

Trip Solidário em Alimentadores de Distribuição com Geração Distribuída

Luiz G. V. Fracalossi* Murillo C. Vargas**
Oureste E. Batista***

* *Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, ES, (e-mail: luizguilhermevf@gmail.com).*
** *Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Federal do Espírito Santo, ES (e-mail: murillo.vargas@edu.ufes.br)*
*** *Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, ES, (e-mail: oureste.batista@ufes.br)*

Abstract: The integration of distributed generation, especially photovoltaic generation, into the distribution feeders is responsible for changing, among other parameters, the power flow and the short circuit current levels of the system. In these cases, the current protection philosophy which did not foresee the integration of distributed generation, may allow this source to be responsible for feeding a fault in the side branches of a feeder, leading to the wrong performance of other protection devices: the false trip phenomenon. This work aims to investigate the occurrence of false trip in distribution feeders due to the presence of inverter-based distributed generation in the network. The study is based on the modeling of the *IEEE 13-Node Radial Test Feeder* in Simulink[®]/MATLAB[®] and simulations with the integration of a photovoltaic generator model. The analyses show that the fault currents in adjacent branches exceeded 200% of the nominal value, leading the protection to act and the false trip occurrence, requiring an intervention to readjust the protection.

Resumo: A integração de geração distribuída, sobretudo a fotovoltaica, nos alimentadores de distribuição pode alterar, dentre outros parâmetros, o fluxo de potência e os níveis de corrente de curto circuito. Nesses casos, uma filosofia de proteção sem prever a integração de geração distribuída, pode permitir que essa fonte seja responsável por alimentar uma falta em ramais laterais de um alimentador, levando à atuação equivocada de outros equipamentos de proteção: fenômeno do *trip* solidário. Este trabalho tem como objetivo investigar a ocorrência do *trip* solidário em alimentadores de distribuição devido à presença de geração distribuída baseada em inversores. O estudo é baseado na modelagem do *IEEE 13-Node Test Feeder* no Simulink[®]/MATLAB[®] e de simulações com inserção de um modelo de gerador fotovoltaico na presença de faltas trifásicas em nós pré-determinados. As análises mostram que as correntes de falta em ramais adjacentes superaram 200% do valor nominal, levando a proteção atuar, ocorrendo o *trip* solidário, sendo necessária uma intervenção para readequação da proteção.

Keywords: Sympathetic Tripping; Distributed Generation; Distribution Feeders; Protection; Modeling; Simulation.

Palavras-chaves: *Trip* solidário; Geração Distribuída; Alimentadores de Distribuição; Proteção; Modelagem; Simulação.

1. INTRODUÇÃO

A busca por fontes de energia elétrica que tenham compromisso com a sustentabilidade ambiental e social, alinhado à disponibilidade da luz solar e a facilidade da instalação de painéis fotovoltaicos nas edificações, são fatores que alavancam a representatividade da geração de energia elétrica através do sol nos Alimentadores de Distribuição (AD) (Rajaei and Salama, 2015). No Brasil, a energia solar representa mais de 99% de toda a Geração Distribuída (GD), sendo a geração residencial responsável por quase 80% desta produção (ANEEL, 2020b). O crescimento dessa tecnologia é responsável por viabilizar a produção de energia pelo consumidor por meio da sua

própria fonte renovável, injetando na rede a parcela de potência produzida (Pazzini da Silva Matos and Frizera Encarnacao, 2015).

Apesar dos benefícios sociais e ambientais, a integração em massa de GD nos AD é responsável por trazer novos padrões de funcionamento. Devido à injeção de potência na rede, a GD pode ser responsável por tornar o fluxo de potência bidirecional, acarretando em novos valores de correntes de carregamento e curto-circuito (Pazzini da Silva Matos et al., 2017). A alteração desses parâmetros pode significar a perda das condições normais de trabalho dos dispositivos de proteção presentes no sistema, que foram dimensionados sem prever a presença de GD (Vargas et al., 2018b).

Para o sistema de distribuição do Espírito Santo, dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) mostram que o número de consumidores vêm crescendo com passar dos anos. Por outro lado, o limite da Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) diminuiu, assim como a FEC apurada também, visando atender os limites impostos (ANEEL, 2020a). Em um cenário com integração massiva de fontes renováveis, podem ficar prejudicadas as atuações de dispositivos como relés, disjuntores ou fusíveis. Isso pode trazer transtornos como a interrupção errônea do fornecimento dos serviços da concessionária, aumentando o indicador FEC, podendo implicar em multas para as concessionárias e piora na qualidade e confiabilidade da energia para o consumidor (Batista et al., 2013).

Um dos problemas específicos ocorridos em AD com elevada presença de GD, é a contribuição da corrente dessa nova fonte de energia diante faltas relatadas em ramais adjacentes de uma mesma subestação que dispõem de um mesmo ponto em comum, levando os relés, religadores, disjuntores e fusíveis, desses ramais paralelos, a atuar de forma equivocada, podendo ilhar parte da rede que não apresenta falhas. Esse fenômeno de atuação de dispositivos de proteção de forma errônea, devido à alimentação da GD diante falhas é denominado *trip* solidário (Coster et al., 2011; Blaabjerg et al., 2017).

Embora exista uma variedade de estudos prevendo a introdução da GD aos AD, é necessário pesquisar de forma específica o impacto nos dispositivos de proteção, sobretudo nos fusíveis e religadores, com a massiva penetração de GD baseada em inversores, como a fotovoltaica. Apesar desse tipo de geração contribuir com uma baixa corrente de curto-circuito, em torno de 1.06 a 1.2 pu, é importante verificar se, na presença de faltas, o *trip* solidário pode ocorrer. Esse estudo propõe analisar sobre o fenômeno *trip* solidário diante a integração de GD fotovoltaica, utilizando o modelo proposto por Mendes et al. (2019); Vargas et al. (2018a,b), investigando seus gatilhos, potenciais fatores intensificadores e métodos para mitigar sua atuação nos AD, propondo readequações na filosofia de proteção.

2. IEEE 13-NODE TEST FEEDER

2.1 Apresentação

O *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) disponibiliza na página do *Power Energy Society* (PES) alguns alimentadores de energia para que sejam utilizados como plataforma de pesquisa, uma vez que são alimentadores conhecidos e consolidados. Dentre todos os alimentadores disponibilizados, o *IEEE 13-Node Test Feeder* (13-NTF), trazido pela Fig. 1, foi escolhido para estudo do *trip* solidário pois apresenta configurações diversificadas, podendo representar com confiabilidade as características de alimentadores maiores.

Algumas de suas propriedades são:

- Possui 2,5 km de comprimento total. Seu maior trecho é entre a subestação, nó 650, e o ponto 680, com 1,5 km de extensão;
- Contempla 7 diferentes configurações de linhas de distribuição, divididas entre trifásicas e monofásicas,

sendo sua maioria aéreas, com exceção dos trechos entre os nós 684 e 652 e entre os nós 692 e 675, que são representados por linhas subterrâneas;

- Tal qual mostrado na Tabela 1, possui elevado nível de tensão de entrada na subestação, 115 kV, tendo um transformador com 5 MVA como responsável por reduzir a tensão para 4,16 kV, que alimenta toda a rede. Exceção do nó 634 que, através de um transformador de 500 kVA, é alimentado por uma tensão de 0,48 kV;
- Tal como trazido pela Tabela 2, apresenta 9 cargas conectadas, divididas entre concentradas e distribuída, trifásicas e monofásicas. Em sua totalidade, as conexões consomem 3,466 MW de potência ativa e 2,102 MVar de potência reativa. Se considerarmos os 700 KVar dos bancos de compensação reativa, o 13-NTF demanda 3,734 MVA da subestação, de modo que esse valor representa 74,8% da capacidade do transformador da subestação.

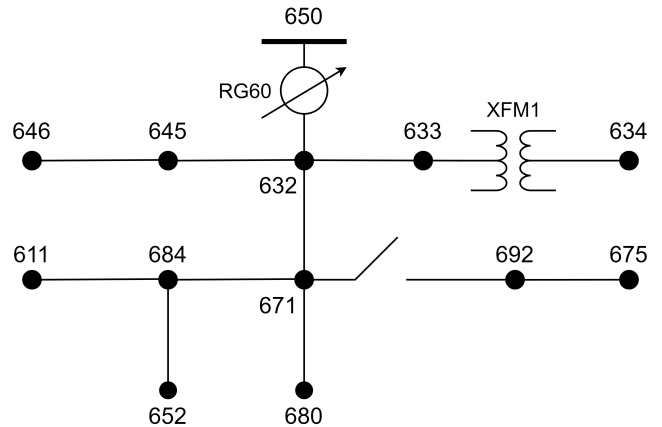


Figura 1. Diagrama unifilar do *IEEE 13-Node Test Feeder*.

Tabela 1. Dados dos transformadores do *IEEE 13-Node Test Feeder*

Transf.	kVA	kV-Alta	kV-Baixa	R-%	X-%
Subestação	5000	115 - D	4,16 - Gr.Y	1	8
XFM-1	500	4,16 - Gr.W	0,48 - Gr.W	1,1	2

Tabela 2. Dados das cargas do *IEEE 13-Node Test Feeder*

Nó	Fase A		Fase B		Fase C	
	kW	kVar	kW	kVar	kW	kVar
634	160	110	120	90	120	90
645	0	0	170	125	0	0
646	0	0	230	132	0	0
652	128	86	0	0	0	0
671	385	220	385	220	385	220
675	485	190	68	60	290	212
692	0	0	0	0	170	151
611	0	0	0	0	170	80
632-671	17	10	66	38	117	68
TOTAL	1175	616	1039	665	1252	821

2.2 Modelagem

Este estudo é baseado na modelagem do 13-NTF e simulações com o modelo de GD proposto por Mendes et al. (2019); Vargas et al. (2018a,b). Desse modo, cada

alimentador para testes do IEEE possui um relatório com as características e informações, como: ordenação dos nós, distância dos trechos, configuração do cabeamento, potência das cargas, entre outros. A maioria dos dados presentes em cada relatório técnico está em conformidade com as unidades dispostas nos blocos do ambiente Simulink[®]/MATLAB[®], utilizados para a modelagem. Todavia, no que diz respeito à configuração das linhas, não é possível utilizar os valores dispostos de forma direta, necessitando de um tratamento adequado dos dados para o uso. Sendo assim, a metodologia utilizada para modelagem baseia-se na obtenção dos dados da configuração de cada linha apresentada no modelo, nas unidades devidas, para preenchimento direto dos parâmetros nos blocos disponíveis no Simulink[®]/MATLAB[®].

Optou-se por utilizar o bloco *Distributed Parameters Line* por representar de forma mais fiel o comportamento das tensões e correntes no alimentador. Neste bloco, os valores do trecho devem ser inseridos divididos em três seções: resistência, reatância indutiva e reatância capacitiva, em Ω/km . Além disso, deve ser inserido o número de fases, a frequência da linha (em Hz) e a distância, em km, do respectivo trecho. Como o relatório do IEEE fornece os valores de impedância $[Z]$ e susceptância $[B]$ em $\Omega/milha$ e a distância entre os nós em milhas, faz-se necessário realizar a transformação desses valores para implementar dentro do bloco. Esses valores devem ser introduzidos na forma matricial, dependendo da quantidade do número de fases do trecho, ou através dos valores das componentes simétricas de sequência positiva, negativa e zero. A introdução dos parâmetros pode ser feita através de constantes ou através de uma variável. Pelas informações presentes no relatório do IEEE, a representação matricial foi escolhida em vez da representação pelas componentes simétricas.

O alimentador possui trechos curtos e longos. Portanto, os cálculos para obtenção das respectivas matrizes foram baseados na representação Π das linhas de distribuição. Nesse modelo, as características indutivas $[L]$ e resistivas $[R]$ estão representadas pela impedância $[Z]$ longitudinal das linhas, sendo as características capacitivas $[C]$ representadas pela admitância $[Y]$ transversal das linhas de distribuição. A representação matemática da metodologia será baseada em (1) e em (2).

$$[Z] = [R] + j[X] \quad (1)$$

$$[Y] = [G] + j[B] \quad (2)$$

Através dessas, é possível encontrar os parâmetros $[R]$, $[L]$ e $[C]$, necessários para preencher o bloco responsável pela simulação das linhas de distribuição. Através delas, obtemos:

$$[R] = \Re[Z] \quad (3)$$

$$[L] = \frac{\Im[Z]}{\omega} \quad (4)$$

$$[C] = \frac{\Im[Y]}{\omega} \quad (5)$$

Obtido a representação matricial dos parâmetros $[R]$, $[L]$ e $[C]$ através de (3), (4) e (5), é necessário fazer a transformação das unidades de milhas para km, tendo as equações finais a seguir:

$$[R]_{km} = \frac{[R]}{1,60934} \quad (6)$$

$$[L]_{km} = \frac{[L]}{1,60934} \quad (7)$$

$$[C]_{km} = \frac{[C]}{1,60934} \quad (8)$$

Para a realização da modelagem, adequações foram impostas ao 13-NTF. A chave presente entre os nós 671 e 692 foi desconsiderada, visto que para os testes dessa pesquisa sempre estaria em estado fechado. O regulador de tensão RG60, evidenciado pela Fig. 1, também foi suprimido na modelagem, pois a GD pode melhorar o perfil de tensão do sistema (Ackermann et al., 2001). A Tabela 3 traz o erro relativo (%) do módulo (Mod.) e ângulo (Âng.) entre a modelagem e o relatório técnico do 13-NTF. Como evidenciado pelos dados presentes na Tabela 3, as modificações não comprometem a confiabilidade dos dados, visto que todos os parâmetros apresentam erros de baixo valor, com exceção de dois casos. O ângulo da fase A entre os nós 692 e 675 apresentou erro relativo superior a 5%. O ângulo da fase A entre os nós 671 e 692 apresentou erro relativo próximo a 1,5%. De todo modo, em ambos os casos essa diferença é inferior a 0,30 graus.

Tabela 3. Erro relativo (%) das correntes de carregamento entre a modelagem e o relatório técnico do *IEEE 13-Node Test Feeder*.

Trecho	Fase A		Fase B		Fase C	
	Mod.	Âng.	Mod.	Âng.	Mod.	Âng.
650-632	0,217	0,638	0,011	0,109	0,059	-0,291
632-633	0,255	0,076	0,326	0,019	0,328	-0,026
632-645	-	-	-0,001	0,002	-0,009	-0,008
632-671	0,200	0,763	-0,108	0,192	-0,028	-0,319
633-XFM1	0,256	0,079	0,327	0,020	0,314	-0,015
XFM1-634	0,024	0,013	-0,002	0,003	0,012	0,016
645-646	-	-	-0,007	0,004	-0,008	-0,009
671-680	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
671-684	-0,203	0,586	-	-	-0,289	-0,164
671-692	0,373	1,421	-0,302	0,214	-0,271	-0,167
684-611	-	-	-	-	-0,289	-0,157
684-652	-0,202	0,588	-	-	-	-
692-675	0,396	6,678	-0,302	0,214	-0,303	-0,148

3. METODOLOGIA

3.1 Proteção do IEEE 13-Node Test Feeder

Propor uma filosofia de proteção sem a previsão de GD para o alimentador 13-NTF é necessário para a realização do estudo proposto por este artigo. O estudo da coordenação dos dispositivos de proteção para o 13-NTF foi baseado nas diretrizes para proteção de sistemas de distribuição de Eletrobrás (1982) e nos dados técnicos do alimentador disponibilizado pelo IEEE.

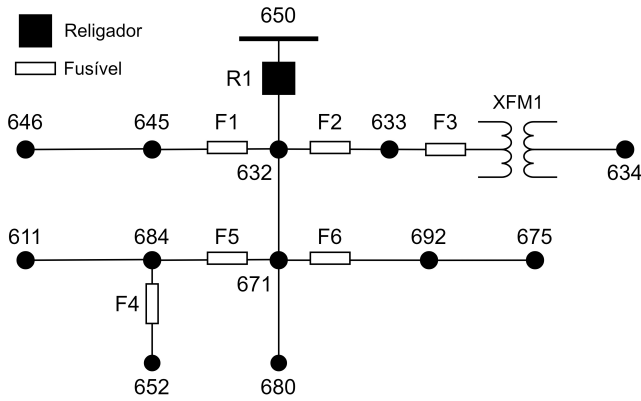


Figura 2. Proteção do *IEEE 13-Node Test Feeder*.

Seguindo os critérios para aplicação dos dispositivos de proteção em alimentadores de distribuição sugeridos por Eletrobrás (1982), foram propostos os seguintes equipamentos nos determinados casos:

- No primário do equipamento transformador de distribuição (633 - XFM1), usou-se chave fusível;
- No início de ramais de certa importância (650 - 632), impôs-se religador;
- No início de ramais laterais (632 - 645, 632 - 633, 671 - 684, 671 - 692, 684 - 652), utilizou-se chave fusível como dispositivo de proteção.

A Fig. 2 mostra o 13-NTF com os dispositivos de proteção implementados através dos critérios listados. Foram instalados 6 dispositivos chave fusível e 1 religador automático no alimentador. A Tabela 4 apresenta os dados nominais máximos de corrente de carregamento nos trechos onde foram instalados os dispositivos de proteção.

Tabela 4. Máxima corrente nominal nos trechos com proteção do *IEEE 13-Node Test Feeder*.

Dispositivo	Nó		Corrente (A)
	Origem	Destino	
R1	650	632	558,30
F1	632	645	143,02
F2	632	633	81,33
F3	633	XFM1	81,33
F4	684	652	63,07
F5	671	684	71,15
F6	671	692	229,10

3.2 Trip solidário no *IEEE 13-Node Test Feeder*

Conforme mostrado pela Fig. 3, para analisar a ocorrência do *trip* solidário no 13-NTF, foram estabelecidos alguns cenários hipotéticos, combinando a presença de faltas e a introdução de GD em pontos estratégicos. Os seguintes itens formam a diretriz para o estudo:

- Um modelo de gerador fotovoltaico, o mesmo utilizado por Vargas et al. (2018a,b) e também por Mendes et al. (2019), foi inserido na modelagem do 13-NTF para simular a presença da GD. Foram escolhidos os nós 634 e 675 para conexão por estarem localizados nas extremidades de ramais laterais;
- Para a integração das GD, foram consideradas dois casos de entrega de potência. Caso 1, onde as GD

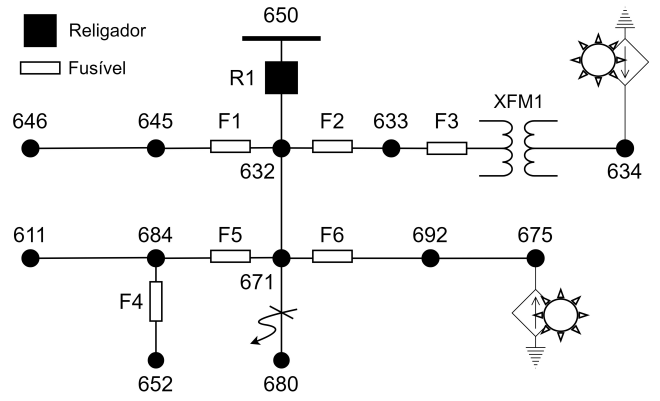


Figura 3. Cenários para análise do *trip* solidário no *IEEE 13-Node Test Feeder*.

entregam ao sistema 50% da sua potência e, caso 2, onde entregam 100% da potência ativa demandada por cada nó de conexão (634 e 675);

- Foi considerado, no nó 680, a presença de uma falta trifásica.

4. RESULTADOS

4.1 Caso 1

A Tabela 5 apresenta as configurações de simulação para o estudo do primeiro caso. Como evidenciado, nessa situação foi considerado as GD entregando 50% da potência ativa dos nós de conexão (634 e 675).

Tabela 5. Condições de simulação do *IEEE 13-Node Test Feeder* no Caso 1.

Conexão	Potência Ativa (%)	kW		
		Fase A	Fase B	Fase C
GD 634	50	80	60	60
GD 675	50	242,5	34	145

Tabela 6. Relação (%) entre as correntes de falta e as correntes nominais no Caso 1 das simulações no *IEEE 13-Node Test Feeder*.

Origem	Nó Destino	Proteção	(% Corrente Nominal)		
			Fase A	Fase B	Fase C
650	632	R1	1231,67	1725,66	1084,47
632	633	F2	71,02	72,91	72,98
632	645	F1	-	100,00	99,99
632	671	-	1426,29	3272,39	1315,23
633	XFM1	F3	71,02	72,91	72,98
XFM1	634	-	70,78	72,58	72,67
645	646	-	-	99,99	99,99
671	680	-	-	-	-
671	684	F5	34,30	-	35,03
671	692	F6	93,93	55,69	63,22
684	611	-	-	-	35,03
684	652	F4	34,30	-	-
692	675	-	107,06	55,69	105,54

A Tabela 6 apresenta os dados de simulação do Caso 1. Através dela, é possível avaliar as correntes em cada trecho do sistema diante a presença de GD nos nós 634 e 675 e a falta localizada no nó 680, apresentadas pela relação percentual sobre as correntes nominais de carregamento.

O nó 680 apresenta valores nulos de correntes de carregamento em situação normal de operação, por este motivo, os valores desse trecho foram desconsiderados da Tabela 6.

Para os estudos da ocorrência do *trip* solidário, foi utilizado 150% da corrente nominal como valor de referência para atuação dos dispositivos chave fusível (Eletrobrás, 1982). Os ramais estudados para a ocorrência do *trip* solidário são justamente os com presença de GD e com proteção composta por dispositivos não direcionais (fusíveis). Desse modo, serão estudados os trechos entre o nó 633 e o transformador (XFM-1) e o trecho entre os nós 671 e 692. Para o Caso 1 de simulação, as correntes entre os trechos evidenciados com potencial para ocorrência do *trip* solidário apresentaram valores de simulação inferiores a 100%. Através dessa verificação, infere-se que, no Caso 1 da simulação, não há ocorrência de *trip* solidário. De todo modo, é possível notar que os valores percentuais do trecho entre os nós 632 e 671 são superiores aos do trecho entre os nós 650 e 632, isso indica que a GD presente no nó 634 está contribuindo para o curto-circuito, elevando o nível da corrente para o ponto de falta. De maneira semelhante, os valores percentuais dos trechos entre os nós 692 e 675 nas fases A e C superam 100%, o que indica uma contribuição de corrente da GD presente no nó 675 nas correntes de falta do sistema.

4.2 Caso 2

A Tabela 7 traz o arranjo da simulação para o estudo do Caso 2. Nessa situação, foi considerado as GD entregando 100% da potência ativa dos nós de conexão (634 e 675).

Tabela 7. Condições de simulação do *IEEE 13-Node Test Feeder* no Caso 2.

Conexão GD	Potência Ativa (%)	kW		
		Fase A	Fase B	Fase C
634	100	160	120	120
675	100	485	68	290

Tabela 8. Relação (%) entre as correntes de falta e as correntes nominais no Caso 2 das simulações no *IEEE 13-Node Test Feeder*.

Origem	Nó Destino	Proteção	Corrente Nominal (%)		
			Fase A	Fase B	Fase C
650	632	R1	1225,79	1723,86	1080,48
632	633	F2	57,55	60,73	60,82
632	645	F1	-	100,00	99,99
632	671	-	1421,79	3271,39	1311,82
633	XFM1	F3	57,55	50,74	60,81
XFM1	634	-	57,57	60,50	60,59
645	646	-	-	99,99	99,99
671	680	-	-	-	-
671	684	F5	34,40	-	35,73
671	692	F6	214,77	112,88	154,52
684	611	-	-	-	35,73
684	652	F4	34,40	-	-
692	675	-	241,75	112,88	236,94

A Tabela 8 mostra os resultados do segundo caso de simulação. Semelhante ao Caso 1, os dados do trecho entre os nós 671 e 680 não foram representados por apresentarem valores nominais nulos. Caso algum trecho apresente valor superior a 150% do seu valor nominal, pode significar a

atuação indevida da chave fusível proposta inicialmente para a proteção do 13-NTF.

Analisando a Tabela 8, semelhante ao Caso 1, é possível verificar representatividade da GD conectada no nó 634 nas correntes de falta do ramal principal, já que a partir do ponto em comum entre esses dois ramais (nó 632) o nível percentual da corrente é elevado. Por outro lado, as correntes relativas dos trechos a jusante da GD conectada ao nó 634 diminuíram, mesmo com a elevação da potência ativa entregue pela GD, o que indica que para esse caso, não há uma relação diretamente proporcional entre a entrega de potência ativa da GD e a ocorrência do *trip* solidário. Ainda assim, diferentemente do Caso 1, todas as fases dos trechos do ramal lateral entre os nós 671 e 692 e entre os nós 692 e 675 apresentaram valores superiores à 100% do nominal, de maneira que as fases A e C tiveram representação superior à 150% das suas correntes nominais, o que indica a contribuição da GD conectada ao nó 675 diante a falta no nó 680. Esses valores do trecho entre os nós 671 e 692 superiores à 150% dos valores nominais apontam para a atuação do dispositivo de proteção F6 e, conseqüentemente, para a ocorrência do *trip* solidário no trecho.

4.3 Análise da Proteção do *IEEE 13-Node Test Feeder* com Geração Distribuída

O nó 680 está localizado ao final do tronco principal do 13-NTF, protegido pelo dispositivo religador automático R1, localizado na subestação (nó 650). De acordo com a filosofia de proteção proposta para o alimentador sem a presença de GD, mostrada pela Fig. 2, diante da ocorrência de faltas em qualquer ponto do ramal principal, apenas o equipamento R1 deve entrar em operação, protegendo o sistema. Caso o módulo das correntes de falta de algum ramal lateral supere 150% do seu valor nominal, os dispositivos chave fusível presentes nessa extensão do sistema podem entrar em operação, ocorrendo o *trip* solidário.

A introdução de novas fontes ativas de energia elétrica torna o fluxo de potência da rede bidirecional, o que pode ocasionar a falta de coordenação dos dispositivos de proteção presentes, e, conseqüentemente, a ocorrência de *trip* solidário. Desse modo, é necessário a reconfiguração da proteção do 13-NTF com integração de GD.

No Caso 1 de simulação, embora não tenha ocorrido o *trip* solidário, a análise da Tabela 6 evidencia a contribuição das GD, conectadas nos nós 634 e 675, nas correntes do ramal principal diante à falta no nó 680. No caso da GD conectada ao nó 634, a contribuição é apresentada através da elevação do nível relativo de correntes de falta no ramal principal a partir do ponto em comum com o ramal da GD presente no nó 634. Para a GD conectada ao nó 675, as correntes nos trechos a jusante da GD apresentaram alguns valores relativos superiores a 100%, o que indica a contribuição dessa GD diante à falta localizado no nó 680.

De maneira semelhante, no Caso 2 simulado, o estudo da Tabela 8 indica contribuição das GD, conectadas aos nós 634 e 675, nas correntes de falta do ramal principal. Embora nesse caso as correntes a jusante do nó de conexão da GD (634) sejam inferiores, também ocorre uma elevação relativa das correntes nos trechos posteriores ao ponto de

- In *2017 IEEE Power Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 1–5.
- Pazzini da Silva Matos, S. and Frizera Encarnacao, L. (2015). Influence of distributed generation in transmission lines protection. *IEEE Latin America Transactions*, 13(9), 2941–2948.
- Rajaei, N. and Salama, M.M.A. (2015). Management of fault current contribution of synchronous dgs using inverter-based dgs. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(6), 3073–3081.
- Vargas, M.C., Mendes, M.A., and Batista, O.E. (2018a). Faults location variability in power distribution networks with high pv penetration level. In *2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*, 459–466.
- Vargas, M.C., Mendes, M.A., and Batista, O.E. (2018b). Impacts of high pv penetration on voltage profile of distribution feeders under brazilian electricity regulation. In *2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*, 38–44.