

$$t(I) = DT \left(\frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \right) \quad (1)$$

Sendo:

$t(I)$ = Tempo de atuação, em segundos.

k e α = Parâmetros constantes do tipo de curva.

DT = Dial de tempo, em segundos.

I = Corrente atual, em amperes.

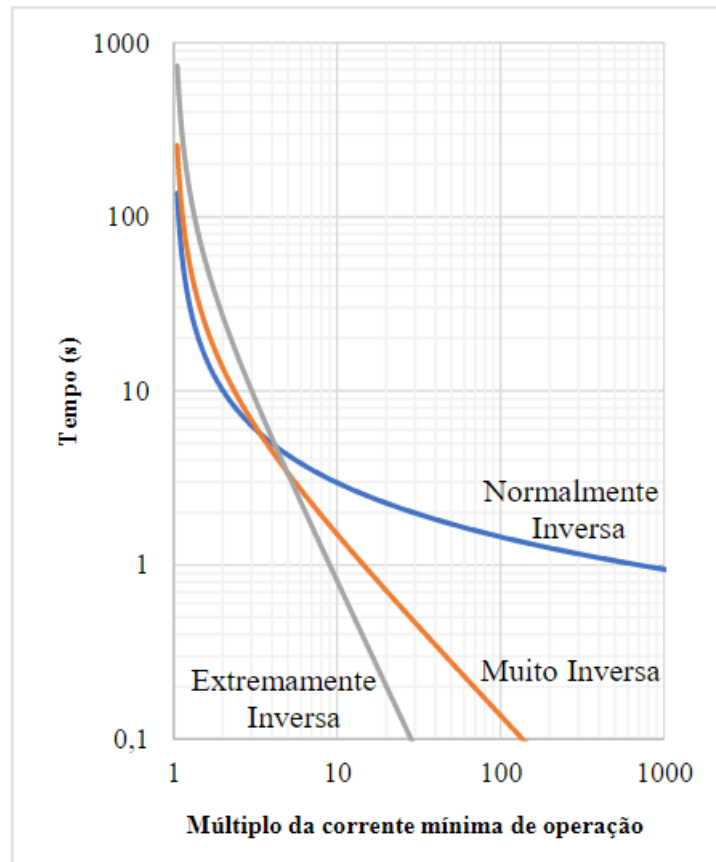
I_s = Corrente de *pick-up* ou de acionamento, em amperes.

Tabela 1 – Parâmetros das curvas IEC de tempo inverso

Tipo de Curva	k	α
Normalmente Inversa (NI)	0,14	0,02
Muito Inversa (MI)	13,50	1,00
Extremamente Inversa (EI)	80,00	2,00

Fonte: IEC 60255 (2022).

Figura 6 – Curvas de tempo inverso padrão IEC



Fonte: De Oliveira *et al.* (2020).

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A possibilidade de uso de energias renováveis em substituição àquelas derivadas do petróleo tem ganhado maior visibilidade nos últimos anos, por conta da diminuição dos custos de instalação envolvidos e grandes vantagens relacionadas às metas globais sustentáveis fixadas nas décadas passadas (MARTÍN-MARTÍNEZ *et al.*, 2017). Nesse cenário, a geração distribuída (GD) ganhou destaque pela possibilidade de instalação de centrais geradoras mais próximas ao consumidor, isto é, diretamente à rede, aliado a utilização de fontes mais limpas de energia (PEPERMANS *et al.*, 2005).

Contudo, a GD se define basicamente pela instalação de uma fonte de geração diretamente na rede de distribuição, ou ainda, próximo ao medidor de energia da unidade consumidora, independente da fonte escolhida, sendo ela oriunda de um recurso renovável ou não. Logo, a GD pode apresentar várias possibilidades de integração à rede seja por meio da conexão direta à subestação, à rede de distribuição

ou até mesmo da unidade consumidora respeitando os limites de potência permitidos (DUGAN; MCDERMOTT, 2002).

No Brasil, dois tipos de GD ganham mais relevância na matriz elétrica devido às suas características específicas de níveis de potência e fontes de energia, sendo denominados microgeração e minigeração distribuída, conforme a regulação mais recente que rege o tema, a Lei nº 14.300/2021.

XXIX-A – microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada², conforme a Resolução Normativa nº 1.031, de 26 de julho de 2022, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidade consumidora; (Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023)

XXIX-B – minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada, conforme a Resolução Normativa nº 1.031, de 26 de julho de 2022, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidade consumidora, que possua potência instalada em corrente alternada maior que 75 kW e menor ou igual a: (Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023)

a) 5 MW para as centrais geradoras de fontes despacháveis³; (Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023)

b) 3 MW para as demais fontes não enquadradas como centrais geradoras de fontes despacháveis; ou (Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023)

c) 5 MW para unidades consumidoras já conectadas em 7 de janeiro de 2022 ou que protocolarem solicitação de orçamento de conexão, nos termos da Seção IX do Capítulo II do Título I, até 7 de janeiro de 2023, independentemente do enquadramento como centrais geradoras de fontes despacháveis. (Incluído pela REN ANEEL 1.059, de 07.02.2023)

Portanto, apesar da definição de GD no seu sentido mais amplo não se limitar ao uso de fontes renováveis de energia, ao se deparar com as normas brasileiras que dispõem sobre o tema, fica clara a íntima relação das duas temáticas e seu impacto na matriz elétrica do País.

2.3 GERADORES BASEADOS EM INVERSORES

Nas redes elétricas, os GBIs, que usam principalmente fontes de energia renováveis como energia primária, continuam a crescer em popularidade. O GBI pode ser

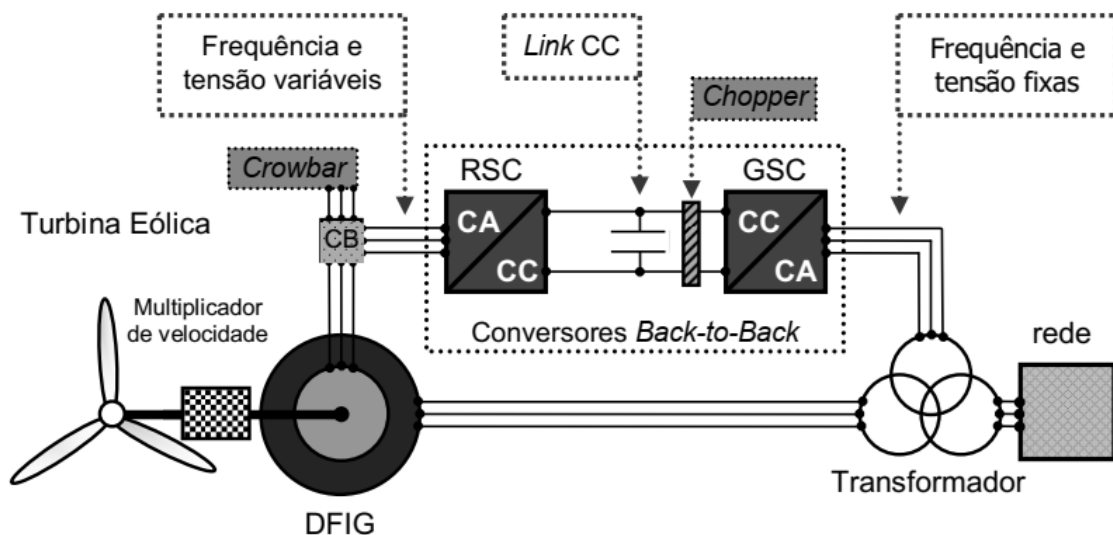
² Segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 235/2006, em seu Art. 3º inciso II, a cogeração qualificada é um “atributo concedido a cogeneradores que atendem os requisitos definidos nesta Resolução, segundo aspectos de racionalidade energética, para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração;”.

³ Pela Resolução nº 1.000/2021, são as fontes nas quais é possível controlar a geração por meio do armazenamento de energia. Portanto, pode-se administrar o momento que a energia é injetada na rede elétrica de acordo com a demanda.

categorizado em gerador de turbina eólica (GTE ou *Wind Turbine Generator – WTG*) tipo III e IV e solar fotovoltaicos (FV), todos utilizando inversores de frequência como interface entre a fonte de energia e a rede, conforme apresentado pela Figura 7, Figura 8 e Figura 9 (KENYON *et al.*, 2020; PESIN *et al.*, 2020).

O gerador de turbina eólica Tipo III, também conhecido como Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG), utiliza dois conversores *back-to-back*⁴, um conectado ao gerador e outro à rede, sendo o primeiro um típico conversor CA-CC e o segundo um inversor de frequência CC-CA.

Figura 7 – Esquema de gerador de turbina eólica tipo III

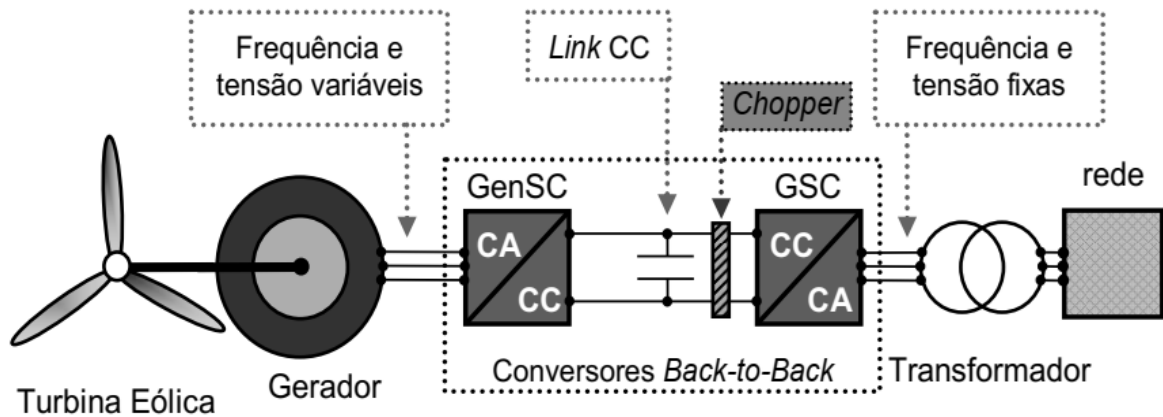


Fonte: Salles (2009).

Já o gerador de turbina eólica Tipo IV, é composto por um Gerador Síncrono de Imãs Permanentes, utilizando o mesmo sistema de conexão do gerador Tipo III, com dois conversores *back-to-back*. Além dos geradores eólicos baseados em inversores, é possível destacar também os geradores fotovoltaicos (FV), estes apresentam como único meio de conexão à rede elétrica o inversor de frequência que promove a conversão da energia elétrica gerada em corrente contínua pelos módulos fotovoltaicos em corrente alternada.

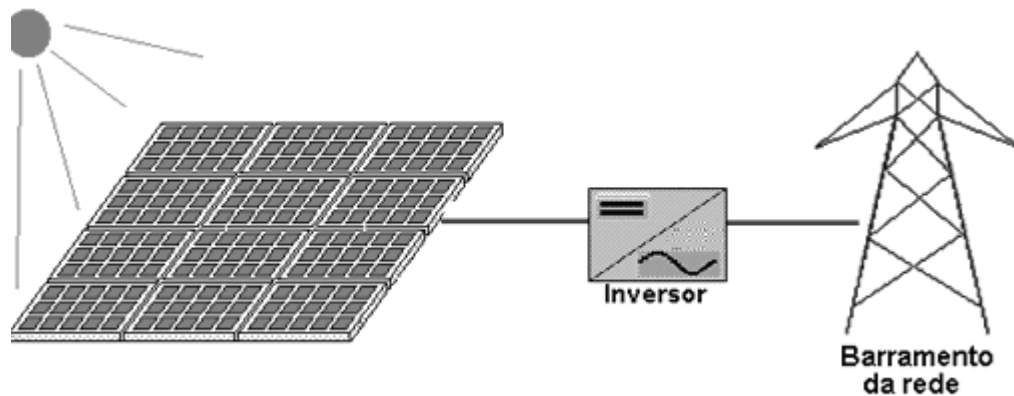
⁴ Topologia baseada em dois conversores interligados por meio de um barramento CC.

Figura 8 – Esquema de gerador de turbina eólica tipo IV



Fonte: Salles (2009).

Figura 9 – Esquema de gerador solar fotovoltaico



Fonte: CRESESB (2022).

A maior integração desse tipo de geração de energia na rede traz muitos benefícios relacionados à sustentabilidade, mas também pode ter efeitos adversos nas operações de distribuição (WALLING *et al.*, 2008). Um dos principais desafios associado à integração dos GBIs ocorre em condições de operação anormais, nas quais operam sua resposta complexa para situações de falta, que é muito diferente da resposta e da contribuição de corrente de curto-circuito dos geradores síncronos convencionais (KAUFFMANN *et al.*, 2019).

Os geradores síncronos convencionais podem apresentar altos níveis de corrente de curto-circuito, alterando de acordo com as conexões utilizadas entre gerador e transformador, podendo variar de 5 a 10 pu da corrente nominal. Já na situação de

GBI's conectados à rede, os mesmos níveis são mais limitados, se restringindo a, no máximo, 4 pu da corrente nominal, em alguns casos podendo atingir 7 pu em alguns picos. De forma geral, o valor médio da corrente de curto-circuito dos GBIs é da ordem de 1,1 pu a 2 pu da corrente nominal para a grande parte dos casos (KELLER; KROPOSKI, 2010). Ademais, ao se comparar o tempo de decaimento da corrente de curto-circuito, estes últimos apresentam uma resposta muito mais rápida pelo fato de não possuírem inércia rotativa (KELLER *et al.*, 2011).

Ainda nesse contexto, é possível elencar três possibilidades para a contribuição da corrente de curto-circuito de um GBI durante uma falta, podendo ela ser capacitiva, indutiva ou resistiva. Na literatura, foi constatado que a resposta do GBI às condições anormais depende diretamente do esquema de controle do inversor, devido a contribuição da componente de sequência negativa ser muito pequena e a contribuição da componente de sequência zero pequena ou quase nenhuma. (HADDADI *et al.*, 2021).

Portanto, pode-se citar algumas limitações quando se fala em modelagem de GBIs. Isso ocorre porque a modelagem clássica de um gerador síncrono sob condições de falta é demonstrada por meio de uma fonte de tensão em série com uma impedância, porém a mesma linha de raciocínio não pode ser aplicada para um GBI. Logo, ainda não existe um modelo totalmente aceito para modelá-los, especialmente em condições de curto-circuito.

Entre outros efeitos, pode-se destacar ainda o impacto nos sistemas de proteção, os quais requerem uma modelagem precisa de curto-circuito para estudos de proteção e planejamento da rede, além do impacto no desempenho dos sistemas de proteção existentes que não foram planejados observando esse cenário (RAZAVI *et al.*, 2019).

O desafio na modelagem do GBI reside no fato de seu comportamento ser não linear e nos tipos de ferramentas utilizadas para realizar a modelagem. Diferentes ferramentas de simulação podem representar o GBI de diferentes maneiras; estas geralmente são específicas para a aplicação de sistemas de distribuição e transmissão de energia e cada uma tem seus pontos fortes e fracos (IEEE POWER & ENERGY SOCIETY, 2020).

2.4 REGULAMENTAÇÃO

Esta seção apresenta as normas regulamentadoras mais pertinentes à integração de recursos energéticos distribuídos em redes de distribuição de energia elétrica.

2.4.1 ABNT NBR 16149:2013

A NBR 16149:2013 é a norma brasileira que dispõe das características da interface de conexão de geradores FV com a rede elétrica de distribuição. Nela, são apresentadas as faixas de limites de tensão, potência e frequência que um sistema fotovoltaico deve possuir para permanecer conectado à rede sob condições normais e anormais de energia. Além disso, são definidos os limites máximos e mínimos de fator de potência para sistemas com potência nominal menor ou igual a 3kW, entre 3kW e 6kW e maiores que 6kW.

Do ponto de vista da proteção, a norma ainda apresenta uma série de requisitos para sistemas fotovoltaicos permanecerem conectados durante eventos anormais de operação, tais como: perda de tensão, variações de tensão e frequência, ilhamentos, reconexão e religamento automático da rede. Nesse sentido, ainda são descritos os requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede, ou *fault ride through* (FRT), para geradores com potência maior ou igual a 6kW, sendo os principais:

1. O sistema fotovoltaico poderá cessar o fornecimento de energia, mas não poderá se desconectar da rede:
 - a. em até 200ms caso a tensão fique abaixo de 40% da tensão nominal;
 - b. em até 300ms caso a tensão fique entre 40% e 80% da tensão nominal;
2. O sistema fotovoltaico poderá se desconectar da rede caso os limites de tempo citados acima sejam superados.

2.4.2 IEEE 1547–2018

Além dos fatores citados no Capítulo 1, somam-se os novos requisitos dispostos na normativa do IEEE 1547, atualizada em 2018. A versão atual da norma, adicionou a possibilidade de geradores distribuídos permanecerem conectados à rede elétrica e troquem energia, ativa ou reativa, inclusive durante eventos anormais de tensão e frequência. Estes recursos ainda poderão trabalhar em variados modos de operação, conforme definido pelo operador da rede local.

Após a sua publicação, foram definidas as condições permitidas para interconexão e interoperabilidade de recursos energéticos distribuídos aos sistemas elétricos de potência nas tensões primárias e secundárias de distribuição, sendo elas divididas para os modos normais e anormais de operação. Dentro da classificação de condições normais, isto é, na região contínua de operação, foram determinadas cinco categorias com diferentes requisitos de controle para os níveis de tensão e potência ativa e reativa:

1. Fator de potência constante.
2. Tensão – potência reativa, ou “Volt-VAR”.
3. Potência ativa – potência reativa, ou “Watt-VAR”.
4. Potência reativa constante.
5. Tensão – potência ativa, ou “Volt-Watt”.

Já para as condições anormais de operação, aquelas que atuam fora da região de operação contínua ou permanente, a norma discorre sobre a possibilidade de os RED continuarem operando interconectados à rede mesmo durante eventos em que a tensão ou a frequência da rede ultrapassem os limites das condições normais. Com isso, foram definidos requisitos para os dois casos de distúrbios apontados na normativa para a ocorrência de condições anormais de operação, sendo eles:

1. *Voltage Ride-through – VRT.*
2. *Frequency Ride-through – FRT.*

Nos dois cenários determinados, os RED deverão apresentar a capacidade de suportar as alterações de tensão e frequência e ainda continuar a atuar de acordo com as suas especificações de condições normais de operação. Nesse sentido, espera-se que os RED contribuam para a estabilidade dos sistemas elétricos de potência inclusive durante eventos transitórios indesejados.

2.5 TRIP SOLIDÁRIO OU FALSO TRIP (SYMPATHETIC “FALSE” TRIPPING)

Como citado anteriormente no Capítulo 1, a integração de uma geração distribuída ao sistema de distribuição tradicional permite que ocorra um fluxo bidirecional de potência no percurso da rede originando um novo cenário de operação. Entretanto, uma vez que este novo cenário não foi considerado no planejamento dos alimentadores atuais

em funcionamento, a integração de GBIs pode causar problemas do ponto de vista do sistema de proteção (FANI; BISHEH; SADEGHKHANI, 2018).

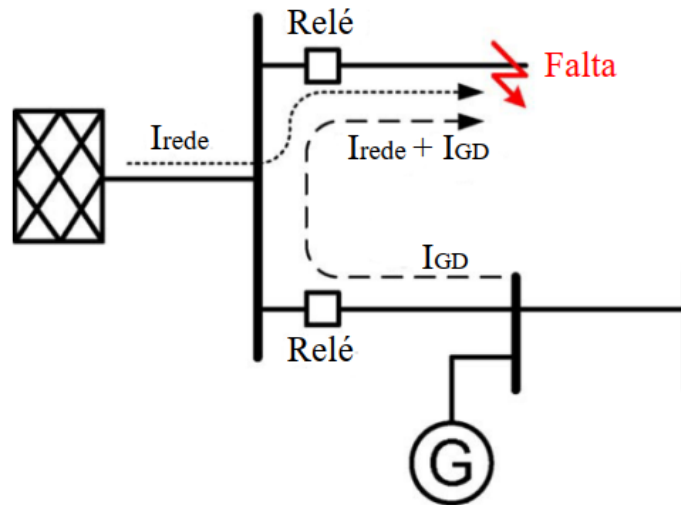
No Brasil, o sistema de distribuição é tradicionalmente disposto de forma radial, uma topologia em que existe uma fonte de potência que injeta a corrente elétrica que circula todo o percurso da malha em um sentido único, da fonte em direção às cargas; como consequência, todo o sistema de proteção atual foi projetado com base nessa premissa, que acaba sendo alterada com a adição de uma ou mais fontes (MOURAD; MOHAMED, 2016).

As adversidades entre GDs e sistemas de proteção geralmente ocorrem devido a quatro situações possíveis, sendo elas: aumentos inesperados na corrente de curto-circuito, perda de coordenação entre os elementos de proteção, reconexão ineficaz da rede após situações de faltas e ilhamento não intencional (MESKIN; DOMIJAN; GRINBERG, 2020).

Neste contexto, alguns eventos específicos de perda de coordenação da proteção podem ser apontados: proteção cega, falso *trip* (ou *trip* solidário) e implicações para a técnica de economia de fusíveis. Tendo isso em vista, estudos demonstram que a confiabilidade do sistema de distribuição tradicional é significativamente degradada pela perda de coordenação da proteção resultante da elevada penetração de GD (MANDITEREZA; BANSAL, 2016; MESKIN; DOMIJAN; GRINBERG, 2020).

Falsos *trips*, ou *trips* solidários, ocorrem quando, em condições anormais de operação, os GBIs inserem contribuições de corrente de curto-circuito para alimentadores a montante ou em paralelo conectados à mesma subestação. Em termos práticos, no caso da ocorrência de uma falta em um dos ramais de uma rede radial típica, a contribuição da corrente injetada por uma GD, que continuou operando em condições normais, no sentido não usual pode iniciar a atuação do relé de proteção mais próximo da GD antes que o relé que protege o ponto onde a falta está ocorrendo possa atuar, conforme representado na Figura 10 (JENNETT *et al.*, 2015).

Figura 10 – Representação do falso *trip*

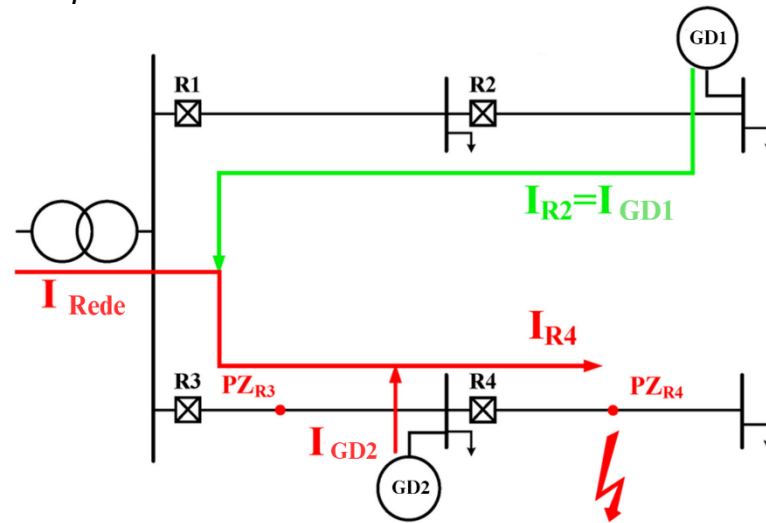


Fonte: Vargas (2018).

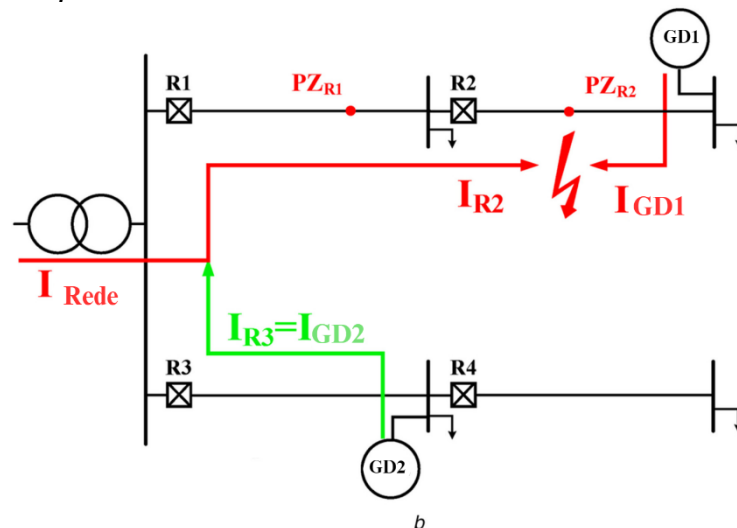
No exemplo da Figura 11, durante o evento de uma falta na zona de proteção de R4, a corrente de curto-circuito injetada pela GD1 pode causar o *trip* de R2 antes de R4. Neste caso, o R2 é denominado relé de falso *trip* neste estado. Já na Figura 12, a falta ocorre na zona de proteção do R2, o que pode fazer com que a corrente de curto-circuito da GD2 proporcione a atuação do R3 antes de R2.

Este evento ocorre mais frequentemente em redes fracas⁵ com alimentadores longos com a presença de dispositivos com a função de proteção instantânea de sobrecorrente, o que não surgiria com a adição de elementos direcionais, isto é, aqueles que operam em uma direção preestabelecida. Entretanto, a maioria dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente utilizados na rede de distribuição não são direcionais e detectam falhas bidirecionais (MANDITEREZA; BANSAL, 2016).

⁵ Redes fracas ou fortes são termos que se relacionam ao nível de curto-circuito no sistema de potência. Trata-se de uma classificação definida pela razão entre a potência de curto-circuito e a potência do gerador principal. Caso o resultado desta relação seja menor que 20, diz-se que a rede em estudo é fraca (ROSAS *et al.*, 2003).

Figura 11 – Falso *trip* em R2

Fonte: Adaptado de Maleki *et al.* (2019)

Figura 12 – Falso *trip* em R3

Fonte: Adaptado de Maleki *et al.* (2019).

2.6 TRABALHOS CORRELATOS

Esta seção traz uma explanação acerca dos trabalhos correlatos ao tema deste trabalho que deram suporte a metodologia escolhida e executada posteriormente.

O trabalho de Souza *et al.* (2020) destacou o uso do software OpenDSS® como uma poderosa ferramenta para funcionalidades muito relevantes em sistemas de distribuição, como a execução do cálculo do fluxo de potência em alimentadores de forma rápida e eficaz, bem como o cálculo de perdas técnicas e localização de faltas, recursos muito importantes para distribuidoras de energia elétrica.

Jennett *et al.* (2015) realizaram um estudo para investigar a ocorrência do *trip* solidário em alimentadores com alta penetração de GD. Em seu trabalho, foi realizada a modelagem de um inversor de frequência e uma série de testes para determinar sua resposta durante eventos de falta. Para as simulações, os GBI foram dimensionados levando em consideração um estudo do carregamento de um alimentador do Reino Unido que utilizou a sua capacidade média durante o ano de 2011 de forma distribuída pelo número de consumidores conectados.

Em Mendes *et al.* (2018) foi realizada uma revisão sobre os elementos de proteção necessários para a geração distribuída no Brasil fazendo uma comparação com as normas técnicas das concessionárias, as normas brasileiras e internacionais que regem o assunto. Neste trabalho ficou claro o quanto as proteções contra sobrecorrentes são relevantes por serem as mais exigidas pelas distribuidoras de energia elétrica. Entretanto, foi destacado a necessidade das concessionárias padronizadas suas normas técnicas e se alinharem às exigências que constam no Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) elaborados pela ANEEL.

Vargas *et al.* (2019) realizaram uma análise da variação da magnitude das correntes de falha através dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente de uma rede de distribuição com integração de geradores fotovoltaicos de pequena escala. Nesse trabalho, foi utilizado o alimentador de testes do IEEE de 13 barras. Em cada barra com carga foi conectado um gerador PV com potência igual a carga existente e foram aplicados dois tipos de faltas em todas as barras com GD conectada variando a resistência de falta. Para cada caso simulado, que totalizou 512 combinações, foi analisada a variação percentual e absoluta da corrente de falta em cada um dos religadores utilizados como proteção contra sobrecorrente para o alimentador escolhido.

Matos *et al.* (2021) propuseram em seu trabalho uma filosofia de proteção para redes de distribuição com alta penetração de GD. Nesse estudo também foi utilizado um alimentador de 13 barras do IEEE com 100% de carga de GD conectada. De forma geral, foi observado que a inserção de GD diminuiu a probabilidade do disparo correto das proteções contra sobrecorrente temporizada dos religadores, podendo causar

diversos transtornos na rede elétrica. Além disso, foi verificado que ao adicionar a proteção direcional e de subtensão à filosofia de proteção original foram obtidos resultados muito mais satisfatórios sem necessidade de realizar a troca dos religadores automáticos por outros mais novos.

O trabalho de Ahmadi *et al.* (2021) propôs uma metodologia de otimização para coordenação ideal da geração de energia renovável centralizada e distribuída, incorporando o sistema de armazenamento de baterias na rede de distribuição elétrica. Foi realizada a otimização dos pontos de conexão de geradores distribuídos e seu dimensionamento considerando o aprimoramento do perfil de tensão, redução de custos e a melhoria da confiabilidade do sistema elétrico. De forma geral, os resultados comprovaram que a integração de GBIs às redes de distribuição de energia elétrica pode contribuir positivamente para a operação do sistema se realizada de forma planejada incluindo ainda a possibilidade de armazenamento da energia gerada.

Em Fracalossi *et al.* (2020) e Fracalossi *et al.* (2021), foram realizados estudos da ocorrência do *trip* solidário em alimentadores com geração distribuída. No primeiro, foi utilizado o *IEEE 13-Node Test Feeder* por meio de modelagem via software Matlab das conexões de geradores FV com aplicação de faltas trifásicas em variados nós do alimentador. Foi realizado um estudo das características do alimentador e de suas cargas para que fosse proposta uma filosofia de proteção sem previsão de conexão de GD. Foram utilizados dois níveis da potência ativa existente (50% e 100%) para realizar as simulações de faltas trifásicas ao longo do alimentador. Ao final, foram obtidas as relações entre as correntes de falta e as correntes nominais nos trechos do alimentador para cada fase. Como resultado, foi verificado que as correntes de falta nas laterais alcançaram mais de 200% da corrente nominal dos trechos simulados, comprovando a ocorrência do *trip* solidário, visto que os níveis de corrente obtidos levariam a proteção a atuar.

No segundo caso, foi utilizado o alimentador de testes de média tensão de 34 barras do *IEEE* com o mesmo objetivo de identificar casos de *trip* solidário devido a presença de GBIs. Também foi proposta uma filosofia de proteção que atendesse os requisitos das normativas brasileiras sem levar em consideração a futura conexão de GD ao

alimentador de distribuição. Foi simulado um curto circuito na barra 840 do alimentador com geradores FV conectados em duas laterais. De forma semelhante ao caso anterior, foram obtidas as relações percentuais das correntes de falta em relação às correntes nominais dos trechos de trechos de todas as laterais protegidas por chaves fusíveis do alimentador. Os resultados mostraram que integração de GD ocasionou o aumento dos níveis de corrente nos ramais laterais. Apesar da maioria dos ramais não apresentarem correntes elevadas o bastante para sensibilizarem a atuação das chaves fusíveis, observou-se que, em um dos casos simulados, a elevação da corrente de falta superou em mais de 150% a corrente nominal do trecho, indicando a ocorrência do *trip* solidário.

Maleki *et al.* (2019) propôs um método para resolver a ocorrência do falso *trip* de relés de sobrecorrente não direcionais em redes de distribuição de energia elétrica com presença de GD. Uma combinação de técnicas de algoritmo genético e programação linear foram utilizadas para obter a otimização desejada. O método criado propôs uma função objetiva que realizada alterações em parâmetros importantes como dial de tempo, as curvas características e a seleção da corrente de *pick-up* para otimizar a resposta de atuação dos dispositivos de proteção não direcionais. Como consequência, a aplicação do método de otimização resultou na resolução do problema do *trip* solidário e na redução do tempo de resposta dos relés de proteção contra sobrecorrente.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo são apresentadas a metodologia e ferramentas utilizadas para análise do problema, bem como a metodologia proposta para construção do modelo que possibilitará a modelagem de GBIs e sua inserção em alimentadores de distribuição e a análise da ocorrência do falso *trip* neste cenário. Ainda nesse contexto, serão apresentadas as características dos ramais de distribuição selecionados para estudo e sua modelagem no ambiente de simulação computacional escolhido antes e depois da instalação de GD para analisar a comportamento da corrente do alimentador em cenários de falta.

De forma geral, a metodologia deste trabalho propôs a sequência de atividades a seguir:

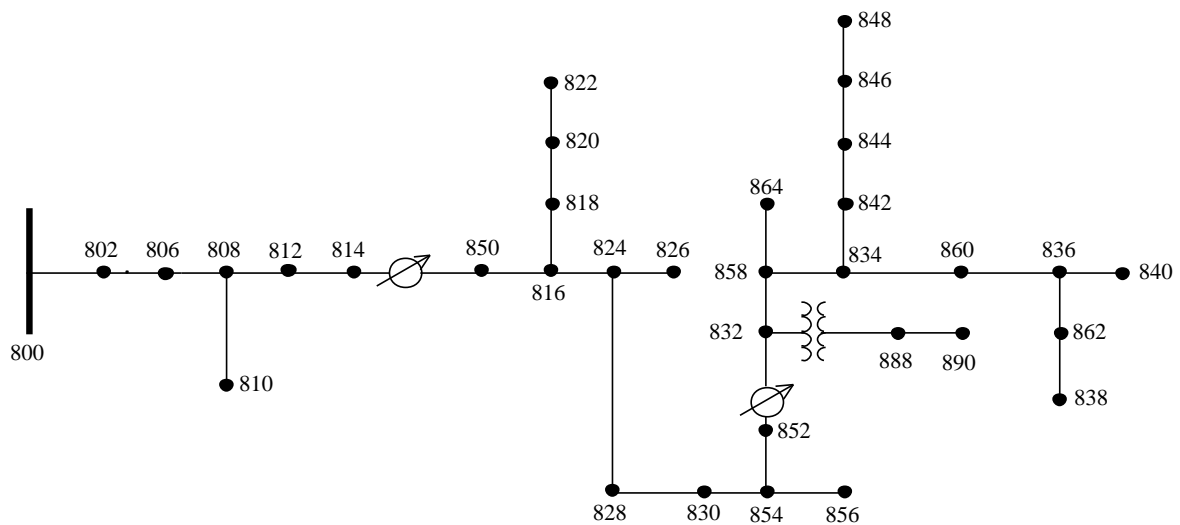
- Atividade 1: Definir um alimentador de distribuição de energia elétrica para execução das simulações.
- Atividade 2: Implementar um modelo de GBI Tipo IV no alimentador de distribuição de energia elétrica de testes no software OpenDSS®.
- Atividade 3: Conectar os GBIs nas barras com as maiores cargas do alimentador e aumentar a integração gradativamente em variados barramentos respeitando o limite de 100% dos níveis de potência das cargas existentes no alimentador.
- Atividade 4: Realizar o fluxo de potência com inserção de uma falta por meio de um curto-circuito trifásico na barra mais a jusante da subestação do alimentador.
- Atividade 5: Analisar os impactos nos módulos e ângulos das correntes nos nós principais do(s) alimentador(es) cujos GBIs foram conectados.
- Atividade 6: Avaliar se os níveis de corrente obtidos superam os limites dos dispositivos de proteção localizados nas laterais e no tronco principal e afetam a coordenação entre eles, causando o *trip* solidário.

3.1 IEEE 34-NODE DISTRIBUTION TEST FEEDER

Para este estudo optou-se por utilizar o IEEE 34-Node Distribution Test Feeder, representado na Figura 13. Esse é um alimentador de distribuição de teste com 34 nós, elaborado pelo grupo de estudos *Distribution Test Feeders* do subcomitê

Distribution System Analysis da Power Energy Society (PES), vinculado ao *Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE)*. Este alimentador é um alimentador real localizado no Arizona (EUA), com uma tensão nominal de 24,9 kV e foi desenvolvido, dentre outras razões, para avaliar e comparar algoritmos na solução de sistemas radiais trifásicos desbalanceados (SCHNEIDER *et al.*, 2018).

Figura 13 – Representação unifilar do *34-Node Distribution Test Feeder*



Fonte: Kersting, (2001).

O *34-Node Distribution Test Feeder* opera com dois reguladores de tensão, possui somente trechos com linhas aéreas, capacitores *shunt*, além de cargas desbalanceadas. A maioria dos trechos são trifásicos, possuindo também trechos bifásicos e monofásicos. Todas as barras juntas consomem uma potência de 1.769kW e 1.044 kVAr e os capacitores *shunt*, instalados nas barras 844 e 848, por sua vez, totalizam uma compensação de potência reativa de 750 kVAr.

Junto à subestação existe um transformador de 2.500 kVA, reduzindo a tensão trifásica de 69 kV para 24,9 kV na saída. Entre as barras 832 e 888 também há um transformador (XFM-1) de 500 kVA que reduz a tensão para 4,16 kV. As informações sobre os transformadores citados estão apresentadas na Tabela 2 (SCHNEIDER *et al.*, 2018). A Tabela 3 apresenta a relação das cargas conectadas a cada nó, ou distribuídas nos trechos. Os modelos de carga contemplam ligação em estrela

aterrada (Y) ou em delta (D) e o tipo de carga: potência constante com a tensão (PQ), impedância constante com a tensão (Z) e corrente constante com a tensão (I).

Tabela 2 – Dados dos transformadores do *34-Node Test Feeder*.

Transformador	kVA	kV-alta tensão	kV-baixa tensão	R - %	X - %
Subestação	2500	69 – D	24,9 -Gr. W	1	8
XFM -1	500	24,9 – Gr.W	4,16 – Gr. W	1,9	4,08

Fonte: Kersting, (2001).

Tabela 3 – Potência das cargas conectadas aos nós do *34-Node Test Feeder*

Barra		Carga	Fase-1	Fase-1	Fase-2	Fase-2	Fase-3	Fase-3
A	B	Modelo	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0
816	824	D-I	0	0	5	2	0	0
818	820	Y-Z	34	17	0	0	0	0
820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
824	826	Y-I	0	0	40	20	0	0
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3
834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55
836	840	D-I	18	9	22	11	0	0
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
846	848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
858	834	D-PQ	4	2	15	8	13	7
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
	860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
	840	Y-I	9	7	9	7	9	7
	844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
	848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
	890	D-I	150	75	150	75	150	75
	830	D-Z	10	5	10	5	25	10
Total			606	357	584	344	579	343

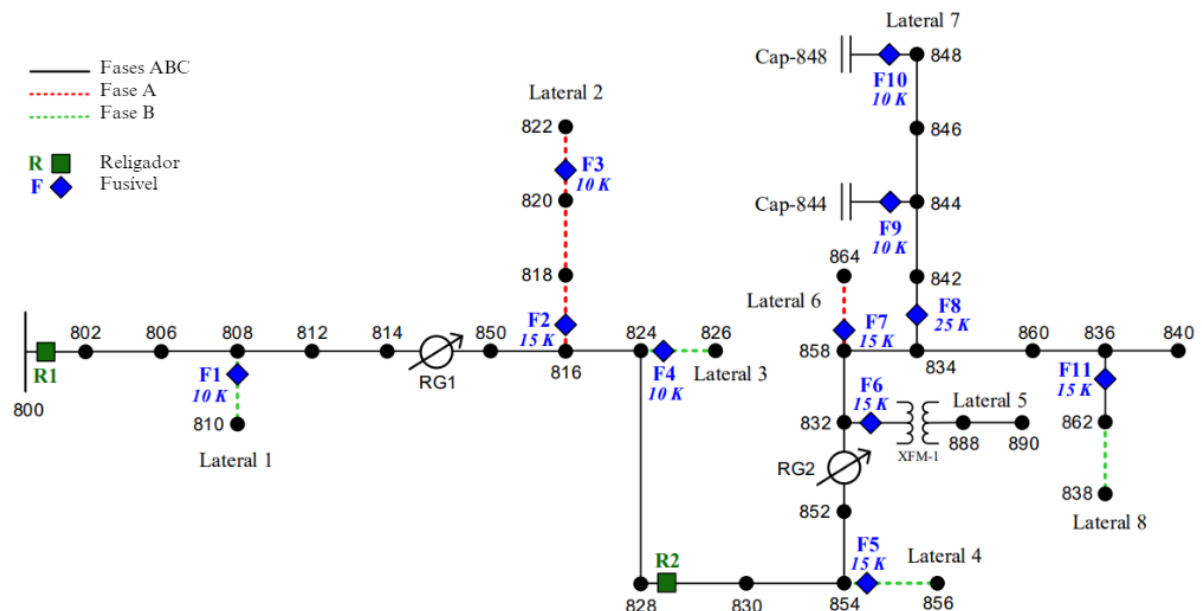
Fonte: Kersting, (2001).

3.2 FILOSOFIA DE PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTE PARA O IEEE 34-NODE DISTRIBUTION TEST FEEDER

Para análise da ocorrência do *trip* solidário no alimentador determinado foi escolhido o esquema de proteção da Figura 14, proposto originalmente por Mendes *et al.* (2020). Foram utilizados dois religadores automáticos ao longo do tronco do alimentador: um próximo da subestação (R1) e outro próximo da barra 828 (R2), a fim de garantir uma divisão de carga proporcional para os dois dispositivos de proteção. Em todas as laterais (1 a 8) foram utilizadas chaves fusíveis (F1 ao F11) dos tipos 10K, 15K e 20K.

Logo, tendo em vista a filosofia proposta acima, nos casos de faltas ocorridas no tronco principal, somente os religadores deverão entrar em operação. Por exemplo, se ocorrer uma falta entre as barras 800 e 828, somente R1 deverá operar eliminando a falta. Por outro lado, se uma falta ocorrer entre as barras 830 e 840, R2 deverá operar e, somente caso ele não consiga extingui-la, o R1 entrará em operação. A Tabela 4 apresenta os parâmetros utilizados para os dois religadores, conforme proposto por Mendes *et al.* (2020).

Figura 14 – Esquema de proteção do IEEE 34-Node Test Feeder utilizado



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

Tomando como base a Equação 1, foram utilizados os parâmetros da Tabela 4 para obter as curvas de atuação dos religadores R1 e R2. Nesse sentido, os dois

religadores deverão trabalhar de forma coordenada, e estes, por sua vez, deverão estar coordenados com os fusíveis localizados nos ramais laterais. Em alguns casos ainda, como nas laterais 2 e 7, é necessário que haja coordenação entres fusíveis (F2-F3, F8-F9 e F8-F10).

Tabela 4 – Parâmetros de ajuste dos religadores R1 e R2

Dispositivo	Parâmetros	1ª Operação		2ª e 3ª Operação	
		Fase	Neutro	Fase	Neutro
R1	I Pick-up [A]	80	20	80	20
	Curva	MI	MI	MI	MI
	DT	0,50	1,00	0,50	1,00
R2	I Pick-up [A]	50	15	50	15
	Curva	EI	EI	EI	EI
	DT	0,01	0,25	0,60	0,90

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

3.3 MODELAGEM DE GBIs E SIMULAÇÕES COM OPENDSS®

Seguindo a linha de pesquisa da qual este trabalho faz parte, foi utilizado o simulador OpenDSS® (*Open Distribution System Simulator™*), distribuído de forma livre pelo EPRI (*Electric Power Research Institute*), que possui código aberto, ampla aplicação em pesquisas do setor elétrico e excelente aceitação na modelagem e estudos de sistemas de potência na comunidade acadêmica e científica, principalmente envolvendo a integração de REDs.

Apesar desse simulador ter como principal diferencial o estudo de integração de RED, não há ainda um modelo de RED implementado no *software* que siga a IEEE 1547-2018. Além disso, o simulador permite ainda a integração com outros *softwares* como MATLAB®, Python® e Visual Basic® tornando possível a otimização de outros modelos já existentes e/ou desatualizados em relação a IEEE 1547-2018 (EPRI, 2022). A modelagem do alimentador IEEE *34-Node Distribution Test Feeder* (NTF) já vem inclusa na documentação do OpenDSS®, conforme exposto no Anexo A.

Desse modo, foi necessário modelar o GBI para posterior conexão em barras variadas do alimentador a fim verificar os impactos nos níveis de curto-circuito do sistema,

conforme Apêndice A. Nesse caso, foi realizada a modelagem de um gerador como uma aproximação de um gerador FV para efetuar as simulações propostas com uso do OpenDSS®, de forma semelhante ao realizado por Mendes *et al.* (2022). Neste modelo de GBI foi criado um objeto gerador em que é possível alterar os principais parâmetros elétricos, como: frequência, quantidade de fases, tensão nominal e potência. Além disso, neste modelo também é possível controlar o comportamento do gerador inserindo a tensão mínima em pu com a qual este deverá operar, o seu tipo de ligação e o balanceamento de corrente entre as fases. Neste caso, foi determinado que os GBIs trifásicos operassem com uma corrente equilibrada de modo que as componentes de sequência zero e negativa se tornassem zero.

Para cada uma das barras com maior carga pontual instalada no alimentador foi simulado um cenário de falta variando ainda alguns parâmetros utilizados na modelagem do gerador FV no OpenDSS® a ser inserido na rede, tais como: fator de potência, tensão mínima em pu (V_{minpu}), que é o valor mínimo da tensão em pu que o gerador pode suportar antes de desligar, e potência aparente (kVA) ou ativa (kW). Depois de definidos os pontos de inserção, foi conectado um gerador como aproximação de um gerador FV com carga de valor aproximadamente igual a somatória das cargas existentes na barra. Foi utilizada a premissa de 100% da carga existente devido à normativa mais atual para microgeração e minigeração distribuída, que limita a potência instalada da microgeração e minigeração distribuída à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a geração será conectada (ANEEL, 2021).

Com o gerador FV modelado de acordo com a barra onde foi posicionado, este foi adicionado ao alimentador de forma gradativa, iniciando com apenas uma barra e aumentando a quantidade de GBIs em barras variadas. As faltas foram aplicadas em barras a montante ou em paralelo conectadas à mesma subestação. A partir dos resultados das simulações, de acordo com o código exposto no Apêndice B, foi avaliada a variação dos valores de corrente que fluem no dispositivo de proteção do alimentador em condições anormais de operação, como também analisado como fluxo da corrente se comportou em situações de falta e, conseqüentemente, identificado a

implicação desses efeitos nos coordenogramas⁶ de proteção contra sobrecorrentes, possibilitando a identificação da ocorrência do *trip* solidário.

⁶ Coordenograma é um gráfico que apresenta a curva do tempo de atuação do dispositivo de proteção para determinado nível de corrente elétrica em que os eixos (tempo x corrente) são analisados via escala logarítmica (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2020).

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A metodologia elaborada no Capítulo 3 foi aplicada ao caso do alimentador IEEE 34 barras adaptado, ilustrado pela Figura 14. Os resultados são apresentados neste capítulo.

Depois de simulado o fluxo de potência para o alimentador escolhido foram obtidos os valores máximos de carregamento que passam por cada dispositivo de proteção, conforme já disponível na literatura e apresentado na Tabela 5 abaixo.

Tabela 5 – Corrente nominal máxima de cada trecho com dispositivo de proteção

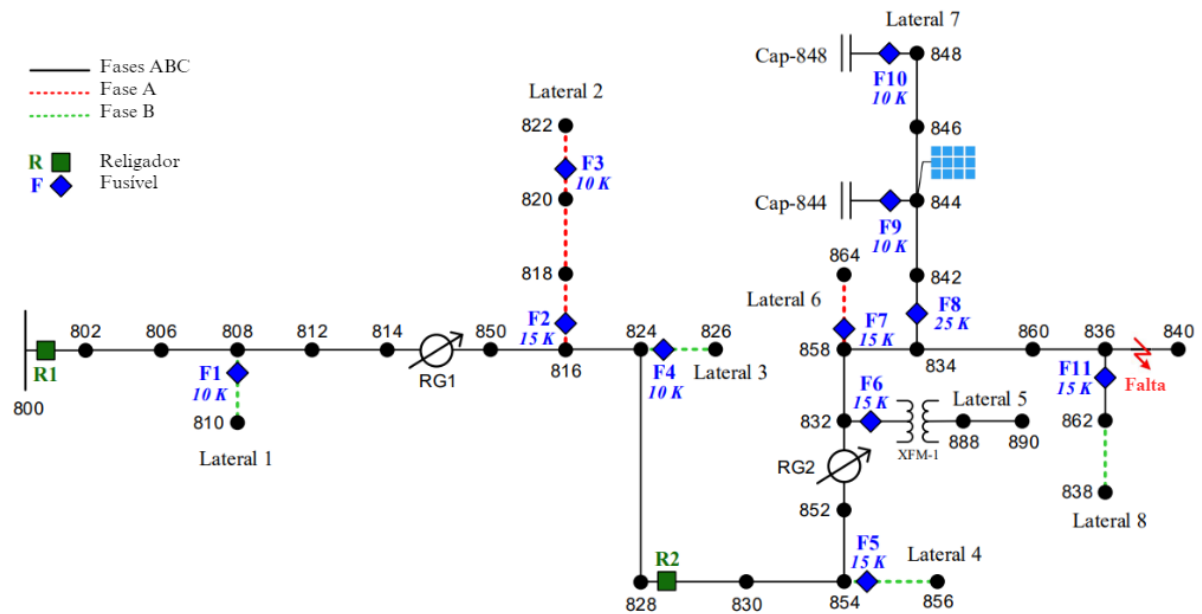
R/F	Barra		Corrente (A)
	De	Para	
R1	800	802	51,56
R2	828	830	37,77
F1	808	810	1,22
F2	816	818	13,02
F3	820	822	10,62
F4	824	826	3,1
F5	854	856	0,31
F6	832	XFM-1	11,7
F7	858	864	0,14
F8	834	842	16,3
F11	836	862	2,09

Fonte: Kersting (2001).

4.1 BARRA 844

De acordo com a Tabela 3, a barra 844 é a que possui a maior potência ativa (450kW). Devido a isso, foi a primeira barra na qual foi instalada uma GD fotovoltaica de mesmo valor de potência, com fator de potência igual a 0,8 indutivo e tensão mínima em pu (V_{minpu}) de 0,7. Depois disso, foi simulada uma falta trifásica na barra 840 (a última do alimentador), conforme Figura 15. Neste caso, a barra 844 está localizada ao longo da Lateral 7 cuja zona de proteção corresponde ao fusível F8 de 25K, conforme a Tabela 5.

Figura 15 – Representação de GD conectada à barra 844 com uma falta trifásica na barra 840 no alimentador 34-NTF

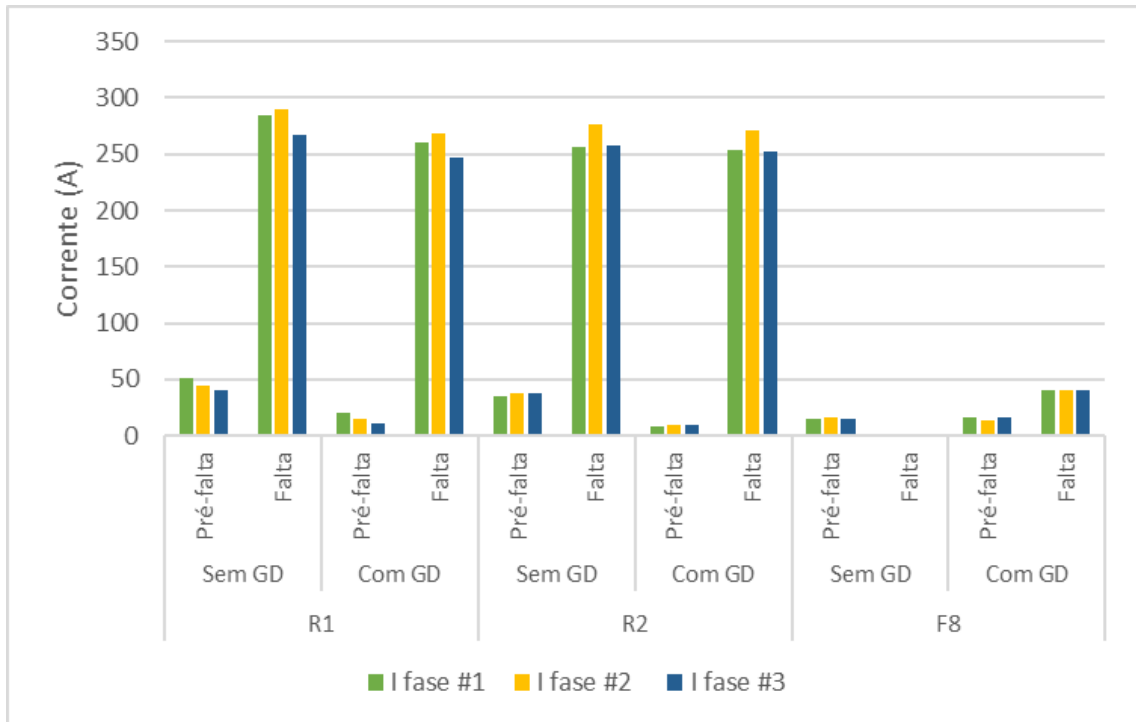


Fonte: Adaptado de Mendes *et al.* (2020).

Como resultado da simulação do fluxo de potência após a ocorrência da falta trifásica na barra 840 com a presença de um gerador FV conectado à barra 844, foi possível obter os resultados por fase (1, 2 e 3) das magnitudes (I_1 , I_2 e I_3) das correntes pré-falta e de falta. A Figura 16 apresenta de forma gráfica e resumida o comportamento das correntes pré-falta e de falta com e sem GD na barra 844 durante uma falta trifásica em R1, R2 e F8. Os resultados quantitativos estão apresentados de forma detalhada no Apêndice C.

Pela análise da Figura 16 pode-se verificar que houve uma redução do módulo das correntes pré-falta que passam pelos religadores R1 e R2. Em contrapartida, durante o evento de falta, os valores dos módulos das correntes não sofreram grandes variações chegando próximo dos valores encontrados antes da conexão de GD à barra 844. Por outro lado, analisando o fusível F8, foi verificado que, ao contrário do caso dos religadores, o módulo da corrente pré-falta teve pequeno aumento. Já durante a falta, o módulo da corrente de falta no F8 alcança valores mais altos devido a contribuição de corrente do gerador FV durante a falta.

Figura 16 – Magnitude da corrente elétrica pré-falta e de falta com e sem GD na barra 844



Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Foi possível perceber ainda que a conexão da GD resultou na redução da corrente pré-falta nos religadores R1 e R2, causando um aumento das correntes de falta em relação à pré-falta muito maior do que o cenário sem GD. Em relação ao fusível F8, a corrente diminuiu a quase zero durante um evento de falta em um cenário sem a conexão de GD. Por outro lado, após a conexão de GD, a corrente de falta aumenta significativamente devido à contribuição do gerador FV conectado, resultando no aumento percentual médio de 6710% a 7799%, acordo com o Apêndice C.

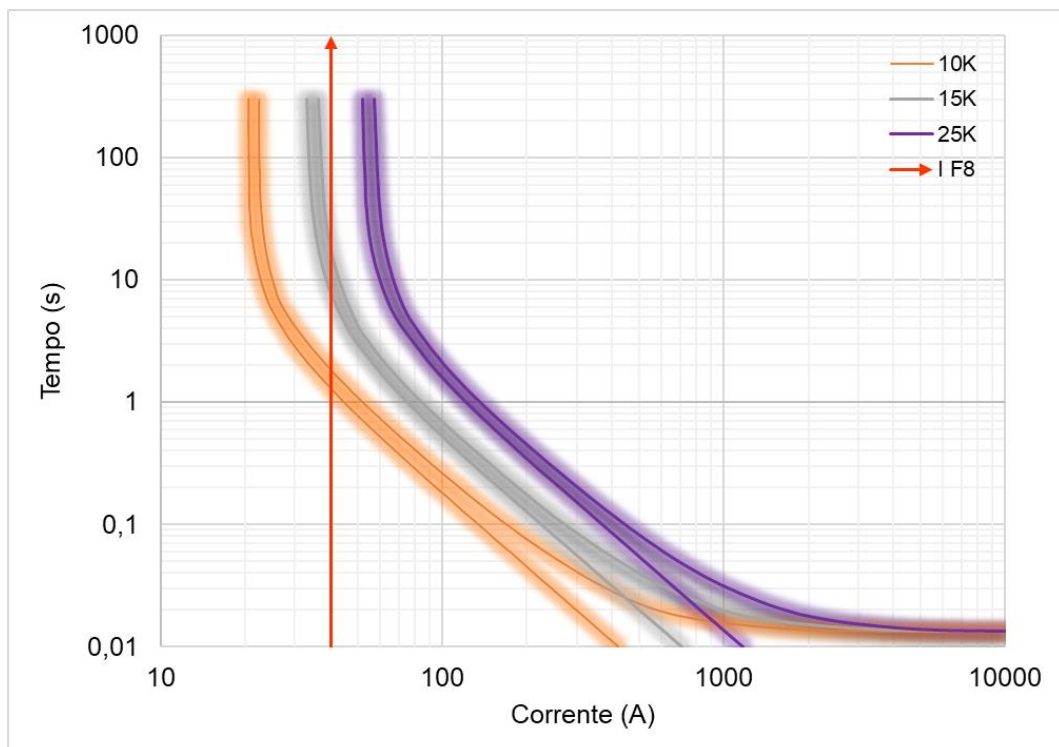
Em termos absolutos, os resultados mostraram que o impacto nos religadores R1 e R2 é muito pequeno chegando muito próximo a variação de corrente obtida sem a presença de GD. No caso do fusível F8, foi observado um aumento de cerca de 40A da corrente de falta, resultado em um aumento de cerca de 24A em relação à corrente pré-falta após a conexão de GD. Com isso, se faz necessário utilizar a curva de atuação do fusível de 25K a fim de verificar se o impacto da GD na proteção da Lateral 7, leva o fusível F8 a atuar ou não.

A Figura 17 mostra o gráfico de tempo de fusão do elemento fusível em relação a corrente elétrica em amperes dos fusíveis tipo 10K, 15K e 25K. Com base na Tabela

5, é possível verificar se o aumento observado em relação à corrente nominal pode fazer com que o fusível F8 atue. Logo, se a corrente máxima nominal do trecho é de 16,3A pela Tabela 5, com a adição de GD à barra a corrente pré-falta aumenta cerca de 1A e aumenta em média 23A durante a falta, pode-se considerar que a corrente máxima atingida foi aproximadamente de 40A, conforme resultados de variação de corrente das tabelas do Apêndice C. Assim, pelo gráfico da Figura 17, verifica-se que o fusível F8 (25K) não chega a atuar nas condições mencionadas pois o valor de corrente obtido não alcança a curva de tempo mínimo do fusível F8.

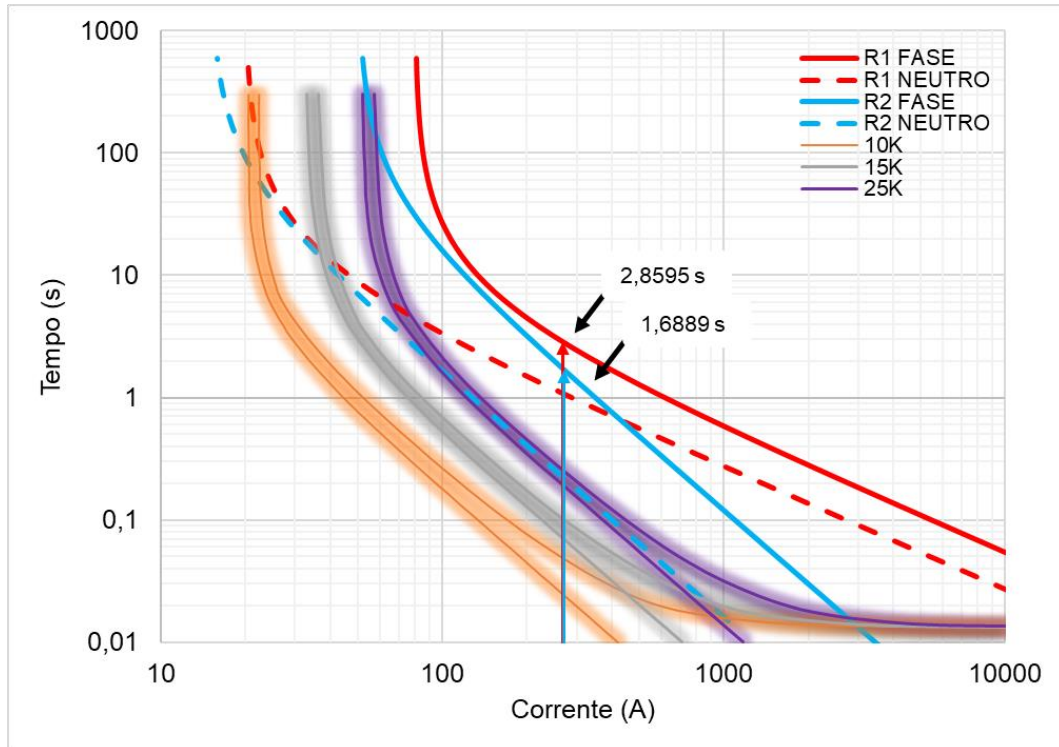
Enquanto isso, o R1 chega a obter 268,841A e o R2 chegou até a 271,205A na fase de maior corrente. Pela Figura 18, é possível perceber que o R1 atuaria após 2,8595s de falta e o R2 após 1,6869s com os valores obtidos. O que faz sentido, uma vez que a GD conectada está localizada na zona de proteção de R2 e a falta ocorreu na barra 840.

Figura 17 – Gráfico tempo *versus* corrente de atuação F8 com GD na barra 844



Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Figura 18 – Gráfico tempo *versus* corrente de atuação dos religadores R1 e R2 com GD na barra 844

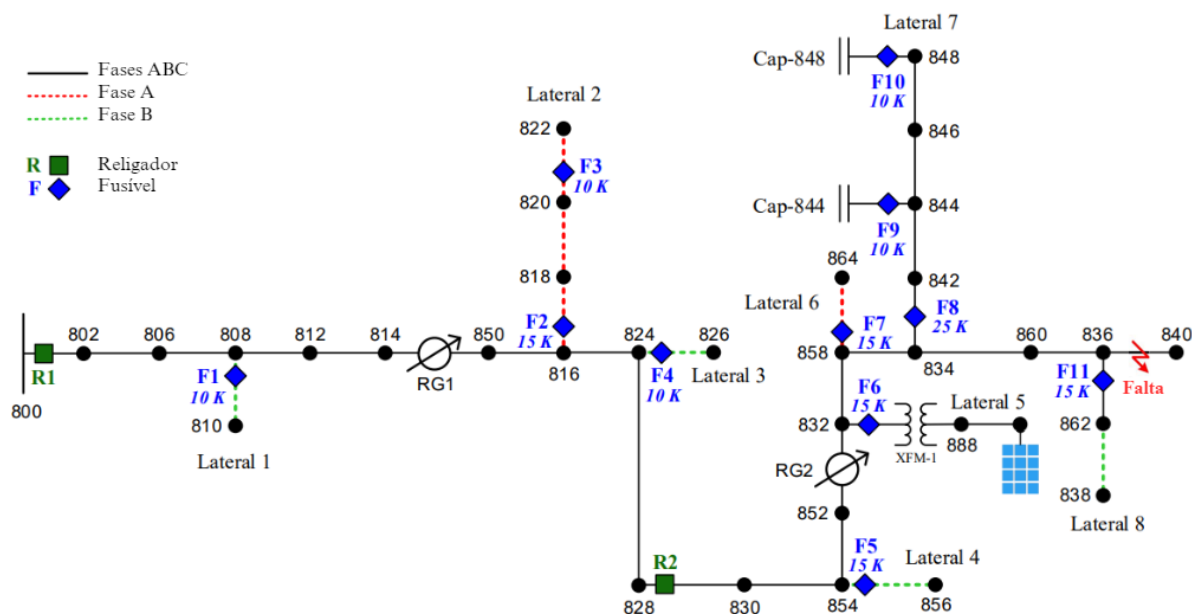


Fonte: Elaborado pela autora (2023).

4.2 BARRA 890

Conforme a Figura 19, a segunda barra utilizada para conexão de GD foi a 890, localizada na Lateral 5, possui características diferentes da barra 844 por estar conectada ao lado de tensão secundária do transformador XFM-1, cuja tensão nominal é 4,16 kV. Desse modo, também foi conectado um gerador FV com as mesmas características de potência, fator de potência e V_{minpu} do instalado na barra 844.

Figura 19 – Representação de GD conectada à barra 890 com uma falta trifásica na barra 840 no alimentador 34-NTF



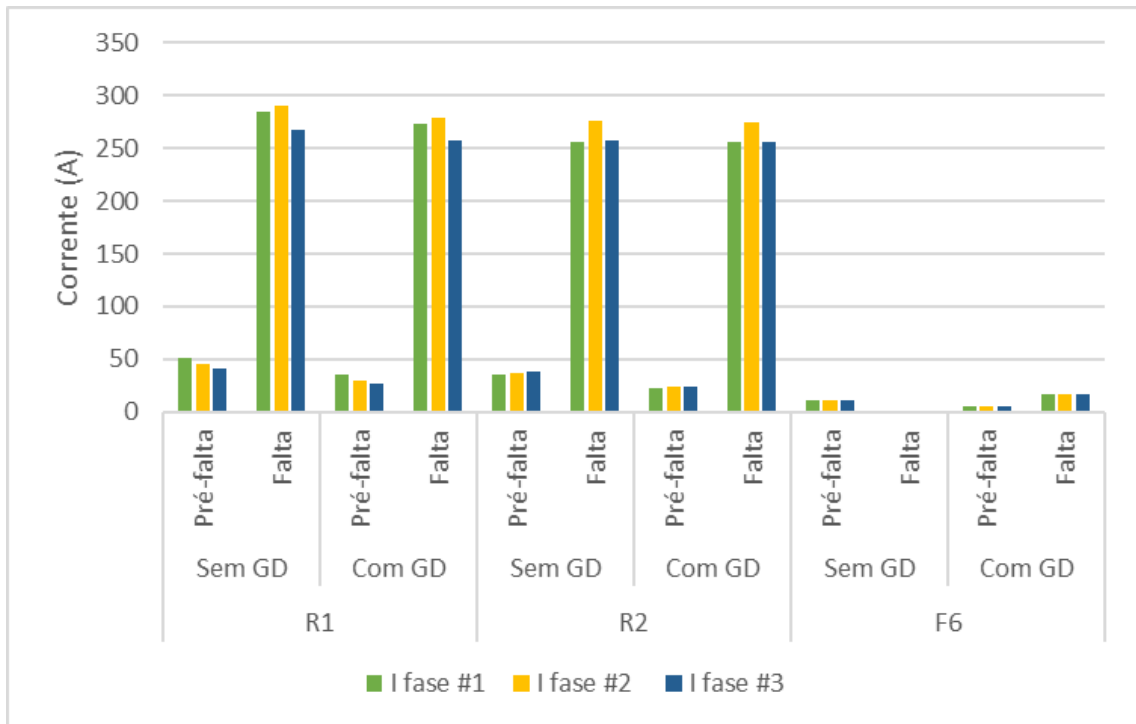
Fonte: Adaptado de Mendes *et al.* (2020).

Como resultado da simulação do fluxo de potência após a ocorrência da falta trifásica na barra 840 com a presença de um gerador FV conectado à barra 890, foi possível obter os resultados apontados na Tabela 10. A Figura 20 apresenta de forma gráfica e resumida o comportamento das correntes pré-falta e de falta sem e com GD na barra 844 durante uma falta trifásica em R1, R2 e F6. Os resultados quantitativos estão apresentados de forma detalhada no Apêndice C.

Por meio da avaliação dos resultados da Figura 20, pode-se verificar que houve uma redução das correntes pré-falta que passam pelos religadores R1 e R2. Em contrapartida, durante o evento de falta, os valores dos módulos das correntes não

sofreram grandes variações chegando próximo dos valores encontrados antes da conexão de GD à barra 890.

Figura 20 – Magnitude da corrente elétrica pré-falta e de falta sem e com GD na barra 890



Fonte: Elaborado pela autora (2023).

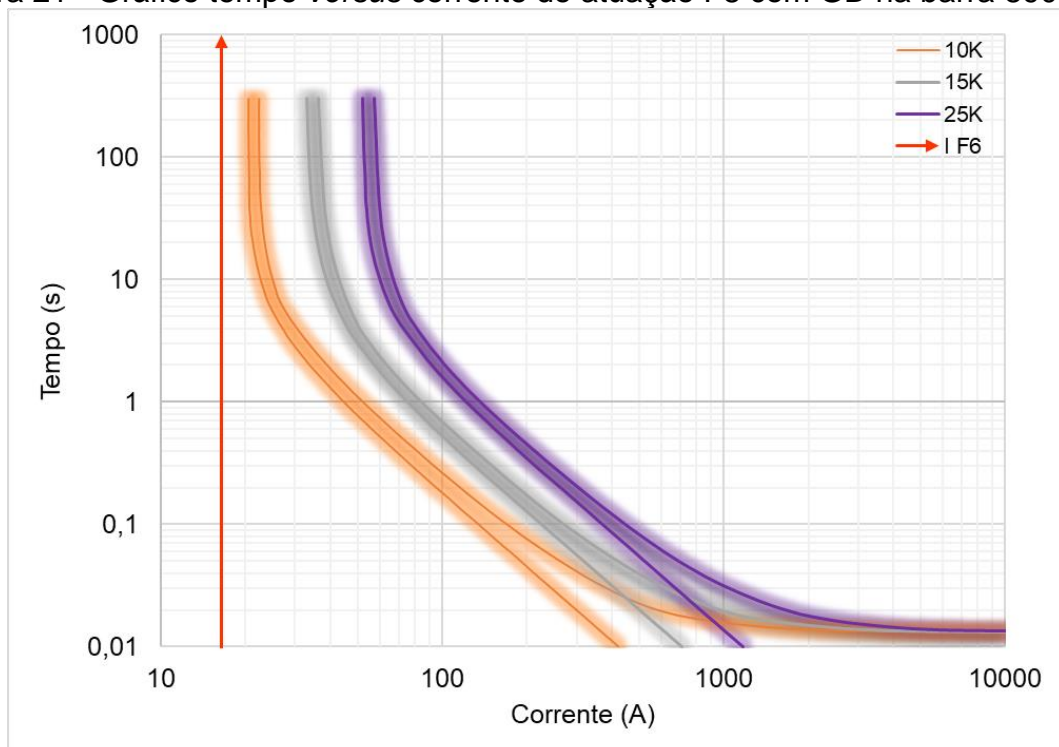
Além disso, é possível perceber que a conexão da GD resultou na redução do módulo da corrente pré-falta nos relatores R1 e R2, causando um aumento das correntes de falta em relação à pré-falta muito maior. Em relação ao fusível F6, a corrente diminui a quase zero durante um evento de falta em um cenário sem a conexão de GD. Por outro lado, após a conexão de GD, a corrente aumenta significativamente devido à contribuição do gerador FV conectado.

Em termos absolutos, o impacto nos relatores R1 e R2 é muito pequeno chegando muito próximo a variação de corrente encontrada sem a presença de GD. No caso do fusível F6, foi observado um aumento de cerca de 15A da corrente de falta, resultado em um aumento de cerca de 10A em relação à corrente pré-falta após a conexão de GD, conforme mostrado no Apêndice C. Com isso, se faz necessário utilizar a curva de atuação do fusível de 15K a fim de verificar se o impacto da GD na proteção da Lateral 5, leva o fusível F6 a atuar ou não.

Com base na Tabela 5, é possível verificar se o aumento observado em relação à corrente nominal pode fazer com que o fusível F6 atue. Logo, se a corrente máxima nominal do trecho é de 11,7A pela Tabela 5, com a adição de GD à barra a corrente pré-falta diminui cerca de 6A e aumenta em média 10A durante a falta, pode-se considerar que a corrente máxima atingida foi aproximadamente de 15,7A, conforme resultados das tabelas de variação de corrente do Apêndice C.

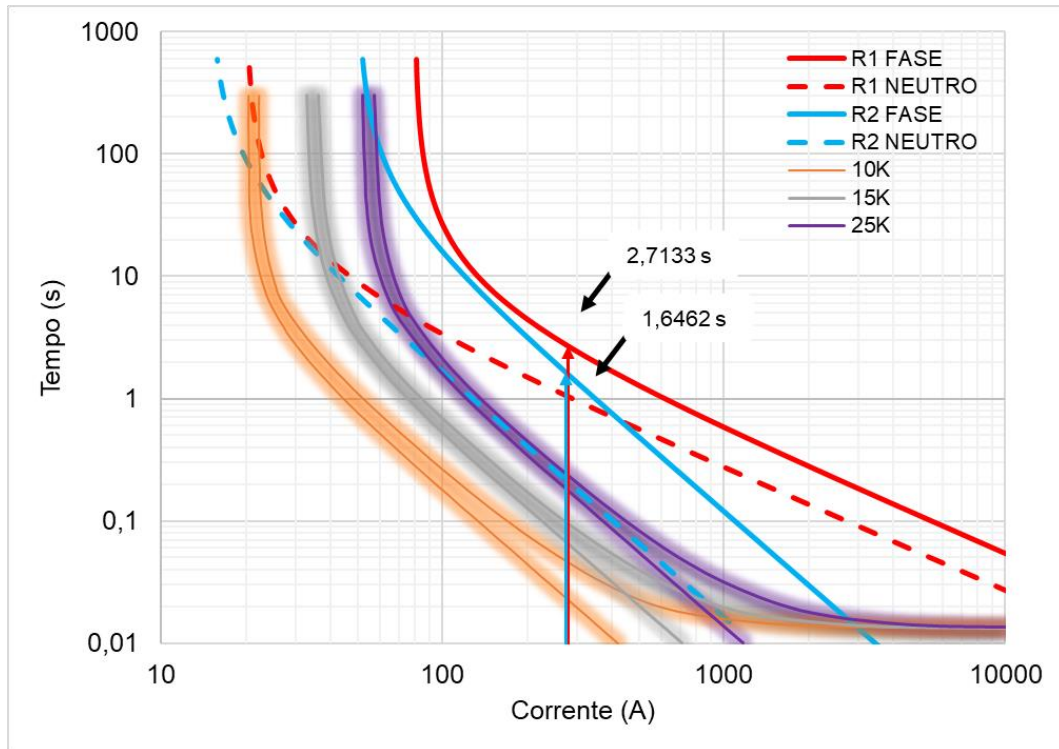
Assim, pelo gráfico da Figura 21 verifica-se que o fusível F6 (15K) não chega a atuar nessas condições. No caso dos religadores, o R1 chega a obter 279,016A enquanto o R2 chegou até a 274,581A na fase de maior corrente. Pela Figura 22, é possível perceber que o R1 atuaria após 2,7133s de falta e o R2 após 1,6462s com os valores obtidos. O que faz sentido, uma vez que a GD conectada está localizada na zona de proteção de R2 e a falta ocorreu na barra 840.

Figura 21 - Gráfico tempo *versus* corrente de atuação F8 com GD na barra 890



Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Figura 22 – Gráfico tempo *versus* corrente de atuação dos religadores R1 e R2 com GD na barra 890

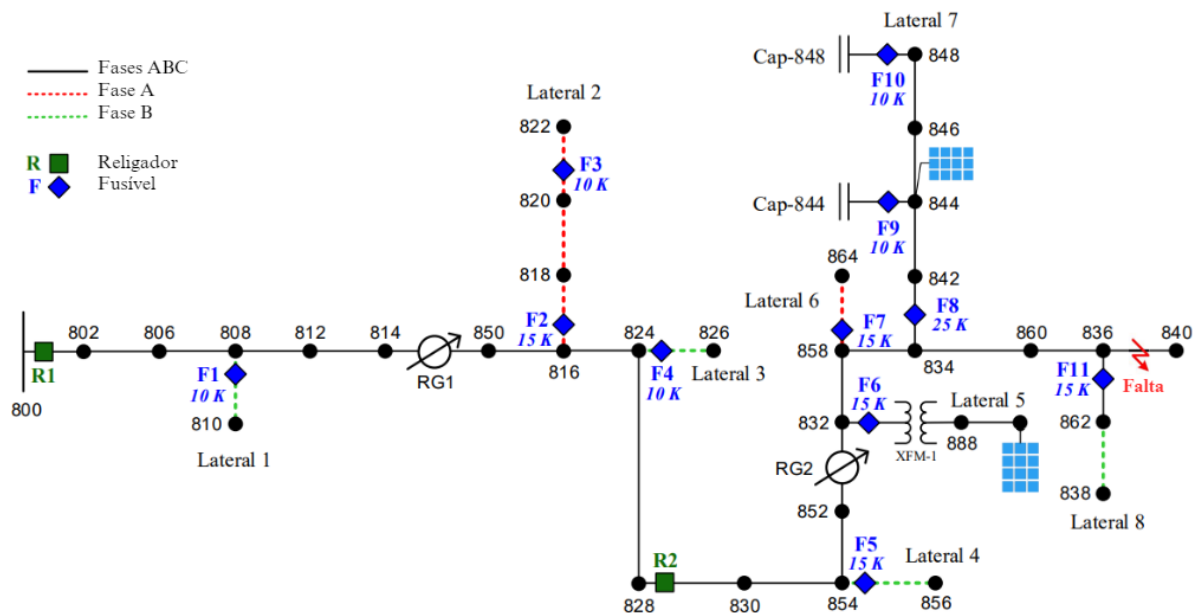


Fonte: Elaborado pela autora (2023)

4.3 BARRAS 844 E 890

Após as duas simulações anteriores foi verificado os dois casos em conjunto, conforme representado na Figura 23. Como resultado da simulação do fluxo de potência após a ocorrência da falta trifásica na barra 840 com geradores FV conectado às barras 844 e 890, foi possível obter os resultados apontados na Tabela 12. A Figura 24 e Figura 25 apresentam de forma gráfica e resumida o comportamento das correntes pré-falta e de falta com e sem GD nas barras 844 e 890 durante uma falta trifásica em R1, R2, F6 e F8. Os resultados quantitativos estão apresentados de forma detalhada no Apêndice C.

Figura 23 - Representação de GD conectada às barras 844 e 890 com uma falta trifásica na barra 840 no alimentador 34-NTF



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

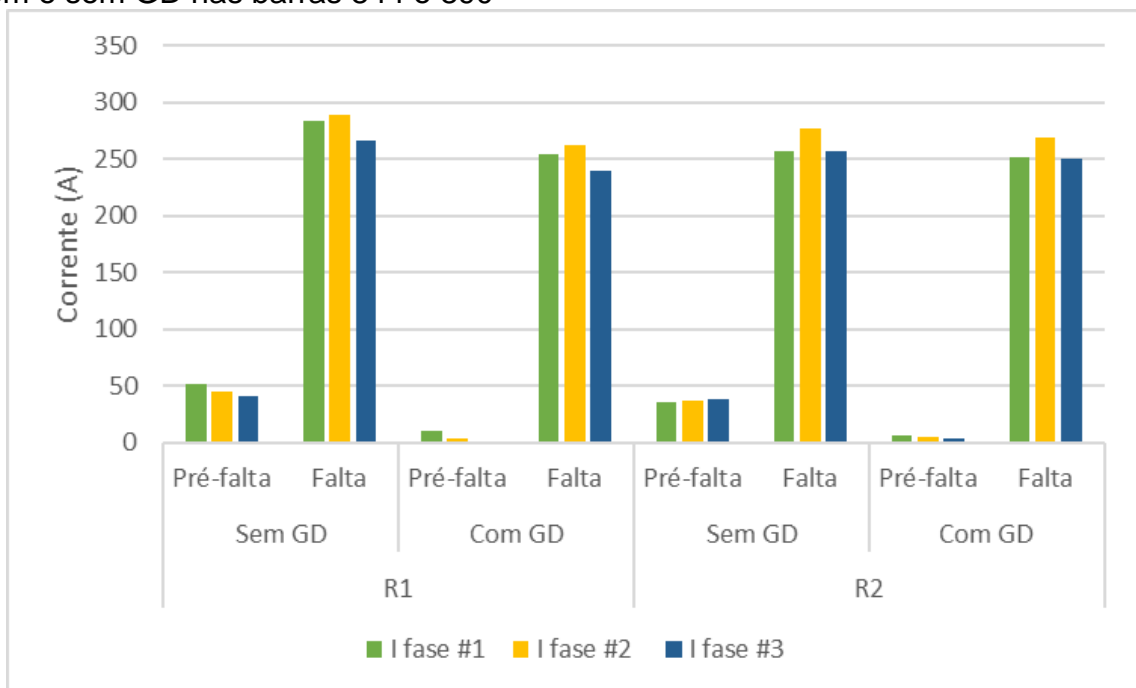
Por meio da avaliação dos resultados da Figura 24, pode-se verificar que houve uma redução percentual do módulo das correntes pré-falta que passam pelos religadores R1 e R2. Em contrapartida, durante o evento de falta, os valores dos módulos das correntes não sofreram grandes variações chegando próximo dos valores encontrados antes da conexão de GD às barras 844 e 890.

Por outro lado, voltando a análise para os fusíveis F6 e F8, foi verificado que, semelhante ao caso dos religadores, o módulo da corrente pré-falta também

apresentou uma redução no F6, ao contrário do F8 que teve pequeno aumento percentual, conforme Figura 25. Já durante a falta, o módulo da corrente alcança valores mais altos devido a contribuição de corrente do gerador FV durante a falta.

É possível perceber também que a conexão da GD resultou na redução do módulo da corrente pré-falta nos religadores R1 e R2, causando um aumento das correntes de falta em relação à pré-falta muito maior. Em relação aos fusíveis F6 e F8, a corrente diminuiu a quase zero durante um evento de falta em um cenário sem a conexão de GD. Por outro lado, após a conexão de GD, a corrente aumenta significativamente devido à contribuição do gerador FV conectado, de acordo com a Figura 25.

Figura 24 – Magnitude da corrente elétrica pré-falta e de falta nos religadores R1 e R2 com e sem GD nas barras 844 e 890

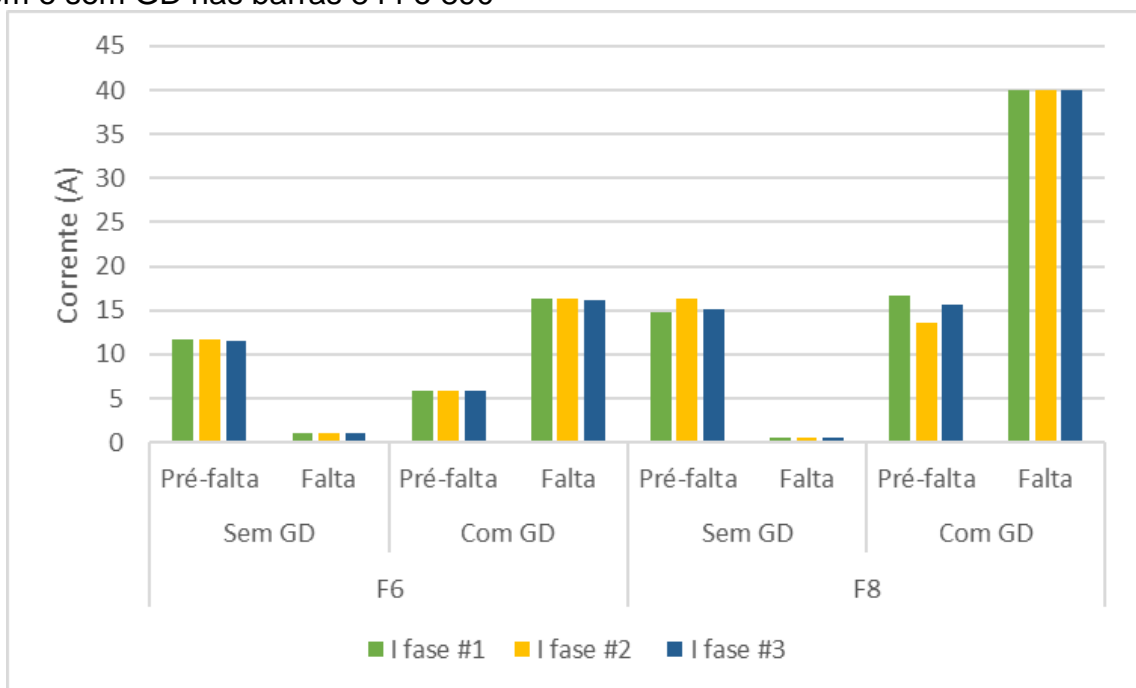


Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Em termos absolutos, o impacto nos religadores R1 e R2 é muito pequeno chegando muito próximo a variação de corrente encontrada sem a presença de GD. No caso do fusível F6, foi observado um aumento de cerca de 15A da corrente de falta, resultado em um aumento de cerca de 10A em relação à corrente pré-falta após a conexão de GD.

Com isso, se faz necessário utilizar a curva de atuação do fusível de 15K a fim de verificar se o impacto da GD na proteção da Lateral 5, leva o fusível F6 a atuar ou não. Aplicando o mesmo raciocínio para o F8, foi observado um aumento de cerca de 40A da corrente de falta, resultado em um aumento de cerca de 24A em relação à corrente pré-falta após a conexão de GD, conforme tabelas do Apêndice C. Com isso, se faz necessário utilizar a curva de atuação do fusível de 25K a fim de verificar se o impacto da GD na proteção da Lateral 7, leva o fusível F8 a atuar ou não.

Figura 25 – Magnitude da corrente elétrica pré-falta e de falta nos fusíveis F6 e F8 com e sem GD nas barras 844 e 890



Fonte: Elaborado pela autora (2023).

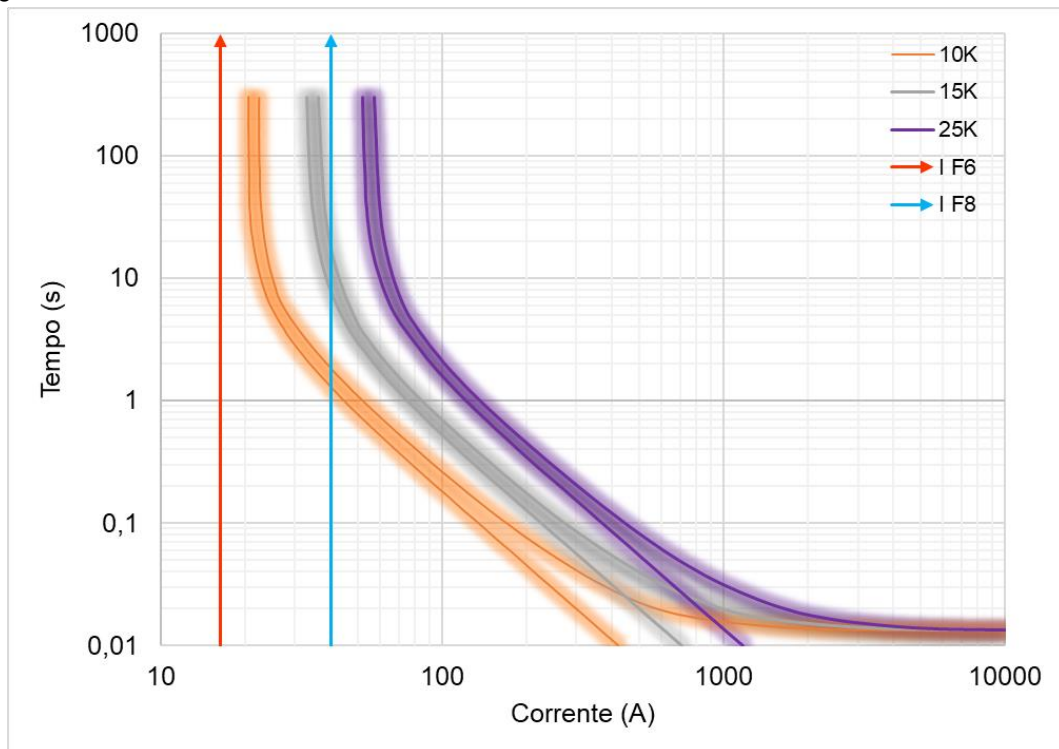
Com base na Tabela 5, é possível verificar se o aumento observado em relação à corrente nominal pode fazer com que os fusíveis F6 e F8 atuem. Logo, se a corrente máxima nominal do trecho do F6 é de 11,7A pela Tabela 5, com a adição de GD à barra a corrente pré-falta diminui cerca de 6A e aumenta em média 10A durante a falta, pode-se considerar que a corrente máxima atingida foi de aproximadamente 16A, conforme tabelas do Apêndice C. Assim, pelo gráfico da Figura 26 verifica-se que o fusível F6 (15K) não chega a atuar nessas condições.

De maneira análoga, se a corrente máxima nominal do trecho de F8 é de 16,3 A pela Tabela 5, com a adição de GD à barra a corrente pré-falta aumenta cerca de 1A e

aumenta em média 23A durante a falta, pode-se considerar que a corrente máxima atingida foi aproximadamente de 40A. Assim, pelo gráfico da Figura 26 verifica-se que o fusível F8 (25K) também não chega a atuar nessas condições.

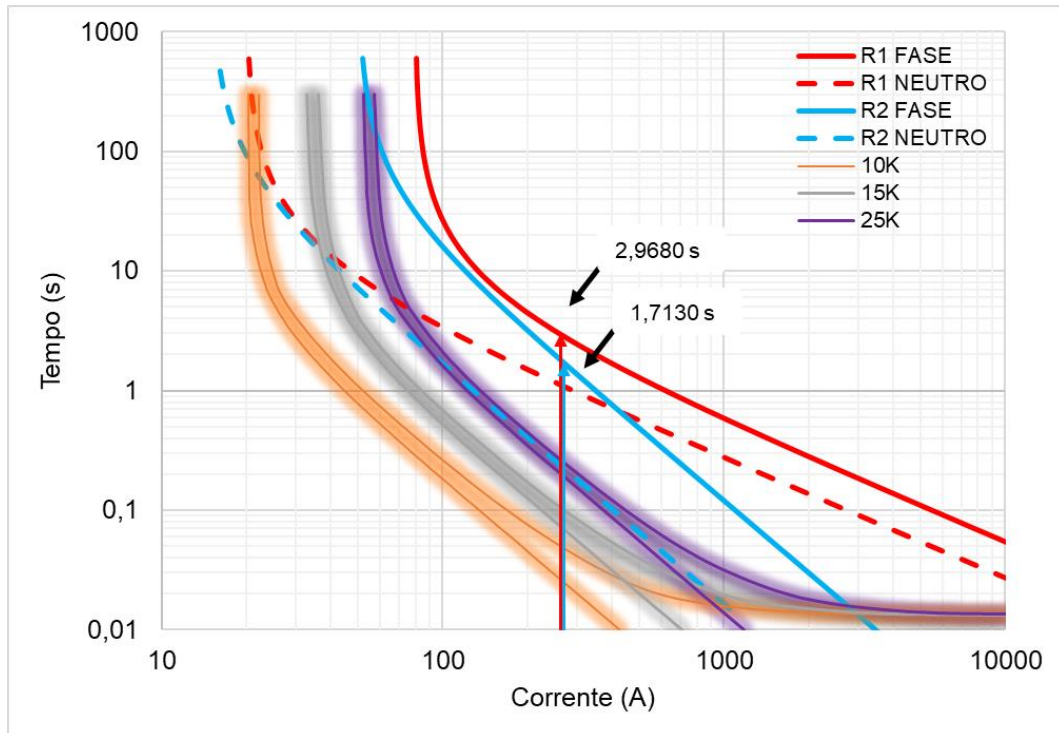
Em relação do R1, temos uma corrente inicial de 51,56A de acordo com a Tabela 5. Após a conexão de GD, o valor da corrente pré-falta reduz 41,86A e aumenta 244,67A durante a falta, alcançando 254,4A. Verificou-se que o R1 atingiu o valor máximo de 261,942A e R2 269,356A, confirmando o raciocínio. Logo, pela Figura 27, é possível perceber que o R2 atuaria após 1,7130s de falta e o R1 após 2,9680s com os valores obtidos.

Figura 26 – Gráfico tempo *versus* corrente de atuação F8 e F6 com GD na barra 844 e 890



Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Figura 27 – Gráfico tempo *versus* corrente de atuação dos religadores R1 e R2 com GD nas barras 844 e 890



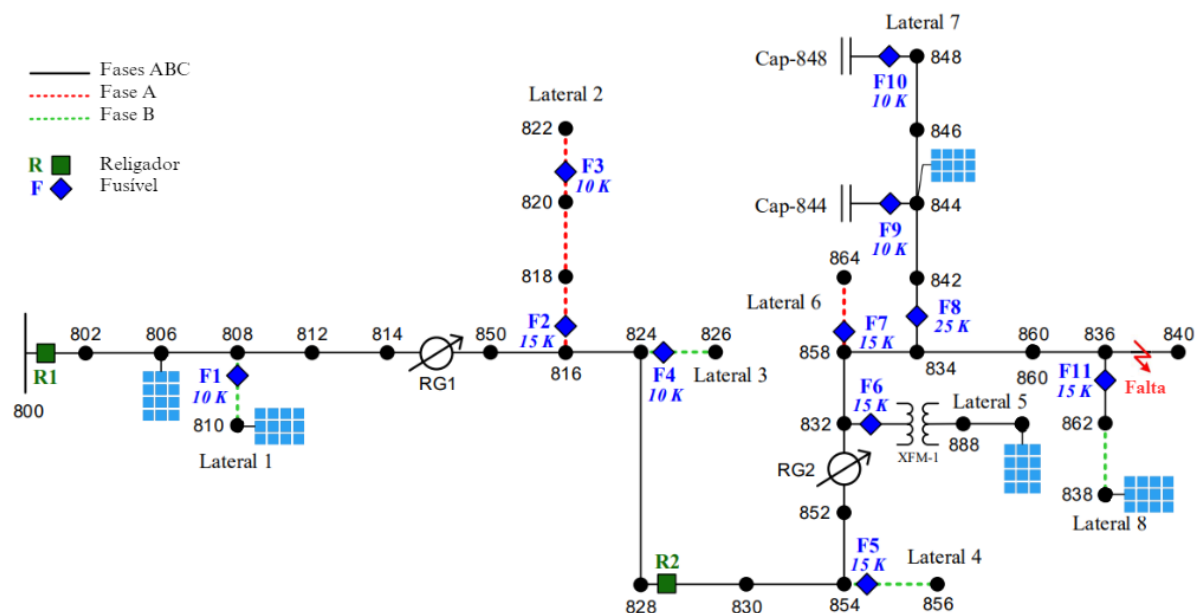
Fonte: Elaborado pela autora (2023).

4.4 BARRA 806

Voltando a análise para o tronco principal do alimentador 34-NTF, também foi simulada a resposta à conexão de um gerador FV conectado à barra 806, por ser a barra com maior carga da zona de proteção do religador R1. Com isso, foi conectada uma GD de 55 kW, com fator de potência igual a 0,8 indutivo e tensão mínima em pu (V_{minpu}) de 0,7. Depois disso, foi simulada uma falta trifásica na barra 840 (a última do alimentador), conforme Figura 28. A Figura 29 e Figura 30 apresentam de forma gráfica e resumida o comportamento das correntes pré-falta e de falta com e sem GD nas barras 844 e 890 durante uma falta trifásica em R1, R2, F1, F6, F8 e F11. Os resultados quantitativos estão apresentados de forma detalhada no Apêndice C.

Uma vez que o objetivo agora é analisar o impacto nas cargas também nos religadores localizados no tronco do alimentador, as cargas mais significativas e outras menores localizadas nas laterais também foram incluídas a partir da simulação deste caso. Como resultado da simulação do fluxo de potência após a ocorrência da falta trifásica na barra 840 com a presença de um gerador FV conectado às barras 806 e laterais, foi possível obter os resultados apontados na Figura 29 e Figura 30.

Figura 28 - Representação de GD conectada à barra 806 e laterais com uma falta trifásica na barra 840 no alimentador 34-NTF

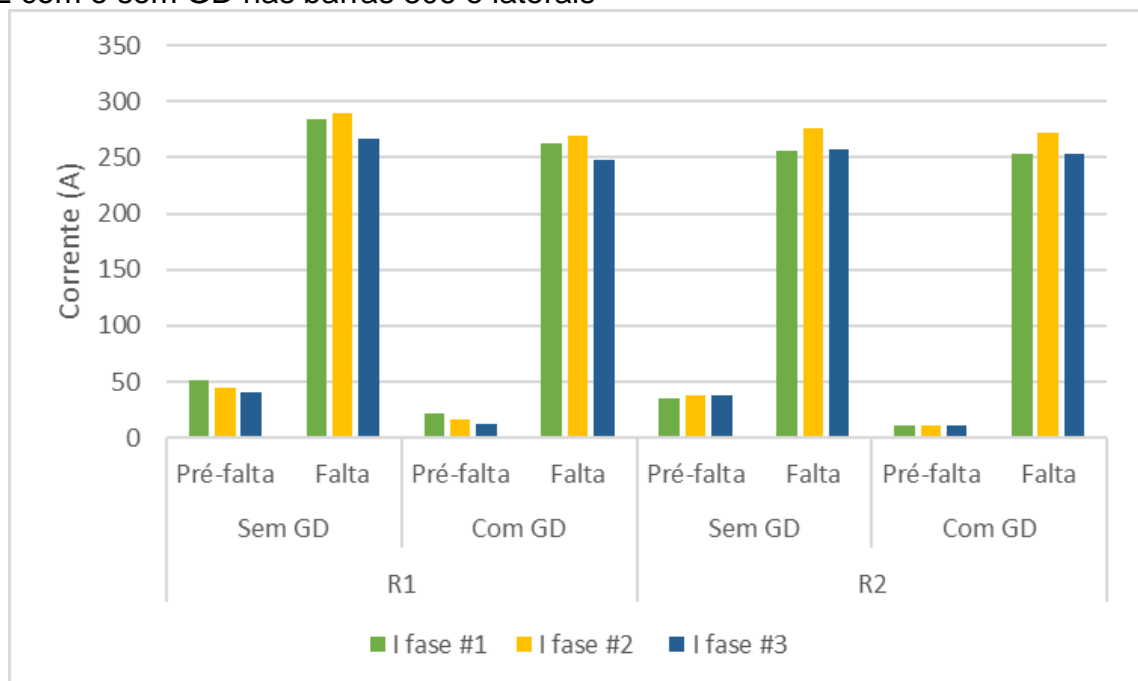


Fonte: Adaptado de Mendes *et al.* (2020).

Por meio da avaliação dos resultados da Figura 29, pode-se verificar que houve uma redução percentual do módulo das correntes pré-falta que passam pelos religadores R1 e R2. Em contrapartida, durante o evento de falta, os valores dos módulos das correntes não sofreram grandes variações chegando próximo dos valores encontrados antes da conexão de GD às barras 806, 810, 844, 890 e 838.

Por outro lado, voltando a análise para os fusíveis, foi verificado que, semelhante ao caso dos religadores, o módulo da corrente pré-falta também apresentou uma redução. Já durante a falta, o módulo da corrente alcança valores mais altos devido a contribuição de corrente do gerador FV durante a falta, conforme exposto na Figura 30.

Figura 29 – Magnitude da corrente elétrica pré-falta e de falta nos religadores R1 e R2 com e sem GD nas barras 806 e laterais



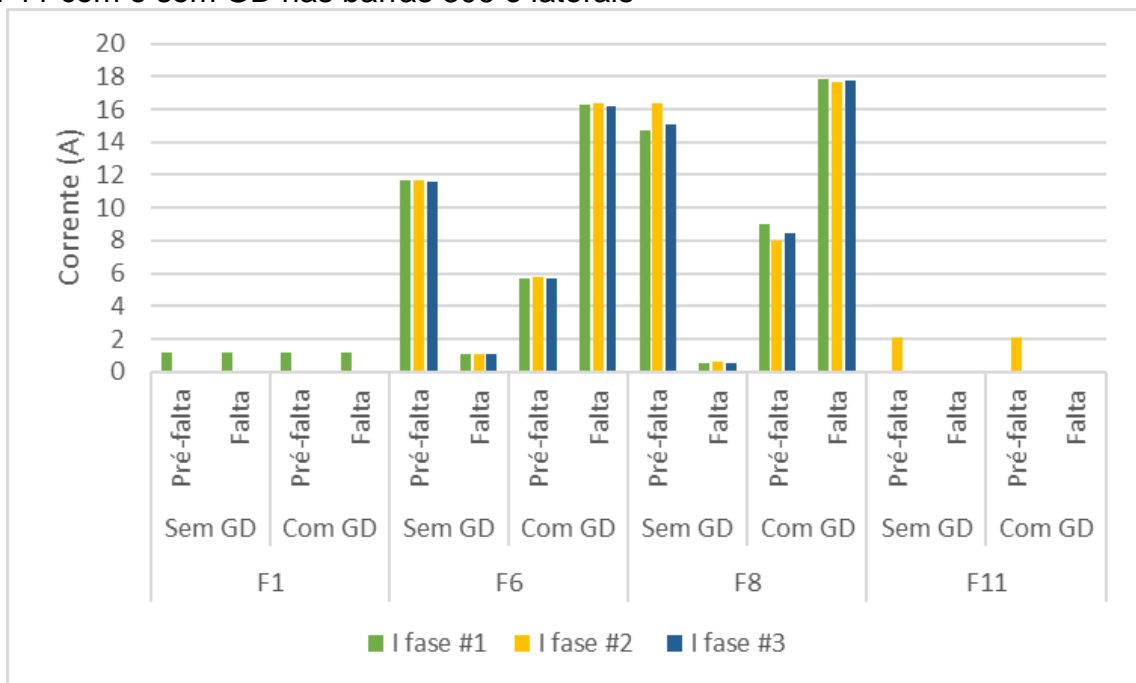
Fonte: Elaborado pela autora (2023).

É possível perceber que a conexão da GD resultou na redução da corrente pré-falta nos religadores R1 e R2, causando um aumento percentual das correntes de falta em relação à pré-falta muito maior. Em relação aos fusíveis, a corrente diminui a quase zero durante um evento de falta em um cenário sem a conexão de GD. Por outro lado, após a conexão de GD, a corrente aumenta significativamente devido à contribuição do gerador FV conectado.

Em termos absolutos, o impacto nos religadores R1 e R2 continua pequeno, chegando muito próximo a variação de corrente encontrada sem a presença de GD. No caso dos fusíveis F1 e F11, não houve praticamente nenhum impacto na corrente após a conexão de GD. Já os fusíveis F6 e F8, apresentaram resultados parecidos aos das simulações anteriores.

Em relação ao F6, foi observado um aumento de cerca de 15 A da corrente de falta, resultado em um aumento de cerca de 10 A em relação à corrente pré-falta após a conexão de GD. Com isso, se faz necessário utilizar a curva de atuação do fusível de 15K a fim de verificar se o impacto da GD na proteção da Lateral 5, leva o fusível F6 a atuar ou não.

Figura 30 – Magnitude da corrente elétrica pré-falta e de falta nos fusíveis F1, F6, F8 e F11 com e sem GD nas barras 806 e laterais



Fonte: Elaborado pela autora (2023).

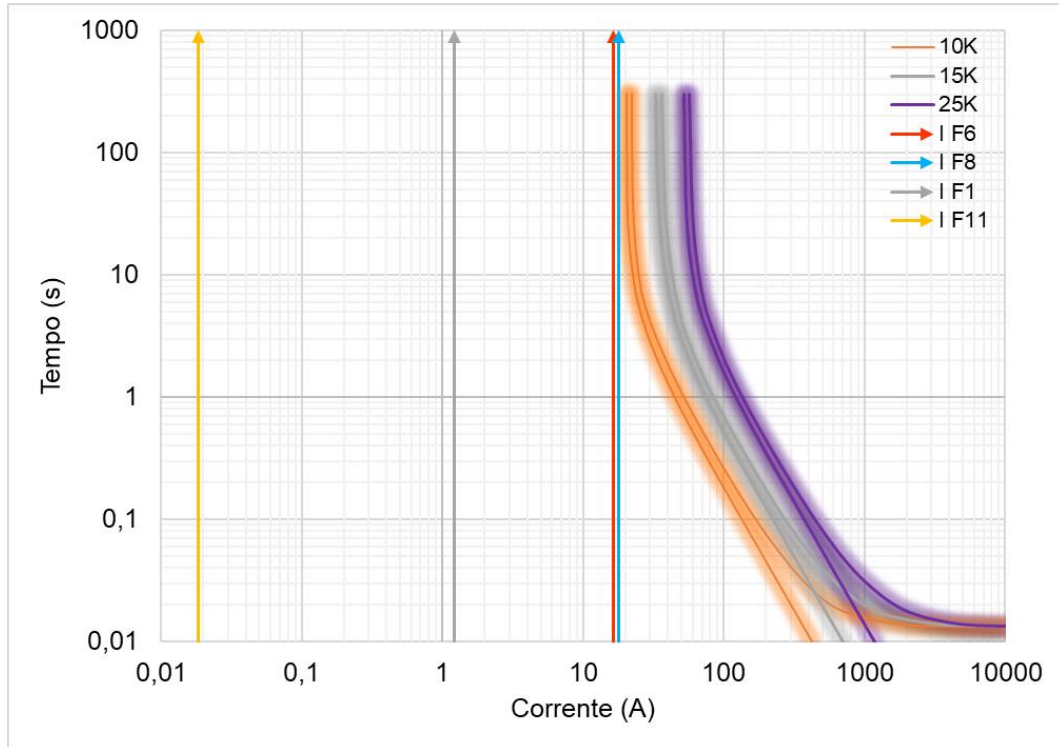
Aplicando o mesmo raciocínio para o F8, foi observado um aumento de cerca de 17 A da corrente de falta, resultado em um aumento de cerca de 9 A em relação à corrente pré-falta após a conexão de GD. Com isso, se faz necessário utilizar a curva de atuação do fusível de 25K a fim de verificar se o impacto da GD na proteção da Lateral 7, leva o fusível F8 a atuar ou não.

A Figura 31 mostra o gráfico de tempo de fundição do elemento fusível em relação a corrente elétrica em amperes dos fusíveis tipo 10K, 15K e 25K. Com base na Tabela 5, é possível verificar se o aumento observado em relação à corrente nominal pode fazer com que os fusíveis F6 e F8 atuem. Logo, se a corrente máxima nominal do trecho do F6 é de 11,7A pela Tabela 5, com a adição de GD à barra a corrente pré-falta diminui cerca de 6A e aumenta em média 10A durante a falta, pode-se considerar que a corrente máxima atingida foi aproximadamente de 15,7A, por meio das tabelas do Apêndice C. Assim, pelo gráfico da Figura 31 verifica-se que o fusível F6 (15K) não chega a atuar nessas condições.

De maneira análoga, se a corrente máxima nominal do trecho de F8 é de 16,3A pela Tabela 5, com a adição de GD à barra a corrente pré-falta diminui em média 6A e aumenta em média 9A durante a falta, pode-se considerar que a corrente máxima atingida foi aproximadamente de 20A. Assim, pelo gráfico da Figura 31 verifica-se que o fusível F8 (25K) também não chega a atuar nessas condições.

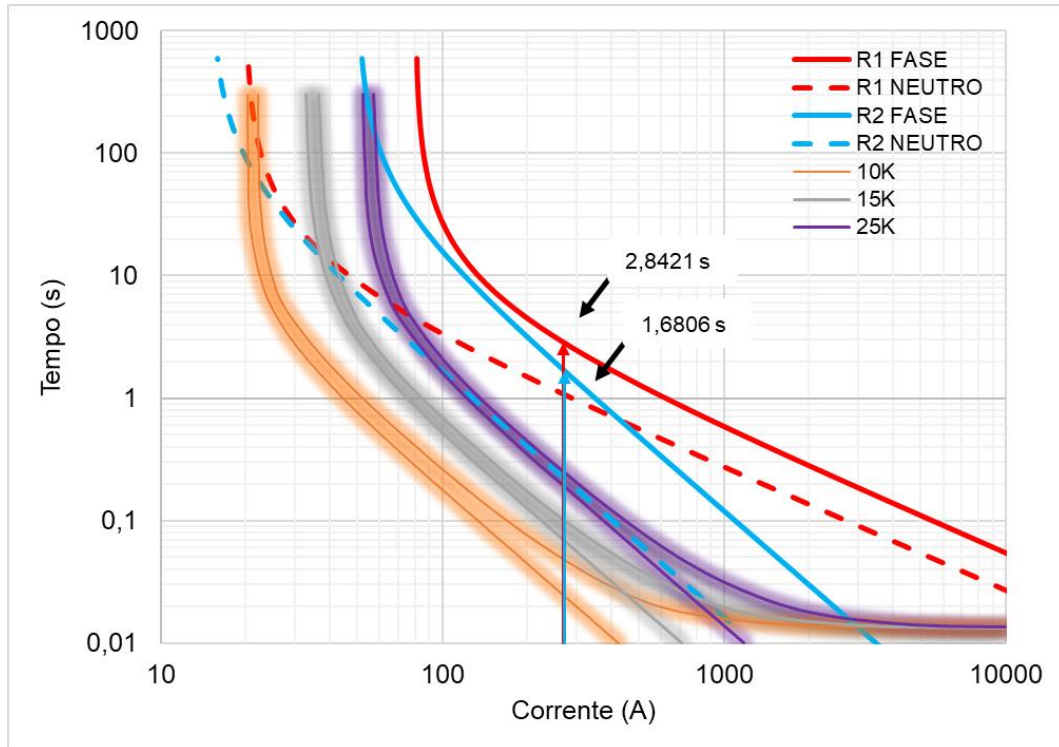
Em relação do R1, temos uma corrente inicial de 51,56A de acordo com a Tabela 5. Após a conexão de GD, o valor da corrente pré-falta reduz 30,09A e aumenta 240,58A durante a falta, alcançando a máxima de 270,002A. Aplicando o mesmo raciocínio ao R2, foi obtida uma corrente de falta com GD de 271,848A. Pela Figura 32, é possível perceber que o R2 atuaria após 2,8421s de falta e o R1 após 1,6806s com os valores obtidos.

Figura 31 – Gráfico tempo *versus* corrente de atuação F1, F6, F8 e F11 com GD nas barras 806 e laterais



Fonte: Elaborado pela autora (2023)

Figura 32 – Gráfico tempo *versus* corrente de atuação dos religadores R1 e R2 com GD nas barras 806 e laterais

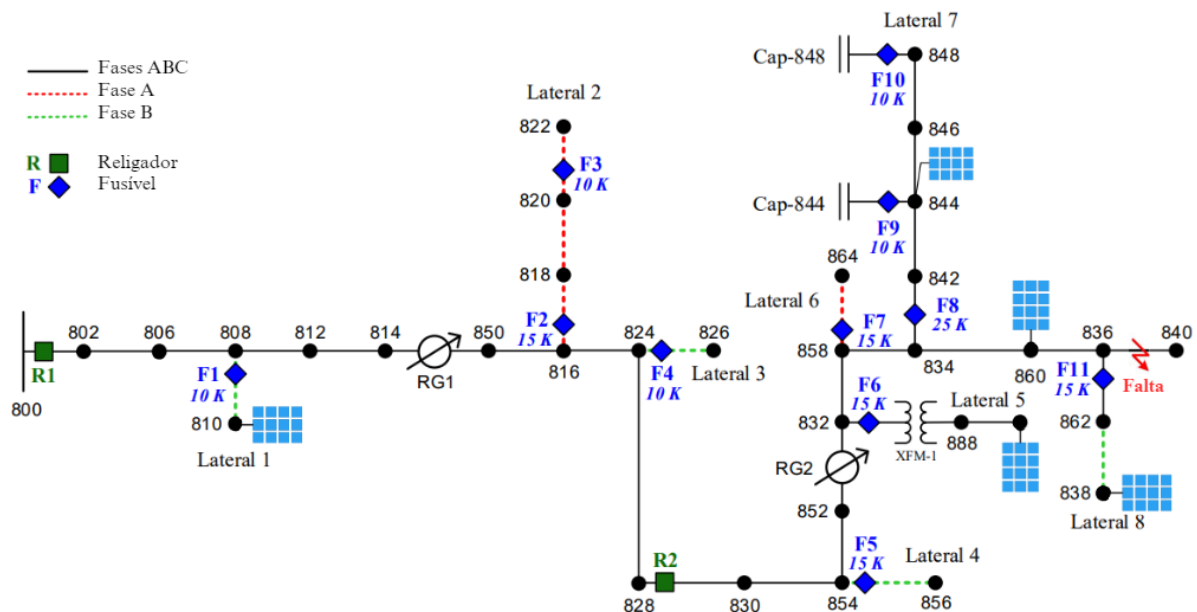


Fonte: Elaborado pela autora (2023)

4.5 BARRA 860

Continuando a análise do tronco principal do alimentador 34-NTF, também foi simulada a resposta à conexão de um gerador FV conectado à barra 860, por ser a barra com maior carga da zona de proteção do religador R2. Com isso, foi conectada uma GD de 146 kW, com fator de potência igual a 0,8 e tensão mínima em pu (V_{minpu}) de 0,7. Depois disso, foi simulada uma falta trifásica na barra 840 (a última do alimentador), conforme Figura 33. A Figura 34 e Figura 35 apresentam de forma gráfica e resumida o comportamento das correntes pré-falta e de falta com e sem GD nas barras 844 e 890 durante uma falta trifásica em R1, R2, F1, F6, F8 e F11. Os resultados quantitativos estão apresentados de forma detalhada no Apêndice C.

Figura 33 – Representação de GD conectada à barra 860 com uma falta trifásica na barra 840 no alimentador 34-NTF



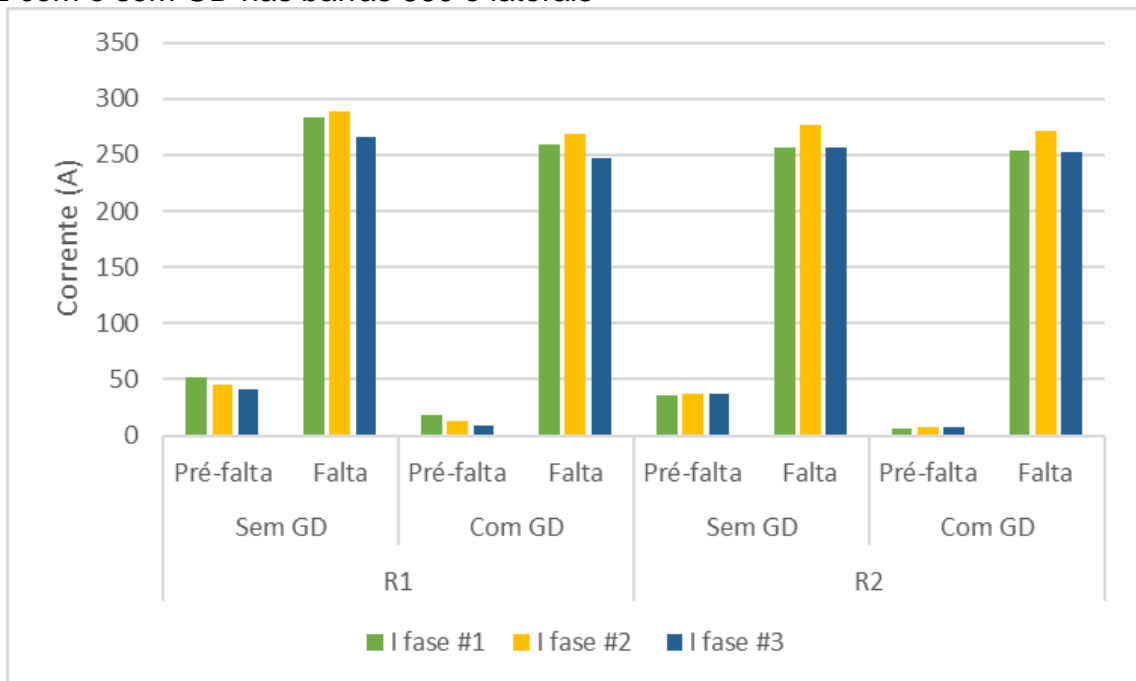
Fonte: Adaptado de Mendes *et al.* (2020).

Uma vez que o objetivo agora é analisar o impacto nas cargas também nos religadores localizados no tronco do alimentador, as cargas mais significativas e outras menores localizadas nas laterais também foram incluídas a partir da simulação deste caso, inclusive a barra 810. Como resultado da simulação do fluxo de potência após a ocorrência da falta trifásica na barra 840 com a presença de um gerador FV conectado

às barras 860 mais as laterais, foi possível obter os resultados apontados na Tabela 19.

Por meio da avaliação dos resultados da Figura 34, pode-se verificar que houve uma redução do módulo das correntes pré-falta que passam pelos religadores R1 e R2. Em contrapartida, durante o evento de falta, os valores dos módulos das correntes não sofreram grandes variações chegando próximo dos valores encontrados antes da conexão de GD às barras 860, 810, 844, 890 e 838.

Figura 34 – Magnitude da corrente elétrica pré-falta e de falta nos religadores R1 e R2 com e sem GD nas barras 860 e laterais



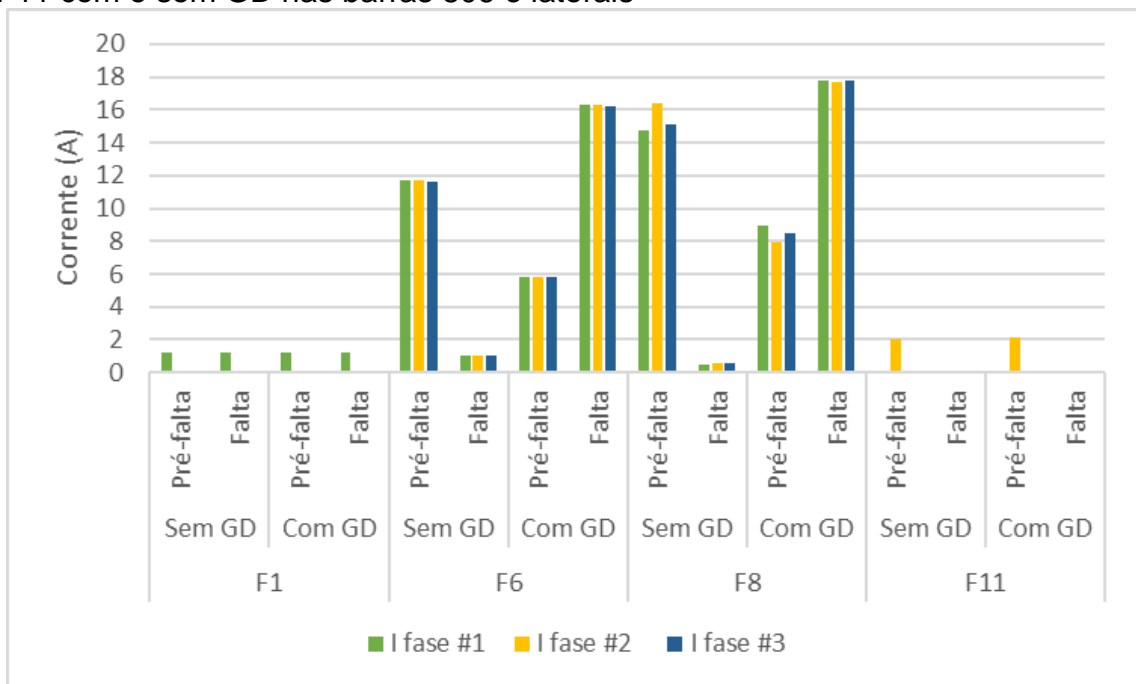
Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Por outro lado, voltando a análise para os fusíveis, foi verificado que, semelhante ao caso dos religadores, o módulo da corrente pré-falta também apresentou uma redução. Já durante a falta, o módulo da corrente alcança valores percentuais mais altos devido a contribuição de corrente do gerador FV durante a falta, conforme exposto na Figura 35.

Também é possível perceber que a conexão da GD resultou na redução da corrente pré-falta nos religadores R1 e R2, causando um aumento percentual das correntes de falta em relação à pré-falta muito maior. Em relação aos fusíveis, a corrente diminuiu a

quase zero durante um evento de falta em um cenário sem a conexão de GD. Por outro lado, após a conexão de GD, a corrente de falta aumenta significativamente devido à contribuição do gerador FV conectado nas laterais dos fusíveis F6 e F8.

Figura 35 – Magnitude da corrente elétrica pré-falta e de falta nos fusíveis F1, F6, F8 e F11 com e sem GD nas barras 806 e laterais



Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Em termos absolutos, o impacto nos religadores R1 e R2 continua pequeno chegando muito próximo a variação de corrente encontrada sem a presença de GD. No caso dos fusíveis F1 e F11, não houve praticamente nenhum impacto na corrente após a conexão de GD. Já os fusíveis F6 e F8, apresentaram resultados parecidos aos das simulações anteriores.

Em relação ao F6, foi observado um aumento de cerca de 15A da corrente de falta, resultado em um aumento de cerca de 10A em relação à corrente pré-falta após a conexão de GD. Com isso, se faz necessário utilizar a curva de atuação do fusível de 15K a fim de verificar se o impacto da GD na proteção da Lateral 5, leva o fusível F6 a atuar ou não.

Aplicando o mesmo raciocínio para o F8, foi observado um aumento de cerca de 17A da corrente de falta, resultado em um aumento de cerca de 9A em relação à corrente

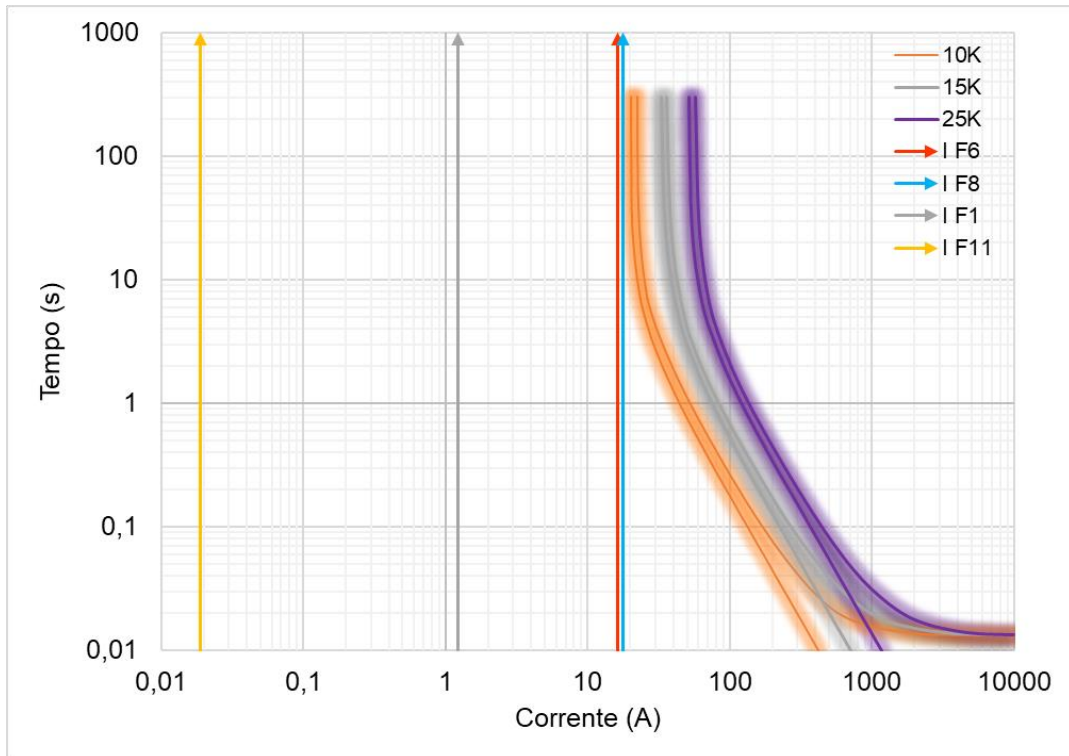
pré-falta após a conexão de GD. Com isso, se faz necessário utilizar a curva de atuação do fusível de 25K a fim de verificar se o impacto da GD na proteção da Lateral 7, leva o fusível F8 a atuar ou não.

A Figura 36 mostra o gráfico de tempo de fundição do elemento fusível em relação a corrente elétrica em amperes dos fusíveis tipo 10K, 15K e 25K. Com base na Tabela 5, é possível verificar se o aumento observado em relação à corrente nominal pode fazer com que os fusíveis F6 e F8 atuem. Logo, se a corrente máxima nominal do trecho do F6 é de 11,7A pela Tabela 5, com a adição de GD à barra a corrente pré-falta diminui cerca de 6A e aumenta em média 10A durante a falta, pode-se considerar que a corrente máxima atingida foi aproximadamente de 15,7A, conforme as tabelas do Apêndice C. Assim, pelo gráfico da Figura 36 verifica-se que o fusível F6 (15K) não chega a atuar nessas condições.

De maneira análoga, se a corrente máxima nominal do trecho de F8 é de 16,3 A pela Tabela 5, com a adição de GD à barra a corrente pré-falta diminui em média 6A e aumenta em média 9A durante a falta pode-se considerar que a corrente máxima atingida foi aproximadamente de 20A. Assim, pelo gráfico da Figura 36 verifica-se que o fusível F8 (25K) também não chega a atuar nessas condições.

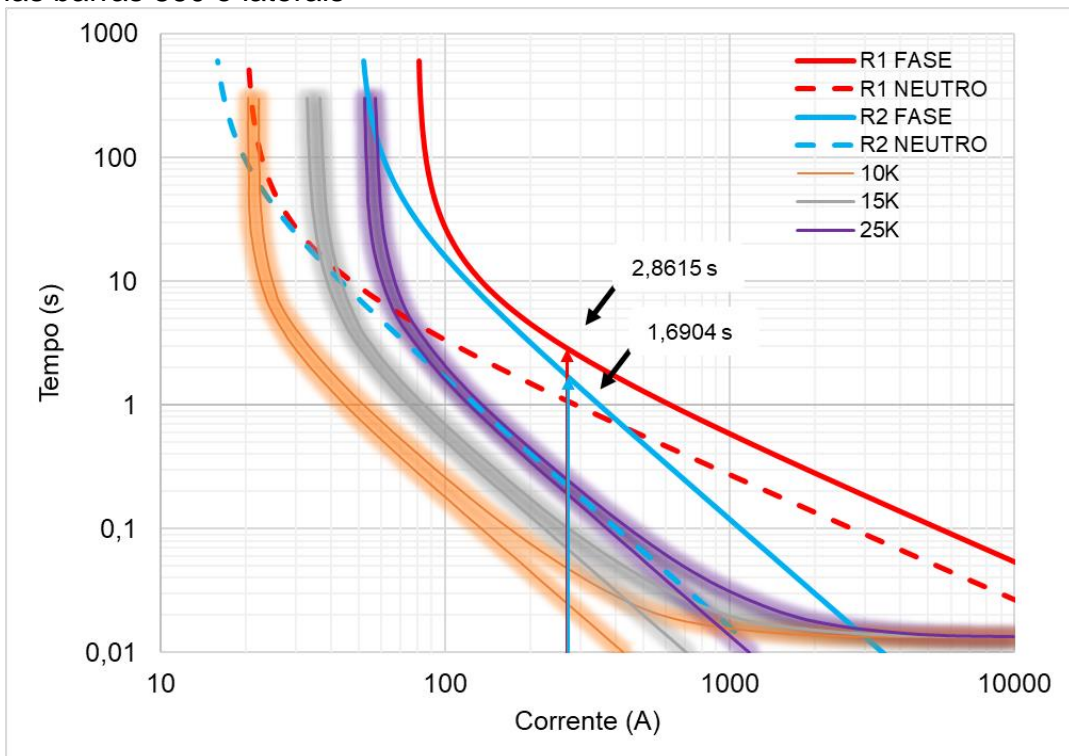
Em relação do R1, temos uma corrente inicial de 51,56A de acordo com a Tabela 5. Após a conexão de GD, o valor da corrente pré-falta reduz 32,92A e aumenta 240,94A durante a falta, alcançando 268,712A. Aplicando o mesmo raciocínio ao R2, foi obtida uma corrente de falta com GD de 271,087A, conforme as tabelas do Apêndice C. Pela Figura 37, é possível perceber que o R2 atuaria após 1,6904 s de falta e o R1 após 2,8615 s com os valores obtidos.

Figura 36 – Gráfico tempo *versus* corrente de atuação F1, F6, F8 e F11 com GD nas barras 860 e laterais



Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Figura 37 – Gráfico tempo *versus* corrente de atuação dos religadores R1 e R2 com GD nas barras 860 e laterais

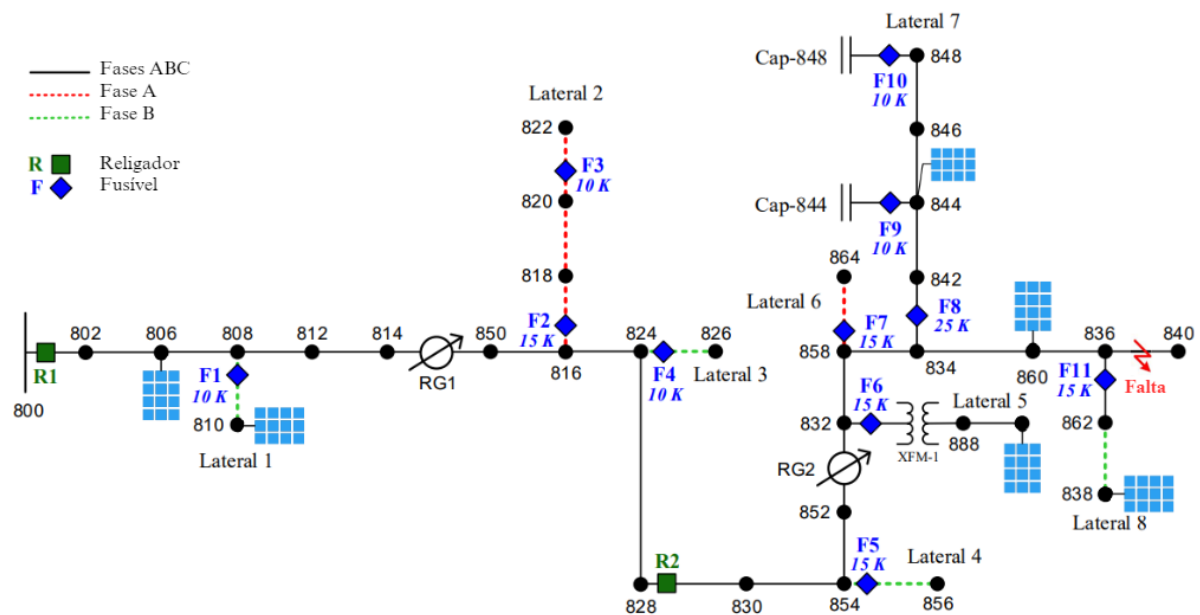


Fonte: Elaborado pela autora (2023).

4.6 MÚLTIPLAS BARRAS

Concluindo a análise, foi simulado o caso de conexão de GD nas barras de maiores cargas do tronco principal e das laterais com a falta trifásica na barra 840, conforme apresentado abaixo na Figura 38. Como resultado da simulação do fluxo de potência após a ocorrência da falta trifásica na barra 840 com a presença de um gerador FV conectado à múltiplas barras do alimentador 34-NTF, foi possível obter os resultados apontados na Tabela 23. A Figura 39 e Figura 40 apresentam de forma gráfica e resumida o comportamento das correntes pré-falta e de falta com e sem GD nas barras 844 e 890 durante uma falta trifásica em R1, R2, F1, F6, F8 e F11. Os resultados quantitativos estão apresentados de forma detalhada no Apêndice C.

Figura 38 – Representação de GD conectada a múltiplas barras com uma falta trifásica na barra 840 no alimentador 34-NTF



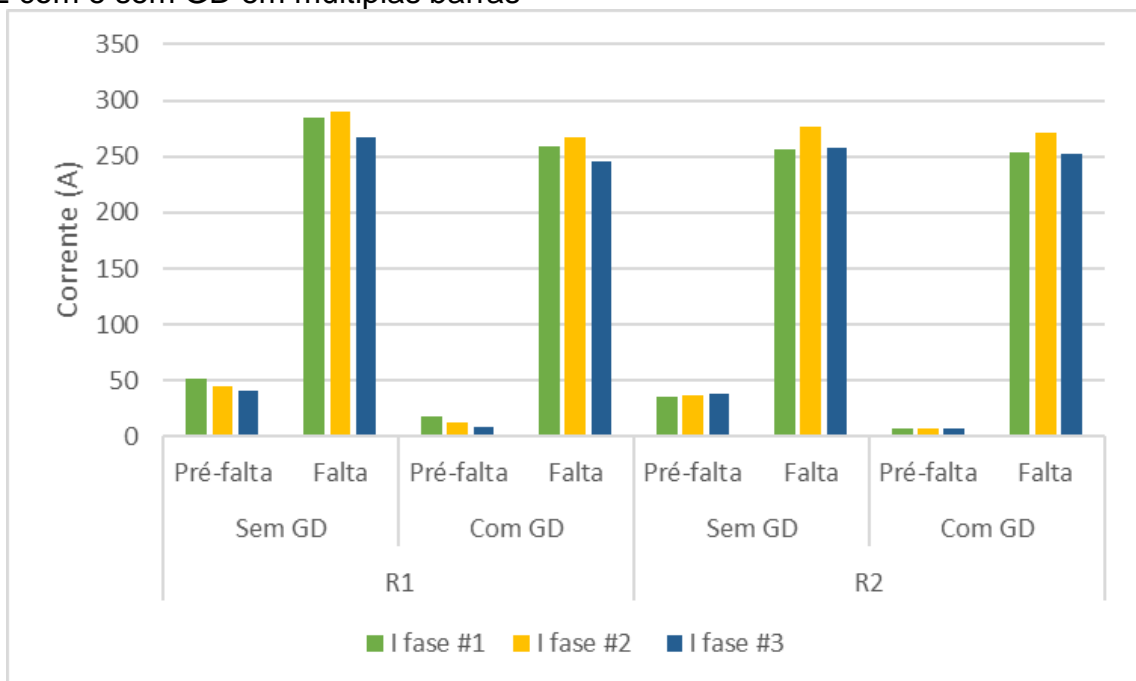
Fonte: Adaptado de Mendes *et al.* (2020).

Por meio da avaliação dos resultados da Figura 39, pode-se verificar que houve uma redução das correntes pré-falta que passam pelos religadores R1 e R2. Em contrapartida, durante o evento de falta, os valores dos módulos das correntes não sofreram grandes variações chegando próximo dos valores encontrados antes da conexão de GD às barras 806, 860, 810, 844, 890 e 838.

Por outro lado, voltando a análise para os fusíveis, foi verificado que, semelhante ao caso dos religadores, o módulo da corrente pré-falta também apresentou uma redução, conforme Figura 40. Já durante a falta, o módulo da corrente alcança valores percentuais mais altos devido a contribuição de corrente do gerador FV durante a falta.

Percebeu-se também que a conexão da GD resultou na redução do módulo da corrente pré-falta nos religadores R1 e R2, causando um aumento das correntes de falta em relação à pré-falta muito maior. Em relação aos fusíveis, a corrente diminui a quase zero durante um evento de falta em um cenário sem a conexão de GD. Por outro lado, após a conexão de GD, a corrente aumenta significativamente devido à contribuição do gerador FV conectado.

Figura 39 – Magnitude da corrente elétrica pré-falta e de falta nos religadores R1 e R2 com e sem GD em múltiplas barras

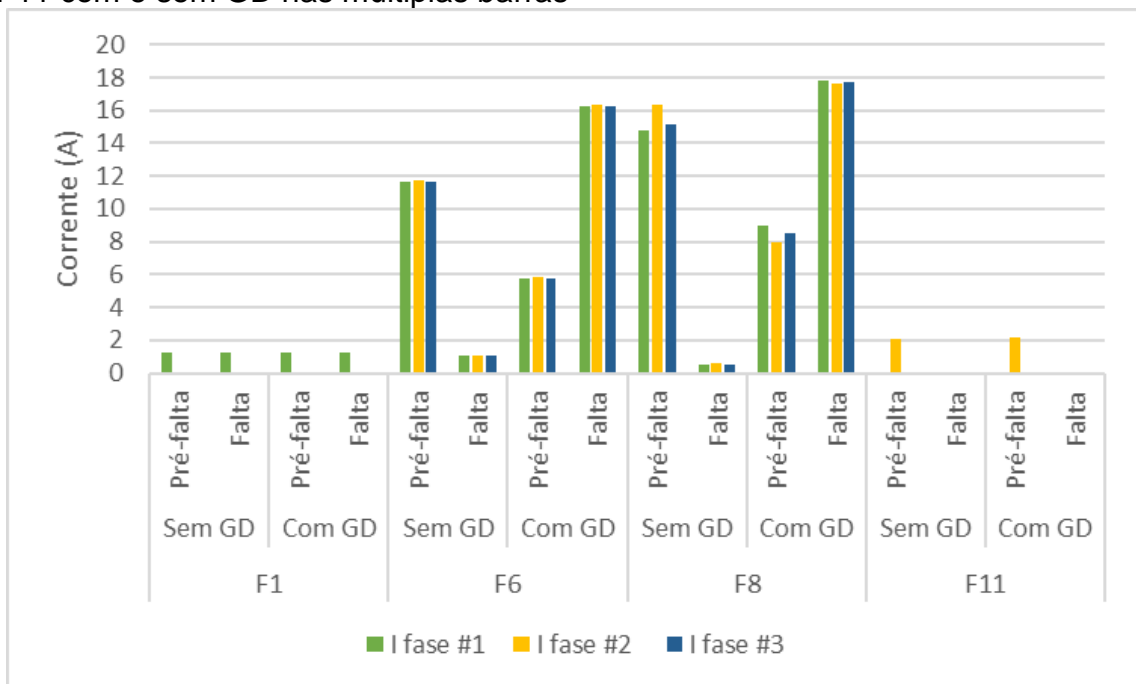


Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Em termos absolutos, o impacto nos religadores R1 e R2 continua pequeno chegando muito próximo a variação de corrente encontrada sem a presença de GD. No caso dos fusíveis F1 e F11, não houve praticamente nenhum impacto na corrente após a conexão de GD. Já os fusíveis F6 e F8, apresentaram resultados parecidos aos das simulações anteriores.

Em relação ao F6, foi observado um aumento de cerca de 15A da corrente de falta, resultado em um aumento de cerca de 10A em relação à corrente pré-falta após a conexão de GD. Com isso, se faz necessário utilizar a curva de atuação do fusível de 15K a fim de verificar se o impacto da GD na proteção da Lateral 5, leva o fusível F6 a atuar ou não.

Figura 40 – Magnitude da corrente elétrica pré-falta e de falta nos fusíveis F1, F6, F8 e F11 com e sem GD nas múltiplas barras



Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Aplicando o mesmo raciocínio para o F8, foi observado um aumento de cerca de 17A da corrente de falta, resultado em um aumento de cerca de 9A em relação à corrente pré-falta após a conexão de GD. Com isso, se faz necessário utilizar a curva de atuação do fusível de 25K a fim de verificar se o impacto da GD na proteção da Lateral 7, leva o fusível F8 a atuar ou não.

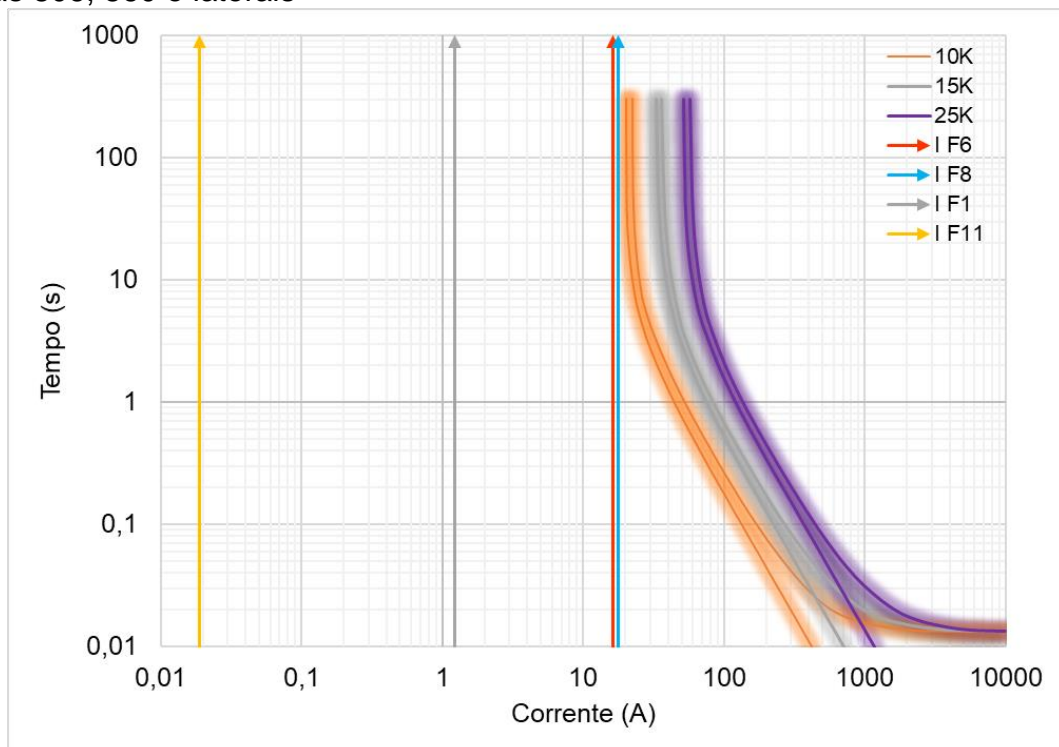
A Figura 41 mostra o gráfico de tempo de fundição do elemento fusível em relação a corrente elétrica em amperes dos fusíveis tipo 10K, 15K e 25K. Com base na Tabela 5, é possível verificar se o aumento observado em relação à corrente nominal pode fazer com que os fusíveis F6 e F8 atuem.

Logo, se a corrente máxima nominal do trecho do F6 é de 11,7A pela Tabela 5, com a adição de GD à barra a corrente pré-falta diminui cerca de 6A e aumenta em média 10A durante a falta, pode-se considerar que a corrente máxima atingida foi aproximadamente de 15,7A, conforme tabelas do Apêndice C. Assim, pelo gráfico da Figura 41 verifica-se que o fusível F6 (15K) não chega a atuar nessas condições.

De maneira análoga, se a corrente máxima nominal do trecho de F8 é de 16,3A pela Tabela 5, com a adição de GD à barra a corrente pré-falta diminui em média 6A e aumenta em média 9A durante a falta pode-se considerar que a corrente máxima atingida foi aproximadamente de 20A. Assim, pelo gráfico da Figura 41 verifica-se que o fusível F8 (25K) também não chega a atuar nessas condições.

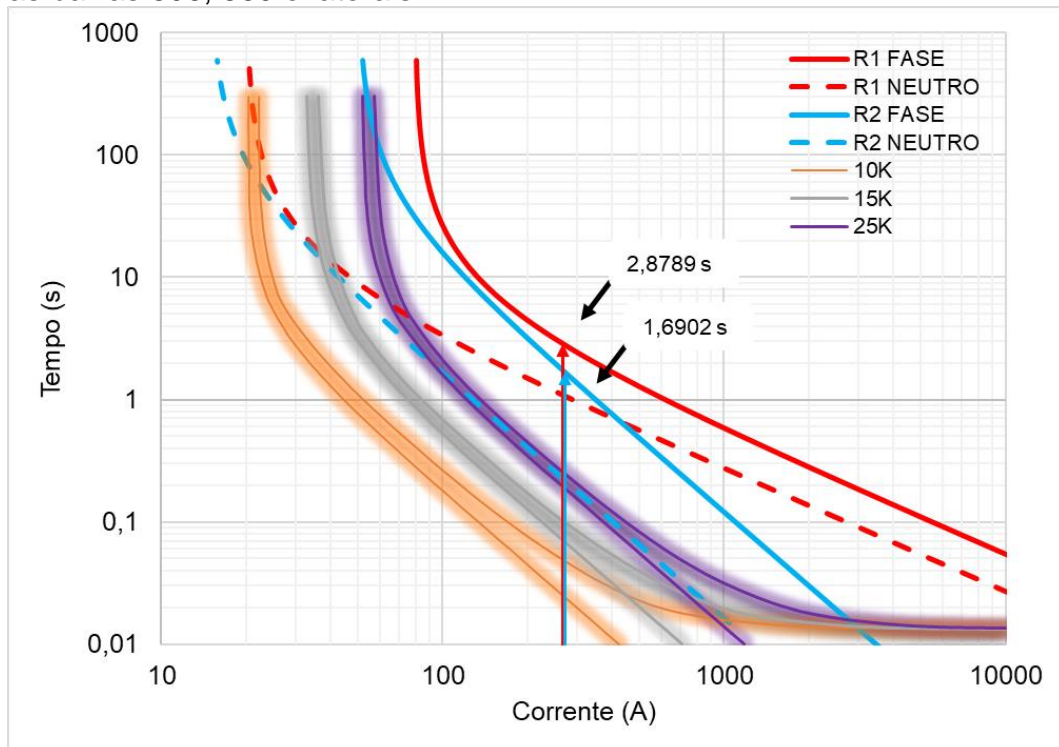
Em relação do R1, temos uma corrente inicial de 51,56A de acordo com a Tabela 5. Após a conexão de GD, o valor da corrente pré-falta reduz 34,08A e aumenta 240,91A durante a falta, alcançando 267,571A. Aplicando o mesmo raciocínio ao R2, foi obtida uma corrente de falta com GD de 271,108A. Pela Figura 42, é possível perceber que o R2 atuaria após 1,6902s de falta e o R1 após 2,8789s com os valores obtidos.

Figura 41 – Gráfico tempo *versus* corrente de atuação F1, F6, F8 e F11 com GD nas barras 806, 860 e laterais



Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Figura 42 – Gráfico tempo *versus* corrente de atuação dos religadores R1 e R2 com GD nas barras 806, 860 e laterais



Fonte: Elaborado pela autora (2023).

4.7 DISCUSSÕES E CONSIDERAÇÕES

Apesar de não ter sido verificada a ocorrência do *trip* solidário em nenhum dos casos simulados, foram observadas algumas características de impactos na proteção de sobrecorrente no alimentados de teste do IEEE de 34 barras utilizado.

No caso da simulação da barra 844, pode-se verificar que o maior impacto foi no fusível F8, com a corrente de falta aumentando cerca de 6710% a 7799% após a conexão da GD. Apesar disso, não foi possível verificar a ocorrência do *trip* solidário neste caso durante a falta trifásica aplicada na barra 840. Já nos religadores R1 e R2, o impacto maior foi na corrente pré-falta, variando cerca de -59% a -72% e -74% a -76%, respectivamente. Não foram observados impactos significativos na corrente de falta dos religadores para este caso. Já na simulação na barra 890, com tensão secundária de 4,16kV, o maior impacto também foi na corrente de falta do fusível F6, que aumentou cerca de 1436% a 1451%. A corrente pré-falta também reduziu bastante, como no caso da barra 844, da ordem de -30% a -36%, para o religador R1 e, -36% a -37%, para o religador R2.

Após realizar a análise nas barras com as maiores cargas de forma individual, também foi simulado o caso com as duas GDs juntas, conectadas nas barras 844 e 890. Já neste caso, o impacto nos religadores começou a ser verificado. Foi possível determinar que as magnitudes das correntes pré-falta dos religadores R1 e R2 sofreram uma queda significativa após a conexão da GD, chegando a -97% e -92%, respectivamente. A corrente pré-falta no fusível F6 variou cerca de -52% após adição de GD. Em relação as correntes de falta dos fusíveis F6 e F8, foi verificado comportamento semelhante ao dos casos individuais. No fusível F6, a corrente de falta aumento cerca de 1434% a 1449% após a conexão da GD. Já o fusível F8, obteve cerca de 6710% a 7800% de aumento na corrente de falta após a conexão de GD.

Depois de focar as simulações nas laterais com as maiores cargas, foram realizadas simulações de integração de GD em barras localizadas no tronco principal do alimentador, mantendo as GD ora conectadas nos ramais laterais. O primeiro caso simulado foi o da barra 806, em que os maiores impactos continuaram sendo nas chaves fusíveis dos ramais laterais. Observou-se que as correntes pré-falta nos religadores variaram cerca de -64% a -70%, enquanto a dos fusíveis F6 e F8 variou entre -50% e -44%, respectivamente.

Por outro lado, as correntes de falta pelos fusíveis aumentaram significativamente nos fusíveis F6 e F8, crescendo da ordem de 1435% a 1450% e 2913% a 3410%, respectivamente. Já os fusíveis F1 e F11 não sofreram variações significativas, visto as cargas de pequeno porte que protegem. Em relação ao F11, pode-se destacar o aumento de 15% da corrente de falta após a conexão de GD. Também foi simulado o caso da GD conectada à barra 860 além das laterais do alimentador. Neste caso, os resultados foram muito semelhantes ao cenário da GD conectada à barra 806 e laterais.

Por fim, foi simulado o caso que abrange todos os casos anteriores de forma conjunta, a fim de verificar o tipo de impacto que os religadores poderiam sofrer com a alta penetração de geração distribuída no alimentador. Com a conexão de GD a múltiplas barras, pode-se verificar que as correntes pré-falta dos religadores continuou sofrendo

grandes quedas, da ordem de -80%. Já as correntes de falta nos religadores, não sofreram variações significativas. Em relação aos fusíveis, foram observadas as mesmas características dos casos anteriores, com as correntes de falta dos fusíveis F6 e F8 aumentando cerca de 1435% a 1450% e 2912% a 3408%, respectivamente. Já os fusíveis F1 e F11 continuaram não apresentando impactos significativos, com o valor mais relevante permanecendo o aumento de 15% da corrente de falta do F11. O mesmo padrão do caso anterior se repetiu para as correntes de pré-falta nos fusíveis, com os valores mais significativos sendo do F6 e F8, variando cerca de -50% e -44%, respectivamente.

Como em nenhum dos casos simulados foi possível verificar a atuação os elementos fusíveis, a Tabela 6 apresenta o resumo dos resultados dos tempos de atuação dos religadores R1 e R2 em relação a corrente máxima de falta por fase obtida em cada um dos casos estudados de integração de GBIs ao alimentador estudado. Também não foi verificado nenhum caso de ocorrência do *trip* solidário nas condições simuladas.

Tabela 6 – Resumo dos resultados de corrente de falta de fase máxima obtida nos religadores R1 e R2

Casos	R1		R2	
	I (A)	t (s)	I (A)	t (s)
844	268,8410	2,8595	271,2050	1,6889
890	279,0160	2,7133	274,5810	1,6462
844 + 890	261,9420	2,9680	269,3560	1,7130
806 + Laterais	270,0020	2,8421	271,8480	1,6806
860 + Laterais	268,7120	2,8615	271,0870	1,6904
Todas	267,5710	2,8789	271,1080	1,6902

Fonte: Elaborado pela autora (2023).

De forma geral, procurou-se obter, por meio dos valores de magnitude e ângulo da corrente elétrica pré-falta e de falta, os impactos quantitativos da integração de GBIs no alimentador de 34 barras do IEEE. Conforme verificado, em todos os casos apresentados não houve contribuição de corrente elétrica de falta dos GBIs suficiente

que fosse capaz de atingir os níveis mínimos de atuação das chaves fusíveis utilizadas na proposta de proteção de Mendes *et al.* (2020).

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Com a metodologia proposta, foi possível realizar todas as simulações descritas e analisar os impactos dos GBIs em alimentadores de distribuição contemplando vários cenários de conexão de GD, em diversos barramentos e níveis de penetração. Após a execução das simulações com auxílio do OpenDSS® e posterior análise dos resultados obtidos de todos os cenários levantados, foi possível investigar a ocorrência do fenômeno do *trip* solidário (ou falso *trip*) em alimentadores de distribuição de média tensão devido à presença de unidades de geração distribuída baseada em inversores operando em condições anormais de rede.

Ademais, foi possível verificar se a proteção de distribuição tradicional falha ou não na sua função quando uma quantidade significativa de GD é integrada no sistema de distribuição, tendo em vista que os GBIs afetam as magnitudes e a direcionalidade da corrente de curto-circuito, reduzindo a sensibilidade dos relés e fazendo com que possa ocorrer uma falha na coordenação da proteção. De forma geral, observou-se que a integração massiva de GBIs diminuiu a corrente pré-falta em todos os casos, tanto nos ramais laterais quanto ao longo do tronco principal do alimentador estudado.

No caso das chaves fusíveis, a corrente de falta aumentou cerca de 1400% a 7000% nas laterais com as maiores cargas (barras 844 e 890), porém não atingiu a curva de fusão mínima em nenhum dos elementos fusíveis utilizados nas simulações. Por outro lado, o impacto da corrente de falta nos religadores diminuiu da ordem de 1% a 10% relação ao cenário sem integração de GBIs durante as ocorrências de faltas trifásicas. Considerando este fato, foi possível descartar a ocorrência do *trip* solidário nos casos estudados de integração de GBIs ao alimentador.

Apesar da integração em larga escala dos geradores baseados em inversores ao alimentador de média tensão, o que altera as características do fluxo de potência no alimentador estudado, e da permanência da conexão de GBIs à rede durante os eventos de falta, conforme os requisitos da IEEE 1547 e NBR 16149, as contribuições desses geradores nas correntes de curto-circuito não afetaram significativamente coordenação e seletividade da proteção de sobrecorrente temporizada com tempo inverso nas condições simuladas.

Nesse sentido, numa tentativa de realizar uma abordagem de estudos dessa linha ainda mais próxima dos casos reais, pode-se aplicar a investigação proposta neste trabalho para alimentadores de média tensão ainda maiores com variados tipos de faltas. Além disso, pode-se aprimorar a modelagem das cargas para inclusão de GBIs de turbinas eólicas como os geradores de indução duplamente alimentados e geradores síncronos de ímãs permanentes. Uma outra opção ainda é realizar os estudos levando em consideração a integração de eletropostos de carregamento de veículos elétricos. Um outro contexto que pode ser utilizado para futuros trabalhos é a consideração de curvas de carga e da variação da energia fornecida pelo gerador FV diante das variações meteorológicas ocorridas ao longo do tempo.

REFERÊNCIAS

AHMADI, Mikaeel *et al.* Optimum coordination of centralized and distributed renewable power generation incorporating battery storage system into the electric distribution network. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [s. l.], v. 125, p. 106458, 2021. Disponível em: Acesso em: 25 nov. 2022.

ANEEL. **Geração — Agência Nacional de Energia Elétrica**. [S. l.], 2022a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>. Acesso em: 27 maio 2023.

ANEEL. **Geração — Português (Brasil)**. [S. l.], 2022b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>. Acesso em: 24 set. 2022.

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021(*). [s. l.], 2021. Disponível em: Acesso em: 3 dez. 2022.

BLAABJERG, Frede *et al.* Distributed Power-Generation Systems and Protection. **Proceedings of the IEEE**, [s. l.], v. 105, n. 7, p. 1311–1331, 2017. Disponível em: Acesso em: 24 set. 2022.

COOPER POWER SYSTEMS. **Electrical Distribution-system Protection: A Textbook and Practical Reference on Overcurrent and Overvoltage Fundamentals, Protective Equipment and Applications**. [S. l.: s. n.], 2005. *E-book*. Disponível em: Acesso em: 15 jun. 2023.

CRESESB-CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA. [S. l.], [s. d.]. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&catid=4. Acesso em: 4 dez. 2022.

DE OLIVEIRA, Jéferson Matheus *et al.* Análise da Viabilidade Técnica de Manobras de Paralelismo entre Alimentadores de Distribuição Utilizando Chaves Monopolares. *Em: , 2020. Anais [...]*. [S. l.]: Sociedade Brasileira de Automatica, 2020.

DUGAN, Roger C; MCDERMOTT, Thomas E. **Operating conflicts for DISTRIBUTED GENERATION interconnected with UTILITY DISTRIBUTION SYSTEMS**. [S. l.: s. n.], 2002.

EPE. **BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2022**. [S. l.: s. n.], 2022. *E-book*. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>. Acesso em: 25 nov. 2022.

FANI, Bahador; BISHEH, Hadi; SADEGHKHANI, Iman. Protection coordination scheme for distribution networks with high penetration of photovoltaic generators. **IET Generation, Transmission & Distribution**, [s. l.], v. 12, n. 8, p. 1802–1814, 2018. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1049/iet-gtd.2017.1229>. Acesso em: 26 nov. 2022.

FRACALOSSI, Luiz Guilherme Vianna *et al.* TRIP SOLIDÁRIO NO IEEE 34-NODE TEST FEEDER: UM ESTUDO DE CASO. **Brazilian Journal of Development**, [s. l.], v. 7, n. 5, p. 44179–44186, 2021.

G. V. FRACALOSSI, Luiz; C. VARGAS, Murillo; E. BATISTA, Oureste. Trip Solidário em Alimentadores de Distribuição com Geração Distribuída. *Em:* , 2020. **Anais [...]**. [S. l.]: Sociedade Brasileira de Automatica, 2020.

HADDADI, Aboutaleb *et al.* Impact of inverter-based resources on negative sequence quantities-based protection elements. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [s. l.], v. 36, n. 1, p. 289–298, 2021. Disponível em: Acesso em: 25 nov. 2022.

IEC 60255. IEC 60255 Measuring relays and protection equipment. [s. l.], 2022.

IEEE 1547-2018. **1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces**. [S. l.]: IEEE, 2018.

JENNETT, Kyle I. *et al.* Investigation of the sympathetic tripping problem in power systems with large penetrations of distributed generation. **IET Generation, Transmission and Distribution**, [s. l.], v. 9, n. 4, p. 379–385, 2015.

KAUFFMANN, Thomas *et al.* Short-Circuit Model for Type-IV Wind Turbine Generators with Decoupled Sequence Control. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [s. l.], v. 34, n. 5, p. 1998–2007, 2019. Disponível em: Acesso em: 26 nov. 2022.

KELLER, Jamie *et al.* Fault current contribution from single-phase PV inverters. **Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, [s. l.], p. 001822–001826, 2011. Disponível em: Acesso em: 21 abr. 2023.

KELLER, J.; KROPOSKI, B. Understanding Fault Characteristics of Inverter-Based Distributed Energy Resources. Golden, CO (United States), 2010. Disponível em: <http://www.osti.gov/servlets/purl/971441-jJGkWx/>. Acesso em: 21 abr. 2023.

KENYON, Rick Wallace *et al.* Stability and control of power systems with high penetrations of inverter-based resources: An accessible review of current knowledge and open questions. [s. l.], 2020. Disponível em: Acesso em: 3 dez. 2022.

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. **Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference**, [s. l.], v. 2, n. WINTER MEETING, p. 908–912, 2001. Disponível em: Acesso em: 26 nov. 2022.

MALEKI, Mahdi Ghotbi; CHABANLOO, Reza Mohammadi; JAVADI, Hamid. Method to resolve false trip of non-directional overcurrent relays in radial networks equipped with distributed generators. **IET Gener. Transm. Distrib**, [s. l.], v. 13, n. 4, p. 485–494, 2019. Disponível em: www.ietdl.org. Acesso em: 21 abr. 2023.

MAMEDE FILHO, J; MAMEDE, D R. **Proteção De Sistemas Elétricos De Potência**. [S. l.: s. n.], 2020.

MANDITEREZA, Patrick Tendayi; BANSAL, Ramesh. **Renewable distributed generation: The hidden challenges - A review from the protection perspective**. [S. l.]: Elsevier Ltd, 2016.

MARTÍN-MARTÍNEZ, F. *et al.* Centralized vs distributed generation. A model to assess the relevance of some thermal and electric factors. Application to the Spanish case study. **Energy**, [s. l.], v. 134, p. 850–863, 2017. Disponível em: Acesso em: 26 nov. 2022.

MATOS, S. P.S. *et al.* Protection philosophy for distribution grids with high penetration of distributed generation☆. **Electric Power Systems Research**, [s. l.], v. 196, p. 107203, 2021. Disponível em: Acesso em: 23 jun. 2023.

MENDES, Mariana Altoe *et al.* A review on the methods for mitigate the impacts of photovoltaic distributed generation in power systems protection. **SBSE 2018 - 7th Brazilian Electrical Systems Symposium**, [s. l.], p. 1–6, 2018. Disponível em: Acesso em: 23 jun. 2023.

MENDES, Mariana A *et al.* Didatic Overcurrent Protection Coordination for the IEEE 34-Node Radial Test Feeder. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE**, [s. l.], v. 1, n. 1, 2020. Disponível em: https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/sbse/article/view/2185. Acesso em: 12 maio 2023.

MENDES, Andre Moscon *et al.* Proposal of an Inverter-based der Model on OpenDSS under IEEE 1547-2018 Regulation. **2022 Workshop on Communication Networks and Power Systems, WCNPS 2022**, [s. l.], 2022. Disponível em: Acesso em: 15 jun. 2023.

MESKIN, Matin; DOMIJAN, Alexander; GRINBERG, Ilya. Impact of distributed generation on the protection systems of distribution networks: Analysis and remedies – review paper. **IET Generation, Transmission and Distribution**, [s. l.], v. 14, n. 24, p. 5816–5822, 2020.

MOURAD, Naidji; MOHAMED, Boudour. Short circuit current contribution of distributed photovoltaic integration on radial distribution networks. **2015 4th International Conference on Electrical Engineering, ICEE 2015**, [s. l.], 2016. Disponível em: Acesso em: 26 nov. 2022.

OPENDSS. [S. l.], [s. d.]. Disponível em: <https://www.epri.com/pages/sa/opendss>. Acesso em: 26 nov. 2022.

PEPERMANS, Guido *et al.* Distributed generation: Definition, benefits and issues. **Energy Policy**, [s. l.], v. 33, n. 6, p. 787–798, 2005.

PESIN, Michael *et al.* IMPACT OF IEEE 1547 STANDARD ON SMART INVERTERS AND THE APPLICATIONS IN POWER SYSTEMS. **IEEE Power & Energy Society**, [s. l.], p. 1–87, 2020. Disponível em: Acesso em: 26 nov. 2022.

RAZAVI, Seyed Ehsan *et al.* **Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review**. [S. l.]: Elsevier Ltd, 2019.

ROSAS, P A C *et al.* APLICAÇÕES DE TURBINAS EÓLICAS NO BRASIL- ASPECTOS DA CONEXÃO À REDE ELÉTRICA E OS EFEITOS SOBRE A QUALIDADE DA TENSÃO. [s. l.], 2003. Disponível em: Acesso em: 4 dez. 2022.

SALLES, M. B. C. **MODELAGEM E ANÁLISES DE GERADORES EÓLICOS DE VELOCIDADE VARIÁVEL CONECTADOS EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.** 2009. - USP, [s. l.], 2009. Disponível em: Acesso em: 3 dez. 2022.

SCHNEIDER, K. P. *et al.* Analytic Considerations and Design Basis for the IEEE Distribution Test Feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, [s. l.], v. 33, n. 3, p. 3181–3188, 2018. Disponível em: Acesso em: 26 nov. 2022.

SOUZA, João Paulo Assunção; FERREIRA, João Pedro Klock; CAMPOS, Guilherme Esteves Mendes. Uso do OpenDSS em Aplicações Reais para Concessionárias de Energia. *Em:* , 2020. **Anais [...].** [S. l.]: Sociedade Brasileira de Automatica, 2020.

VARGAS, M C. Análise dos Impactos das Falhas na Proteção de Sobrecorrente em Redes de Distribuição com Elevada Penetração de Geração Distribuída Fotovoltaica. [s. l.], 2018. Disponível em: <http://repositorio.ufes.br/handle/10/10712>. Acesso em: 4 dez. 2022.

VARGAS, Murillo Cobe; MENDES, Mariana Altoe; BATISTA, Oureste Elias. Fault Current Analysis on Distribution Feeders with High Integration of Small Scale PV Generation. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, [s. l.], v. 2019-August, 2019. Disponível em: Acesso em: 23 jun. 2023.

WALLING, Reigh A. *et al.* Summary of distributed resources impact on power delivery systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [s. l.], v. 23, n. 3, p. 1636–1644, 2008.

ZHANG, Fan; MU, Longhua. A Fault Detection Method of Microgrids With Grid-Connected Inverter Interfaced Distributed Generators Based on the PQ Control Strategy. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [s. l.], v. 10, n. 5, p. 4816–4826, 2018. Disponível em: Acesso em: 25 nov. 2022.

APÊNDICE A – MODELAGEM DOS GERADORES FV NO OPENDSS®

! MODELO DE GERADOR COMO APROXIMAÇÃO PARA UM PV

New generator.Pv1Generator basefreq=60 phases=3 kv=24.9 kW=55 pf=0.8 bus1=806 model=7
~ Vminpu=0.7143 Conn=wye Balanced=yes

New monitor.generator1_power element=generator.Pv1Generator terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.generator1_voltage element=generator.Pv1Generator terminal=1 mode=0

New generator.Pv2Generator basefreq=60 phases=3 kv=4.16 kW=450 pf=0.8 bus1=890 model=7
~ Vminpu=0.7143 Conn=delta Balanced=yes

New monitor.generator2_power element=generator.Pv2Generator terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.generator2_voltage element=generator.Pv2Generator terminal=1 mode=0

New generator.Pv3Generator basefreq=60 phases=1 kv=24.9 kW=20 pf=0.8 bus1=810.1.0 model=4
~ Vminpu=0.7143 Conn=wye Balanced=yes

New monitor.generator3_power element=generator.Pv3Generator terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.generator3_voltage element=generator.Pv3Generator terminal=1 mode=0

New generator.Pv4Generator basefreq=60 phases=1 kv=24.9 kW=28 pf=0.8 bus1=838 model=4
~ Vminpu=0.7143 Conn=wye Balanced=yes

New monitor.generator4_power element=generator.Pv4Generator terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.generator4_voltage element=generator.Pv4Generator terminal=1 mode=0

New generator.Pv5Generator basefreq=60 phases=3 kv=24.9 kW=146 pf=0.8 bus1=860 model=7
~ Vminpu=0.7143 Conn=wye Balanced=yes

New monitor.generator5_power element=generator.Pv1Generator terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.generator5_voltage element=generator.Pv1Generator terminal=1 mode=0

New generator.Pv6Generator basefreq=60 phases=3 kv=24.9 kW=450 pf=0.8 bus1=844 model=7
~ Vminpu=0.7143 Conn=wye Balanced=yes

New monitor.generator6_power element=generator.Pv6Generator terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.generator6_voltage element=generator.Pv6Generator terminal=1 mode=0

APÊNDICE B – CÓDIGO DE SIMULAÇÃO NO OPENDSS®

clear

```
!-----
! Script to run IEEE 34-bus Test Feeder Mod 2
!-----
!
```

! change the path to the appropriate location on your computer.

Compile ieee34Mod2.dss

```
set maxcontroliter=300
solve
Buscoords IEEE34_BusXY.csv
```

```
Set MarkTransformers=yes
// let OpenDSS compute coordinates for the mid points (not in the buscoords file)
Interpolate ! requires an energyMeter
!plot circuit Power max=2000 y y C1=$00FF0000 1ph=3
```

```
!-----
!-----2nd Run Script for 34-bus Test Case-----
!-----
```

! This script forces the regulator taps to the same values reported in the
! published results

Compile ieee34Mod2.dss

```
! Force Regulator Transformer taps
Transformer.reg1a.wdg=2 Tap=(0.00625 12 * 1 +) ! Tap 12
Transformer.reg1b.wdg=2 Tap=(0.00625 5 * 1 +) ! Tap 5
Transformer.reg1c.wdg=2 Tap=(0.00625 5 * 1 +) ! Tap 5
Transformer.reg2a.wdg=2 Tap=(0.00625 13 * 1 +) ! Tap 13
Transformer.reg2b.wdg=2 Tap=(0.00625 11 * 1 +) ! Tap 11
Transformer.reg2c.wdg=2 Tap=(0.00625 12 * 1 +) ! Tap 12
```

Set Controlmode=OFF ! prevents further tap changes

```
set maxcontroliter=300
solve
```

```
Redirect ieee34Mod2.dss
Redirect ModeloPv_Gerador.dss
```

Solve

```
! R1 monitor
New monitor.R1_power element=Line.L1 terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.R1_voltage element=Line.L1 terminal=1 mode=0
```

```
! R2 monitor
New monitor.R2_power element=Line.L14a terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.R2_voltage element=Line.L14a terminal=1 mode=0
```

```
! F8 monitor
New monitor.F8_power element=Line.L18 terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.F8_voltage element=Line.L18 terminal=1 mode=0
```

```
! F6 monitor
New monitor.F6_power element=Transformer.XFM1 terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.F6_voltage element=Transformer.XFM1 terminal=1 mode=0
```

```
! F1 monitor
New monitor.F1_power element=Line.L4a terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.F1_voltage element=Line.L4a terminal=1 mode=0
```

```
! F11 monitor
New monitor.F11_power element=Line.L20 terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.F11_voltage element=Line.L20 terminal=1 mode=0
```

Solve

```
!Fault
New Fault.3Fcurto phases=3 bus1=840 bus2=840.0.0.0 r=0.15 enable=no
solve mode=dynamics stepsize=0.016667 number=100
Fault.3Fcurto.enable=yes
solve number=100
Fault.3Fcurto.enable=no
solve number=100
```

Solve

BusCoords IEEE34_BusXY.csv

```
Export monitor object= R1_power
Export monitor object= R1_voltage
Export monitor object= R2_power
Export monitor object= R2_voltage
Export monitor object= F8_power
Export monitor object= F8_voltage
Export monitor object= F6_power
Export monitor object= F6_voltage
Export monitor object= F1_power
Export monitor object= F1_voltage
Export monitor object= F11_power
Export monitor object= F11_voltage
```

APÊNDICE C – RESULTADOS DE VARIAÇÃO DE CORRENTE

Neste apêndice estão os resultados quantitativos obtidos que servem como complementação ao conteúdo abordado durante os capítulos do trabalho. Como resultado da simulação do fluxo de potência após a ocorrência da falta trifásica na barra 840 com a presença de um gerador FV conectado às barras gradativamente, foi possível obter os resultados por fase (1, 2 e 3) das magnitudes (I_1 , I_2 e I_3) das correntes pré-falta e de falta em cenários com e sem GD.

Para avaliar o impacto da GD nos níveis de corrente pré-falta e de falta foi obtida a sua variação absoluta e percentual. Ou seja, foi verificada a variação da corrente pré-falta com GD em relação a corrente pré-falta sem GD e da corrente de falta com GD em relação a corrente de falta sem GD, para cada um dos casos simulados. Para obter as variações percentuais e absolutas, foram utilizadas as equações 2, 3, 4 e 5.

$$\Delta I_{n_{pf}} = \frac{I_{n_{pf}}'' - I_{n_{pf}}'}{I_{n_{pf}}'} * 100 \quad (2)$$

$$\Delta I_{n_{pf}} = I_{n_{pf}}'' - I_{n_{pf}}' \quad (3)$$

$$\Delta I_{n_f} = \frac{I_{n_f}'' - I_{n_f}'}{I_{n_f}'} * 100 \quad (4)$$

$$\Delta I_{n_f} = I_{n_f}'' - I_{n_f}' \quad (5)$$

Sendo:

$\Delta I_{n_{pf}}$ = Variação da corrente pré-falta na fase n (1, 2 e 3), em % (2) ou amperes (3).

ΔI_{n_f} = Variação da corrente de falta na fase n (1, 2 e 3), em % (4) ou amperes (5).

$I_{n_{pf}}'$ = Corrente pré-falta na fase n sem GD, em amperes.

I_{n_f}' = Corrente de falta na fase n sem GD, em amperes.

$I_{n_{pf}}''$ = Corrente pré-falta na fase n com GD, em amperes.

I_{n_f}'' = Corrente de falta na fase n com GD, em amperes.

A Tabela 7 apresenta os valores absolutos de corrente elétricos obtidos nos religadores e no fusível de interesse para o caso da barra 844. A Tabela 8 e Tabela 9 apresentam as variações da corrente pré-falta e de falta e as variações de corrente durante a falta trifásica, respectivamente, ambas as análises com e sem GD.

Tabela 7 – Corrente pré-falta e de falta com e sem GD na barra 844

R/F	GD	Situação	I1 (A)	I2 (A)	I3 (A)
R1	Sem	Pré-falta	51,5941	44,8135	40,9089
		Falta	284,012	289,463	266,613
	Com	Pré-falta	20,8977	15,5401	11,4305
		Falta	260,944	268,841	247,38
R2	Sem	Pré-falta	35,6683	37,1661	37,7573
		Falta	256,486	276,331	257,137
	Com	Pré-falta	8,68339	9,49875	9,70757
		Falta	253,012	271,205	252,272
F8	Sem	Pré-falta	14,7499	16,3602	15,1226
		Falta	0,507288	0,586546	0,526209
	Com	Pré-falta	16,6931	13,4941	15,6814
		Falta	40,0731	39,9428	40,0373

Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Tabela 8 – Variação de corrente pré-falta e de falta com e sem GD na barra 844

R/F	Situação	I1	I2	I3
R1	Pré-falta	-30,70 A	-29,27 A	-29,48 A
		-59%	-65%	-72%
	Falta	-23,07 A	-20,62 A	-19,23 A
		-8%	-7%	-7%
R2	Pré-falta	-26,98 A	-27,67 A	-28,05 A
		-76%	-74%	-74%
	Falta	-3,47 A	-5,13 A	-4,87 A
		-1%	-2%	-2%
F8	Pré-falta	1,94 A	-2,87 A	0,56 A
		13%	-18%	4%
	Falta	39,57 A	39,36 A	39,51 A
		7799%	6710%	7509%

Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Também foi verificada a variação absoluta e percentual da corrente elétrica durante a falta nos cenários com e sem GD, ou seja, foi obtida a relação entre a corrente pré-falta e de falta sem GD e a relação entre a corrente pré-falta e de falta com GD. Para obter as variações percentuais e absolutas, foram utilizadas as equações 6, 7, 8 e 9.

$$\Delta I_{n_{S/GD}} = \frac{I_{n_f'} - I_{n_{pf}'}}{I_{n_{pf}'}} * 100 (\%) \quad (6)$$

$$\Delta I_{n_{S/GD}} = I_{n_f'} - I_{n_{pf}'} \text{ (A)} \quad (7)$$

$$\Delta I_{n_{C/GD}} = \frac{I_{n_f''} - I_{n_{pf}''}}{I_{n_{pf}''}} * 100 (\%) \quad (8)$$

$$\Delta I_{n_{C/GD}} = I_{n_f''} - I_{n_{pf}''} \text{ (A)} \quad (9)$$

Sendo:

$\Delta I_{n_{S/GD}}$ = Variação da corrente na fase n (1, 2 e 3) durante a falta sem GD, em % (6) ou amperes (7).

$\Delta I_{n_{C/GD}}$ = Variação da corrente na fase n (1, 2 e 3) durante a falta com GD, em % (8) ou amperes (9).

Tabela 9 – Variação de corrente elétrica com e sem GD na barra 844

R/F	GD	I1	I2	I3
R1	Sem	232,42 A 450%	244,65 A 546%	225,70 A 552%
	Com	240,05 A 1.149%	253,30 A 1.630%	235,95 A 2.064%
R2	Sem	220,82 A 619%	239,16 A 644%	219,38 A 581%
	Com	244,33 A 2.814%	261,71 A 2.755%	242,56 A 2.499%
F8	Sem	-14,24 A -97%	-15,77 A -96%	-14,60 A -97%
	Com	23,38 A 140%	26,45 A 196%	24,36 A 155%

Fonte: Elaborado pela autora (2023).

A Tabela 10 apresenta os valores absolutos de corrente elétricos obtidos nos religadores e no fusível de interesse para o caso da barra 890. A Tabela 11 e Tabela 12 apresentam as variações da corrente pré-falta e de falta e as variações de corrente durante a falta trifásica, respectivamente, ambas as análises com e sem GD.

Tabela 10 – Corrente pré-falta e de falta com e sem GD na barra 890

R/F	GD	Situação	I1 (A)	I2 (A)	I3 (A)
R1	Sem	Pré-falta	51,5941	44,8135	40,9089
		Falta	284,012	289,463	266,613
	Com	Pré-falta	35,9617	30,0433	26,2431
		Falta	273,066	279,016	256,978
R2	Sem	Pré-falta	35,6683	37,1661	37,7573
		Falta	256,486	276,331	257,137
	Com	Pré-falta	22,3086	23,6506	24,2699
		Falta	255,403	274,581	255,559
F6	Sem	Pré-falta	11,673	11,7122	11,6044
		Falta	1,05316	1,06412	1,04666
	Com	Pré-falta	5,59465	5,65249	5,60013
		Falta	16,2716	16,3451	16,2359

Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Tabela 11 – Variação de corrente pré-falta e de falta com e sem GD na barra 890

R/F	Situação	I1	I2	I3
R1	Pré-falta	-15,63 A	-14,77 A	-14,67 A
		-30%	-33%	-36%
	Falta	-10,95 A	-10,45 A	-9,63 A
		-4%	-4%	-4%
R2	Pré-falta	-13,36 A	-13,52 A	-13,49 A
		-37%	-36%	-36%
	Falta	-1,08 A	-1,75 A	-1,58 A
		0%	-1%	-1%
F6	Pré-falta	-6,08 A	-6,06 A	-6,01 A
		-52%	-52%	-52%
	Falta	15,22 A	15,28 A	15,19 A
		1445%	1436%	1451%

Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Tabela 12 – Variação de corrente elétrica com e sem GD na barra 890

R/F	GD	I1	I2	I3
R1	Sem	232,42 A 450%	244,65 A 546%	225,7 A 552%
	Com	237,1 A 659%	248,97 A 829%	230,73 A 879%
R2	Sem	220,82 A 619%	239,16 A 644%	219,38 A 581%
	Com	233,09 A 1045%	250,93 A 1061%	231,29 A 953%
F6	Sem	-10,62 A -91%	-10,65 A -91%	-10,56 A -91%
	Com	10,68 A 191%	10,69 A 189%	10,64 A 190%

Fonte: Elaborado pela autora (2023).

A Tabela 13 apresenta os valores absolutos de corrente elétrica obtidos nos religadores e nos fusíveis de interesse para o caso da barra 844 e 890. A Tabela 14 e Tabela 15 apresentam as variações da corrente pré-falta e de falta e as variações de corrente durante a falta trifásica, respectivamente, ambas as análises com e sem GD.

Tabela 13 - Corrente pré-falta e de falta com e sem GD nas barras 844 e 890

R/F	GD	Situação	I1 (A)	I2 (A)	I3 (A)
R1	Sem	Pré-falta	51,5941	44,8135	40,9089
		Falta	284,012	289,463	266,613
	Com	Pré-falta	9,7352	3,95664	1,20948
		Falta	254,407	261,942	239,716
R2	Sem	Pré-falta	35,6683	37,1661	37,7573
		Falta	256,486	276,331	257,137
	Com	Pré-falta	6,44534	4,18278	2,93496
		Falta	251,324	269,356	250,865
F6	Sem	Pré-falta	11,673	11,7122	11,6044
		Falta	1,05316	1,06412	1,04666
	Com	Pré-falta	5,84076	5,88965	5,82826
		Falta	16,2518	16,3251	16,2122
F8	Sem	Pré-falta	14,7499	16,3602	15,1226
		Falta	0,507288	0,586546	0,526209
	Com	Pré-falta	16,6845	13,5169	15,6954
		Falta	40,0743	39,9418	40,0413

Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Tabela 14 – Variação de corrente elétrica pré-falta e de falta com e sem GD nas barras 844 e 890

R/F	Situação	I1	I2	I3
R1	Pré-falta	-41,86 A -81%	-40,86 A -91%	-39,7 A -97%
	Falta	-29,61 A -10%	-27,52 A -10%	-26,9 A -10%
R2	Pré-falta	-29,22 A -82%	-32,98 A -89%	-34,82 A -92%
	Falta	-5,16 A -2%	-6,98 A -3%	-6,27 A -2%
F6	Pré-falta	-5,83 A -50%	-5,82 A -50%	-5,78 A -50%
	Falta	15,2 A 1443%	15,26 A 1434%	15,17 A 1449%
F8	Pré-falta	1,93 A 13%	-2,84 A -17%	0,57 A 4%
	Falta	39,57 A 7800%	39,36 A 6710%	39,52 A 7509%

Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Tabela 15 – Variação de corrente elétrica durante uma falta trifásica antes e depois da conexão de GD nas barras 844 e 890

R/F	GD	I1	I2	I3
R1	Sem	232,42 A 450%	244,65 A 546%	225,7 A 552%
	Com	244,67 A 2514%	257,99 A 6522%	238,51 A 19705%
R2	Sem	220,82 A 619%	239,16 A 644%	219,38 A 581%
	Com	244,88 A 3800%	265,17 A 6341%	247,93 A 8448%
F6	Sem	-10,62 A -91%	-10,65 A -91%	-10,56 A -91%
	Com	10,41 A 178%	10,44 A 177%	10,38 A 178%
F8	Sem	-14,24 A -97%	-15,77 A -96%	-14,6 A -97%
	Com	23,39 A 140%	26,42 A 195%	24,35 A 155%

Fonte: Elaborado pela autora (2023).

A Tabela 16 apresenta os valores absolutos de corrente elétrica obtidos nos religadores e nos fusíveis de interesse para o caso da barra 806 e laterais. A Tabela 17 e Tabela 18 apresentam as variações da corrente pré-falta e de falta e as variações de corrente durante a falta trifásica, respectivamente, ambas as análises com e sem GD.

Tabela 16 – Corrente pré-falta e de falta com e sem GD nas barras nas barras 806 e laterais

R/F	GD	Situação	I1 (A)	I2 (A)	I3 (A)
R1	Sem	Pré-falta	51,5941	44,8135	40,9089
		Falta	284,012	289,463	266,613
	Com	Pré-falta	21,5045	16,0137	11,999
		Falta	262,084	270,002	248,347
R2	Sem	Pré-falta	35,6683	37,1661	37,7573
		Falta	256,486	276,331	257,137
	Com	Pré-falta	10,2558	11,1533	11,5125
		Falta	253,774	271,848	252,853
F1	Sem	Pré-falta	1,21948		
		Falta	1,21948		
	Com	Pré-falta	1,21918		
		Falta	1,21918		
F6	Sem	Pré-falta	11,673	11,7122	11,6044
		Falta	1,05316	1,06412	1,04666
	Com	Pré-falta	5,73362	5,79526	5,73357
		Falta	16,2609	16,3297	16,2239
F8	Sem	Pré-falta	14,7499	16,3602	15,1226
		Falta	0,507288	0,586546	0,526209
	Com	Pré-falta	9,00613	8,02095	8,48469
		Falta	17,804	17,6736	17,7685
F11	Sem	Pré-falta	4,98E-03	2,0791	4,31E-03
		Falta	3,63E-05	0,016697	3,12E-05
	Com	Pré-falta	4,90E-03	2,13126	4,23E-03
		Falta	4,05E-05	0,018449	3,50E-05

Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Tabela 17 – Variação de corrente elétrica pré-falta e de falta com e sem GD nas barras 806 e laterais

R/F	Situação	I1	I2	I3
R1	Pré-falta	-30,09 A -58%	-28,8 A -64%	-28,91 A -71%
	Falta	-21,93 A -8%	-19,46 A -7%	-18,27 A -7%
R2	Pré-falta	-25,41 A -71%	-26,01 A -70%	-26,24 A -70%
	Falta	-2,71 A -1%	-4,48 A -2%	-4,28 A -2%
F1	Pré-falta	-0,0004 -0,03%		
	Falta	-0,0003 -0,02%		
F6	Pré-falta	-5,94 A -51%	-5,92 A -51%	-5,87 A -51%
	Falta	15,21 A 1444%	15,27 A 1435%	15,18 A 1450%
F8	Pré-falta	-5,74 A -39%	-8,34 A -51%	-6,64 A -44%
	Falta	17,3 A 3410%	17,09 A 2913%	17,24 A 3277%
F11	Pré-falta	-8,31E-05 A -2%	0,0521 A 3%	-7,89E-05 A -2%
	Falta	4,22E-06 A 12%	0,00175 A 10%	3,79E-06 A 12%

Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Tabela 18 – Variação de corrente elétrica durante uma falta trifásica antes e depois da conexão de GD nas barras 806 e laterais

R/F	GD	I1	I2	I3
R1	Sem	232,42 A 450%	244,65 A 546%	225,7 A 552%
	Com	240,58 A 1119%	253,99 A 1586%	236,35 A 1970%
R2	Sem	220,82 A 619%	239,16 A 644%	219,38 A 581%
	Com	243,52 A 2375%	260,69 A 2337%	241,34 A 2096%
F1	Sem	0,0043 A 0,3563%		
	Com	0,0044 0,3622%		
F6	Sem	-10,62 A -91%	-10,65 A -91%	-10,56 A -91%
	Com	10,53 A 184%	10,54 A 182%	10,49 A 183%
F8	Sem	-14,24 A -97%	-15,77 A -96%	-14,6 A -97%
	Com	8,8 A 98%	9,65 A 120%	9,28 A 109%
F11	Sem	-0,00495 A -99,27%	-2,06 A -99,20%	-0,00427 A -99,28%
	Com	-0,00486 A -99,17%	-2,11 A -99,13%	-0,00419 A -99,17%

Fonte: Elaborado pela autora (2023).

A Tabela 19 apresenta os valores absolutos de corrente elétrica obtidos nos religadores e nos fusíveis de interesse para o caso da barra 860 e laterais. A Tabela 20 e Tabela 21 apresentam as variações da corrente pré-falta e de falta e as variações de corrente durante a falta trifásica, respectivamente, ambas as análises com e sem GD.

Tabela 19 – Corrente pré-falta e de falta com e sem GD nas barras 806 e laterais

R/F	GD	Situação	I1 (A)	I2 (A)	I3 (A)
R1	Sem	Pré-falta	51,5941	44,8135	40,9089
		Falta	284,012	289,463	266,613
	Com	Pré-falta	18,6792	13,3531	9,3388
		Falta	259,622	268,712	247,311
R2	Sem	Pré-falta	35,6683	37,1661	37,7573
		Falta	256,486	276,331	257,137
	Com	Pré-falta	6,73133	7,27282	7,54113
		Falta	253,34	271,087	252,211
F1	Sem	Pré-falta	1,21948		
		Falta	1,21948		
	Com	Pré-falta	1,21915		
		Falta	1,21915		
F6	Sem	Pré-falta	11,673	11,7122	11,6044
		Falta	1,05316	1,06412	1,04666
	Com	Pré-falta	5,76826	5,82129	5,7733
		Falta	16,2603	16,3292	16,2232
F8	Sem	Pré-falta	14,7499	16,3602	15,1226
		Falta	0,507288	0,586546	0,526209
	Com	Pré-falta	8,96286	7,97492	8,48121
		Falta	17,796	17,665	17,7595
F11	Sem	Pré-falta	4,98E-03	2,0791	4,31E-03
		Falta	3,63E-05	0,016697	3,12E-05
	Com	Pré-falta	4,88E-03	2,13277	4,23E-03
		Falta	4,15E-05	0,01883	3,58E-05

Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Tabela 20 – Variação de corrente elétrica pré-falta e de falta com e sem GD barras 860 e laterais

R/F	Situação	I1	I2	I3
R1	Pré-falta	-32,92 A -64%	-31,46 A -70%	-31,57 A -77%
	Falta	-24,39 A -9%	-20,75 A -7%	-19,3 A -7%
R2	Pré-falta	-28,94 A -81%	-29,89 A -80%	-30,22 A -80%
	Falta	-3,15 A -1%	-5,24 A -2%	-4,93 A -2%
F1	Pré-falta	-0,0004 A -0,04%		
	Falta	-0,0003 A -0,03%		
F6	Pré-falta	-5,91 A -51%	-5,89 A -50%	-5,83 A -50%
	Falta	15,21 A 1444%	15,27 A 1435%	15,18 A 1450%
F8	Pré-falta	-5,79 A -39%	-8,38 A -51%	-6,64 A -44%
	Falta	17,29 A 3408%	17,08 A 2912%	17,23 A 3275%
F11	Pré-falta	-9,83E-05 A -2%	0,0537 A 3%	-7,74E-05 A -2%
	Falta	5,18E-06 A 14%	0,00213 A 13%	4,6E-06 A 15%

Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Tabela 21 – Variação de corrente elétrica durante uma falta trifásica antes e depois da conexão de GD nas barras 860 e laterais

R/F	GD	I1	I2	I3
R1	Sem	232,42 A 450%	244,65 A 546%	225,7 A 552%
	Com	240,94 A 1290%	255,36 A 1912%	237,97 A 2548%
R2	Sem	220,82 A 619%	239,16 A 644%	219,38 A 581%
	Com	246,61 A 3664%	263,81 A 3627%	244,67 A 3244%
F1	Sem	0,0043 A 0,3563%		
	Com	0,0044 A 0,3639%		
F6	Sem	-10,62 A -91%	-10,65 A -91%	-10,56 A -91%
	Com	10,49 A 182%	10,51 A 181%	10,45 A 181%
F8	Sem	-14,24 A -97%	-15,77 A -96%	-14,6 A -97%
	Com	8,83 A 99%	9,69 A 121%	9,28 A 109%
F11	Sem	-0,00495 A -99,27%	-2,06 A -99,20%	-0,00427 A -99,28%
	Com	-0,00484 A -99,15%	-2,11 A -99,12%	-0,00419 A -99,15%

Fonte: Elaborado pela autora (2023).

A Tabela 22 apresenta os valores absolutos de corrente elétrica obtidos nos religadores e nos fusíveis de interesse para o caso das múltiplas barras. A Tabela 23 e Tabela 24 apresentam as variações da corrente pré-falta e de falta e as variações de corrente durante a falta trifásica, respectivamente, ambas as análises com e sem GD.

Tabela 22 – Corrente pré-falta e de falta com e sem GD em múltiplas barras

R/F	GD	Situação	I1 (A)	I2 (A)	I3 (A)
R1	Sem	Pré-falta	51,5941	44,8135	40,9089
		Falta	284,012	289,463	266,613
	Com	Pré-falta	17,517	12,1116	8,06759
		Falta	258,431	267,571	246,158
R2	Sem	Pré-falta	35,6683	37,1661	37,7573
		Falta	256,486	276,331	257,137
	Com	Pré-falta	6,73146	7,27264	7,54212
		Falta	253,362	271,108	252,232
F1	Sem	Pré-falta	1,21948		
		Falta	1,21948		
	Com	Pré-falta	1,21473		
		Falta	1,21915		
F6	Sem	Pré-falta	11,673	11,7122	11,6044
		Falta	1,05316	1,06412	1,04666
	Com	Pré-falta	5,76818	5,82119	5,77316
		Falta	16,2603	16,3292	16,2232
F8	Sem	Pré-falta	14,7499	16,3602	15,1226
		Falta	0,507288	0,586546	0,526209
	Com	Pré-falta	8,96386	7,97596	8,48224
		Falta	17,796	17,665	17,7595
F11	Sem	Pré-falta	4,98E-03	2,0791	4,31E-03
		Falta	3,63E-05	0,016697	3,12E-05
	Com	Pré-falta	4,88E-03	2,1326	4,23E-03
		Falta	4,15E-05	0,018832	3,58E-05

Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Tabela 23 – Variação de corrente elétrica pré-falta e de falta com e sem GD em múltiplas barras

R/F	Situação	I1	I2	I3
R1	Pré-falta	-34,08 A -66%	-32,7 A -73%	-32,84 A -80%
	Falta	-25,58 A -9%	-21,89 A -8%	-20,46 A -8%
R2	Pré-falta	-28,94 A -81%	-29,89 A -80%	-30,21 A -80%
	Falta	-3,12 A -1%	-5,22 A -2%	-4,91 A -2%
F1	Pré-falta	-0,0004 A -0,03%		
	Falta	-0,0003 A -0,03%		
F6	Pré-falta	-5,91 A -51%	-5,89 A -50%	-5,83 A -50%
	Falta	15,21 A 1444%	15,27 A 1435%	15,18 A 1450%
F8	Pré-falta	-5,79 A -39%	-8,38 A -51%	-6,64 A -44%
	Falta	17,29 A 3408%	17,08 A 2912%	17,23 A 3275%
F11	Pré-falta	-9,79E-05 A -2%	0,0535 A 3%	-7,71E-05 A -2%
	Falta	5,19E-06 A 14%	0,00214 A 13%	4,61E-06 A 15%

Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Tabela 24 – Variação de corrente elétrica durante uma falta trifásica antes e depois da conexão de GD em múltiplas barras

R/F	GD	I1	I2	I3
R1	Sem	232,42 A 450%	244,65 A 546%	225,7 A 552%
	Com	240,91 A 1375%	255,46 A 2109%	238,09 A 2951%
R2	Sem	220,82 A 619%	239,16 A 644%	219,38 A 581%
	Com	246,63 A 3664%	263,84 A 3628%	244,69 A 3244%
F1	Sem	0,0043 A 0,3563%		
	Com	0,0044 A 0,3639%		
F6	Sem	-10,62 A -91%	-10,65 A -91%	-10,56 A -91%
	Com	10,49 A 182%	10,51 A 181%	10,45 A 181%
F8	Sem	-14,24 A -97%	-15,77 A -96%	-14,6 A -97%
	Com	8,83 A 99%	9,69 A 121%	9,28 A 109%
F11	Sem	-0,00495 A -99,27%	-2,06 A -99,20%	-0,00427 A -99,28%
	Com	-0,00484 A -99,15%	-2,11 A -99,12%	-0,00419 A -99,15%

Fonte: Elaborado pela autora (2023).

ANEXO A – MODELAGEM DO 34-NTF NO OPENDSS®

! Modified (Mod 2) version of IEEE 34-bus test case with buses added in the middle of line sections
 ! This gives a better match to the "distributed load" model used in the test case than Mod 1.
 ! The DSS Line model presently does not support the distributed load concept. Load objects may be attached
 ! only at buses. Therefore, midpoint buses are created in this example.

Clear

New object=circuit.ieee34-2

~ basekv=69 pu=1.05 angle=30 mvasc3=200000 !stiffen up a bit over default

! Substation Transformer -- Modification: Make source very stiff by using artificially low short circuit reactance

New Transformer.SubXF Phases=3 Windings=2 Xhl=0.001 ppm=0 ! Very low %Z and no shunt reactance added

~ wdg=1 bus=sourcebus conn=Delta kv=69 kva=25000 %r=0.0005 ! Set the %r very low

~ wdg=2 bus=800 conn=wye kv=24.9 kva=25000 %r=0.0005

! import line codes with phase impedance matrices

Redirect IEEELineCodes.dss ! assumes original order is ABC rather than BAC

! Define Lines and mid-point buses

New Line.L1 Phases=3 Bus1=800.1.2.3 Bus2=802.1.2.3 LineCode=300 Length=2.58
 units=kft

New Line.L2a Phases=3 Bus1=802.1.2.3 Bus2=mid806.1.2.3 LineCode=300 Length=(1.73 2 /)
 units=kft ! use in-line math to divide length by 2

New Line.L2b Phases=3 Bus1=mid806.1.2.3 Bus2=806.1.2.3 LineCode=300 Length=(1.73 2 /)
 units=kft

New Line.L3 Phases=3 Bus1=806.1.2.3 Bus2=808.1.2.3 LineCode=300 Length=32.23
 units=kft

New Line.L4a Phases=1 Bus1=808.2 Bus2=Mid810.2 LineCode=303 Length=(5.804 2 /)
 units=kft

New Line.L4b Phases=1 Bus1=Mid810.2 Bus2=810.2 LineCode=303 Length=(5.804 2 /)
 units=kft

New Line.L5 Phases=3 Bus1=808.1.2.3 Bus2=812.1.2.3 LineCode=300 Length=37.5
 units=kft

New Line.L6 Phases=3 Bus1=812.1.2.3 Bus2=814.1.2.3 LineCode=300 Length=29.73
 units=kft

New Line.L7 Phases=3 Bus1=814r.1.2.3 Bus2=850.1.2.3 LineCode=301 Length=0.01
 units=kft

New Line.L24 Phases=3 Bus1=850.1.2.3 Bus2=816.1.2.3 LineCode=301 Length=0.31
 units=kft

New Line.L8 Phases=1 Bus1=816.1 Bus2=818.1 LineCode=302 Length=1.71 units=kft

New Line.L9a Phases=3 Bus1=816.1.2.3 Bus2=mid824.1.2.3 LineCode=301 Length=(10.21 2 /)
 units=kft

New Line.L9b Phases=3 Bus1=mid824.1.2.3 Bus2=824.1.2.3 LineCode=301 Length=(10.21 2 /)
 units=kft

New Line.L10a Phases=1 Bus1=818.1 Bus2=mid820.1 LineCode=302 Length=(48.15 2 /)
 units=kft

New Line.L10b Phases=1 Bus1=mid820.1 Bus2=820.1 LineCode=302 Length=(48.15 2 /)
 units=kft

New Line.L11a Phases=1 Bus1=820.1 Bus2=mid822.1 LineCode=302 Length=(13.74 2 /)
 units=kft

New Line.L11b Phases=1 Bus1=mid822.1 Bus2=822.1 LineCode=302 Length=(13.74 2 /)
 units=kft

New Line.L12a Phases=1 Bus1=824.2 Bus2=mid826.2 LineCode=303 Length=(3.03 2 /)
 units=kft

New Line.L12b Phases=1 Bus1=mid826.2 Bus2=826.2 LineCode=303 Length=(3.03 2 /)
 units=kft
 New Line.L13a Phases=3 Bus1=824.1.2.3 Bus2=mid828.1.2.3 LineCode=301 Length=(0.84 2 /)
 units=kft
 New Line.L13b Phases=3 Bus1=mid828.1.2.3 Bus2=828.1.2.3 LineCode=301 Length=(0.84 2 /)
 units=kft
 New Line.L14a Phases=3 Bus1=828.1.2.3 Bus2=mid830.1.2.3 LineCode=301 Length=(20.44 2 /)
 units=kft
 New Line.L14b Phases=3 Bus1=mid830.1.2.3 Bus2=830.1.2.3 LineCode=301 Length=(20.44 2 /)
 units=kft
 New Line.L15 Phases=3 Bus1=830.1.2.3 Bus2=854.1.2.3 LineCode=301 Length=0.52
 units=kft
 New Line.L16a Phases=3 Bus1=832.1.2.3 Bus2=mid858.1.2.3 LineCode=301 Length=(4.9 2 /)
 units=kft
 New Line.L16b Phases=3 Bus1=mid858.1.2.3 Bus2=858.1.2.3 LineCode=301 Length=(4.9 2 /)
 units=kft
 New Line.L29a Phases=3 Bus1=858.1.2.3 Bus2=mid834.1.2.3 LineCode=301 Length=(5.83 2 /)
 units=kft
 New Line.L29b Phases=3 Bus1=mid834.1.2.3 Bus2=834.1.2.3 LineCode=301 Length=(5.83 2 /)
 units=kft
 New Line.L18 Phases=3 Bus1=834.1.2.3 Bus2=842.1.2.3 LineCode=301 Length=0.28
 units=kft
 New Line.L19a Phases=3 Bus1=836.1.2.3 Bus2=mid840.1.2.3 LineCode=301 Length=(0.86 2 /)
 units=kft
 New Line.L19b Phases=3 Bus1=mid840.1.2.3 Bus2=840.1.2.3 LineCode=301 Length=(0.86 2 /)
 units=kft
 New Line.L21a Phases=3 Bus1=842.1.2.3 Bus2=mid844.1.2.3 LineCode=301 Length=(1.35 2 /)
 units=kft
 New Line.L21b Phases=3 Bus1=mid844.1.2.3 Bus2=844.1.2.3 LineCode=301 Length=(1.35 2 /)
 units=kft
 New Line.L22a Phases=3 Bus1=844.1.2.3 Bus2=mid846.1.2.3 LineCode=301 Length=(3.64 2 /)
 units=kft
 New Line.L22b Phases=3 Bus1=mid846.1.2.3 Bus2=846.1.2.3 LineCode=301 Length=(3.64 2 /)
 units=kft
 New Line.L23a Phases=3 Bus1=846.1.2.3 Bus2=mid848.1.2.3 LineCode=301 Length=(0.53 2 /)
 units=kft
 New Line.L23b Phases=3 Bus1=mid848.1.2.3 Bus2=848.1.2.3 LineCode=301 Length=(0.53 2 /)
 units=kft
 New Line.L26a Phases=1 Bus1=854.2 Bus2=mid856.2 LineCode=303 Length=(23.33 2 /)
 units=kft
 New Line.L26b Phases=1 Bus1=mid856.2 Bus2=856.2 LineCode=303 Length=(23.33 2 /)
 units=kft
 New Line.L27 Phases=3 Bus1=854.1.2.3 Bus2=852.1.2.3 LineCode=301 Length=36.83
 units=kft
 ! regulator in here
 New Line.L25 Phases=3 Bus1=852r.1.2.3 Bus2=832.1.2.3 LineCode=301 Length=0.01
 units=kft

 ! Y-Y Stepdown transformer Transformer
 New Transformer.XFM1 Phases=3 Windings=2 Xhl=4.08
 ~ wdg=1 bus=832 conn=wye kv=24.9 kva=500 %r=0.95
 ~ wdg=2 bus=888 conn=Wye kv=4.16 kva=500 %r=0.95

 ! 9-17-10 858-864 changed to phase A per error report
 New Line.L28a Phases=1 Bus1=858.1 Bus2=mid864.1 LineCode=303 Length=(1.62 2 /)
 units=kft
 New Line.L28b Phases=1 Bus1=mid864.1 Bus2=864.1 LineCode=303 Length=(1.62 2 /)
 units=kft
 New Line.L17a Phases=3 Bus1=834.1.2.3 Bus2=mid860.1.2.3 LineCode=301 Length=(2.02 2 /)
 units=kft

New Line.L17b Phases=3 Bus1=mid860.1.2.3 Bus2=860.1.2.3 LineCode=301 Length=(2.02 2 /)
units=kft
New Line.L30a Phases=3 Bus1=860.1.2.3 Bus2=mid836.1.2.3 LineCode=301 Length=(2.68 2 /)
units=kft
New Line.L30b Phases=3 Bus1=mid836.1.2.3 Bus2=836.1.2.3 LineCode=301 Length=(2.68 2 /)
units=kft
New Line.L20 Phases=3 Bus1=836.1.2.3 Bus2=862.1.2.3 LineCode=301 Length=0.28
units=kft
New Line.L31a Phases=1 Bus1=862.2 Bus2=mid838.2 LineCode=304 Length=(4.86 2 /)
units=kft
New Line.L31b Phases=1 Bus1=mid838.2 Bus2=838.2 LineCode=304 Length=(4.86 2 /)
units=kft
New Line.L32 Phases=3 Bus1=888.1.2.3 Bus2=890.1.2.3 LineCode=300 Length=10.56
units=kft

! Capacitors

New Capacitor.C844 Bus1=844 Phases=3 kVAR=300 kV=24.9
New Capacitor.C848 Bus1=848 Phases=3 kVAR=450 kV=24.9

! Regulators - three independent phases

! Regulator 1

new transformer.reg1a phases=1 windings=2 buses=(814.1 814r.1) conns='wye wye' kvs="14.376
14.376" kvas="2000 2000" XHL=.01
~ wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0
new regcontrol.creg1a transformer=reg1a winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=120 ctpri=100 R=2.7
X=1.6
new transformer.reg1b phases=1 windings=2 buses=(814.2 814r.2) conns='wye wye' kvs="14.376
14.376" kvas="2000 2000" XHL=.01
~ wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0
new regcontrol.creg1b transformer=reg1b winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=120 ctpri=100 R=2.7
X=1.6
new transformer.reg1c phases=1 windings=2 buses=(814.3 814r.3) conns='wye wye' kvs="14.376
14.376" kvas="2000 2000" XHL=.01
~ wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0
new regcontrol.creg1c transformer=reg1c winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=120 ctpri=100 R=2.7
X=1.6

! Regulator 2

new transformer.reg2a phases=1 windings=2 buses=(852.1 852r.1) conns='wye wye' kvs="14.376
14.376" kvas="2000 2000" XHL=.01
~ wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0
new regcontrol.creg2a transformer=reg2a winding=2 vreg=124 band=2 ptratio=120 ctpri=100 R=2.5
X=1.5 delay=30
new transformer.reg2b phases=1 windings=2 buses=(852.2 852r.2) conns='wye wye' kvs="14.376
14.376" kvas="2000 2000" XHL=.01
~ wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0
new regcontrol.creg2b transformer=reg2b winding=2 vreg=124 band=2 ptratio=120 ctpri=100 R=2.5
X=1.5 delay=30
new transformer.reg2c phases=1 windings=2 buses=(852.3 852r.3) conns='wye wye' kvs="14.376
14.376" kvas="2000 2000" XHL=.01
~ wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0
new regcontrol.creg2c transformer=reg2c winding=2 vreg=124 band=2 ptratio=120 ctpri=100 R=2.5
X=1.5 delay=30

! spot loads

New Load.S860 Bus1=860 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV= 24.900 kW= 60.0 kVAR=
48.0
New Load.S840 Bus1=840 Phases=3 Conn=Wye Model=5 kV= 24.900 kW= 27.0 kVAR=
21.0

New Load.S844 Bus1=844 Phases=3 Conn=Wye Model=2 kV= 24.900 kW= 405.0 kVAR= 315.0
 New Load.S848 Bus1=848 Phases=3 Conn=Delta Model=1 kV= 24.900 kW= 60.0 kVAR= 48.0
 New Load.S830a Bus1=830.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW= 10.0 kVAR= 5.0
 New Load.S830b Bus1=830.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW= 10.0 kVAR= 5.0
 New Load.S830c Bus1=830.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW= 25.0 kVAR= 10.0
 New Load.S890 Bus1=890 Phases=3 Conn=Delta Model=5 kV= 4.160 kW= 450.0 kVAR= 225.0

! distributed loads connected to line mid points

New Load.D802_806b Bus1=Mid806.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 30 kVAR= 15
 New Load.D802_806c Bus1=Mid806.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 25 kVAR= 14
 New Load.D808_810b Bus1=Mid810.2 Phases=1 Conn=Wye Model=5 kV= 14.376 kW= 16 kVAR= 8
 New Load.D818_820a Bus1=mid820.1 Phases=1 Conn=Wye Model=2 kV= 14.376 kW= 34 kVAR= 17
 New Load.D820_822a Bus1=mid822.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 135 kVAR= 70
 New Load.D816_824b Bus1=mid824.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=5 kV= 24.900 kW= 5 kVAR= 2
 New Load.D824_826b Bus1=mid826.2 Phases=1 Conn=Wye Model=5 kV= 14.376 kW= 40.0 kVAR= 20.0
 New Load.D824_828c Bus1=mid828.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 4.0 kVAR= 2.0
 New Load.D828_830a Bus1=mid830.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 7 kVAR= 3
 New Load.D854_856b Bus1=mid856.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 4 kVAR= 2
 New Load.D832_858a Bus1=mid858.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW= 7 kVAR= 3
 New Load.D832_858b Bus1=mid858.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW= 2 kVAR= 1
 New Load.D832_858c Bus1=mid858.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW= 6 kVAR= 3
 New Load.D858_864a Bus1=mid864.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 2 kVAR= 1
 New Load.D858_834a Bus1=mid834.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 24.900 kW= 4.0 kVAR= 2.0
 New Load.D858_834b Bus1=mid834.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 24.900 kW= 15 kVAR= 8
 New Load.D858_834c Bus1=mid834.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 24.900 kW= 13 kVAR= 7
 New Load.D834_860a Bus1=mid860.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW= 16 kVAR= 8
 New Load.D834_860b Bus1=mid860.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW= 20.0 kVAR= 10
 New Load.D834_860c Bus1=mid860.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW= 110 kVAR= 55
 New Load.D860_836a Bus1=mid836.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 24.900 kW= 30 kVAR= 15
 New Load.D860_836b Bus1=mid836.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 24.900 kW= 10 kVAR= 6
 New Load.D860_836c Bus1=mid836.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 24.900 kW= 42 kVAR= 22

New Load.D836_840a Bus1=mid840.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=5 kV= 24.900 kW= 18
 kVAR= 9
 New Load.D836_840b Bus1=mid840.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=5 kV= 24.900 kW= 22
 kVAR= 11
 New Load.D862_838b Bus1=mid838.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 28.0
 kVAR= 14
 New Load.D842_844a Bus1=mid844.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 9
 kVAR= 5
 New Load.D844_846b Bus1=mid846.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 25
 kVAR= 12
 New Load.D844_846c Bus1=mid846.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 20
 kVAR= 11
 New Load.D846_848b Bus1=mid848.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV= 14.376 kW= 23
 kVAR= 11

! Override Vminpu property to allow convergence at a lower per unit voltage.

! Define the daily load shape to the DSS default

Load.s860.vminpu=0.85 daily=default
 Load.s840.vminpu=0.85 daily=default
 Load.s844.vminpu=0.85 daily=default
 Load.s848.vminpu=0.85 daily=default
 Load.s830a.vminpu=0.85 daily=default
 Load.s830b.vminpu=0.85 daily=default
 Load.s830c.vminpu=0.85 daily=default
 Load.s890.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d802_806b.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d802_806c.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d808_810b.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d818_820a.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d820_822a.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d816_824b.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d824_826b.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d824_828c.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d828_830a.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d854_856b.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d832_858a.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d832_858b.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d832_858c.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d858_864a.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d858_834a.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d858_834b.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d858_834c.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d834_860a.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d834_860b.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d834_860c.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d860_836a.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d860_836b.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d860_836c.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d836_840a.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d836_840b.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d862_838b.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d842_844a.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d844_846b.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d844_846c.vminpu=0.85 daily=default
 Load.d846_848b.vminpu=0.85 daily=default

! Allow the DSS to estimate the voltage bases from this list

Set VoltageBases = [69, 24.9, 4.16, 0.48]

CalcVoltageBases