

# Impacto da Penetração em Larga Escala de Microgeradores na Proteção de Sobrecorrente em Sistemas de Distribuição

Gabriella P. Santos\*, Mário Oleskovicz\*, Denis V. Coury\*,  
José Carlos M. Vieira Júnior\*

\* Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação,  
Escola de Engenharia de São Carlos (EESC),  
Universidade de São Paulo (USP)  
São Carlos, SP, Brasil  
Emails: gabriella.pinheiro.santos@usp.br, olesk@sc.usp.br,  
coury@sc.usp.br, jcarlos@sc.usp.br

**Abstract:** With the increasing in distributed generation, the protection of distribution systems, previously planned for unidirectional power flow, need more attention. This paper proposes the analysis of the maximum number of distributed microgenerators connected at the low voltage network that does not influence the coordination of the medium voltage protection system. In this approach, the photovoltaic panels (inverter-based generators) and the wind generators (asynchronous generators), will be considered separately. The maximum number of generators connected was estimated considering the short-circuit model provided by IEC 60909 standard and compared with simulations performed by DIGSILENT PowerFactory software. Finally, the estimate proved to be effective in predicting the maximum power injection of distributed microgeneration, maintaining the regular operation of the protection system analyzed. The maximum number of solar microgenerators connected in parallel was over five times higher than the number of wind microgenerators. This indicated that the photovoltaic panels only will impact the protection system when applied in large scale, like an equivalent among several consumers.

**Resumo:** Com o aumento da geração distribuída, a proteção dos sistemas de distribuição, previamente planejados para fluxo de potência unidirecional, precisam de maior atenção. Este artigo propõe a análise do número máximo de microgeradores distribuídos conectados em baixa tensão que não influenciam a coordenação do sistema de proteção em média tensão. Para isso, serão considerados separadamente geradores fotovoltaicos (geradores baseados em inversores) e eólicos (geradores assíncronos). O número máximo de geradores distribuídos foi estimado considerando o modelo de curto-circuito apresentado pela norma IEC 60909 e posteriormente comparados com simulações realizadas no *software* DIGSILENT PowerFactory. Por fim, a estimativa realizada provou ser eficaz na predição da máxima injeção de potência dos microgeradores distribuídos, mantendo a operação adequada do sistema de proteção em média tensão. Dessa forma, observou-se que o número máximo de microgeradores solares em paralelo foi mais de cinco vezes superior ao de microgeradores eólicos, indicando que os painéis fotovoltaicos somente impactarão o sistema de proteção quando aplicados em larga escala.

*Keywords:* Distributed Generation; Power System Protection; Renewable Resources.

*Palavras-chaves:* Geração Distribuída; Recursos Renováveis; Sistemas de Proteção.

## 1. INTRODUÇÃO

Os sistemas de distribuição aéreos em média tensão operam predominantemente com topologia radial e fluxo de potência unidirecional (Kagan et al., 2005; Kersting, 2012). Entretanto, nas últimas décadas, observou-se um aumento expressivo no número de Geração Distribuída (GD) conectada à rede. No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) classifica a GD em micro, com fornecimento de até 75 kW, e minigeração, com potência entre 75 kW e 5 MW. Caso a energia produzida pela GD seja superior ao consumo, o excedente pode ser direcionado para a rede (ANEEL, 2018). Entre os anos de 2018 e 2019

houve um crescimento de aproximadamente 165% entre as unidades de micro e minigeração distribuída cadastradas no país, sendo majoritariamente caracterizado pela inserção de painéis fotovoltaicos (ANEEL, 2019).

Esse crescimento pode estar associado aos diversos benefícios observados pela conexão de GD na rede, tais como a redução das perdas nos sistemas de distribuição, o aumento da flexibilidade do mercado energético e o uso majoritário de fontes renováveis na GD, permitindo a redução da emissão de gases poluentes (Pepermans et al., 2005; Tsikalakis and Hatziaargyriou, 2007). Além disso, as políticas de incentivo e desenvolvimento tecnológico resultaram na

redução do custo de investimentos e em um custo-benefício atraente. No âmbito energético, a GD pode aumentar a confiabilidade do fornecimento da energia, tendo em vista o seu uso como sistema de geração auxiliar (Pepermans et al., 2005), além de promover a diversificação da matriz energética (Kuang et al., 2011).

Apesar das diversas vantagens observadas pela inserção de GD na rede, existem algumas preocupações em relação à sua aplicação em larga escala (Dulau et al., 2014). Dentre essas preocupações, destacam-se os sistemas de proteção, projetados para sistemas radiais com fluxo de potência unidirecional. Entretanto, com a penetração de GDs na rede, o fluxo passa a ser bidirecional, alterando a magnitude e sentido da corrente de falta. Com isso, os dispositivos de proteção instalados podem ter seu funcionamento prejudicado dependendo do tipo, injeção de potência e localização da GD em relação à falta (Kuang et al., 2011).

Neste artigo é estudada a máxima penetração de microgeradores em baixa tensão, garantindo a manutenção da operação adequada da proteção em média tensão. Para isso, são considerados geradores eólicos e painéis fotovoltaicos. Dessa forma, o número máximo de unidades de GD conectadas é estimado a partir da norma IEC 60909 e os resultados são validados por simulações realizadas no *software* DIGSILENT PowerFactory.

## 2. TIPOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

### 2.1 Painéis Fotovoltaicos

Os painéis fotovoltaicos geram energia em tensão contínua e, para adequar o nível de tensão à rede de corrente alternada, necessitam da conexão de inversores (Bhise et al., 2017). O controle e proteção dos inversores limita a contribuição dessa GD para a corrente de falta. Devido à magnitude de corrente de falta reduzida, o valor de limiar pré-estabelecido na proteção de sobrecorrente pode não ser atingido. Sendo assim, há necessidade de proteções mais sensíveis, podendo gerar a atuação desnecessária da proteção (Nthontho et al., 2012; Zhikui et al., 2016).

### 2.2 Turbinas Eólicas

As turbinas eólicas fornecem como saída tensões alternadas com valores eficaz dependentes das variações na velocidade do vento (Bhise et al., 2017). Para a rede, essa GD representa certa versatilidade, quando conectada diretamente à rede, possui funcionamento semelhante aos geradores assíncronos. Por sua vez, ao ser conectada por inversores, se assemelha aos painéis fotovoltaicos (DIGSILENT PowerFactory, 2015). Com isso, a contribuição dessa GD na corrente de falta depende do seu modo de conexão à rede. Na conexão direta, não há limitação de corrente, implicando em maiores contribuições para a corrente de falta. Consequentemente, os dispositivos de proteção de sobrecorrente podem atuar instantaneamente para faltas localizadas em zonas de proteção secundárias.

## 3. COORDENAÇÃO DO SISTEMA DE PROTEÇÃO

Os principais requisitos de coordenação entre dispositivos de proteção abordados neste trabalho são:

- **Religador e Elo Fusível:** A coordenação entre um religador e um elo fusível é obtida para um intervalo de até 200 ms entre seus tempos de atuação (Mamede Filho and Mamede, 2011);
- **Preservação de fusíveis:** A preservação de fusíveis (*fuse saving*) é caracterizada pela atuação do regulador em tempo inferior ao do fusível. Dessa forma, o sistema é desenergizado temporariamente, a fim de impedir a queima de fusíveis durante faltas temporárias, que caracterizam cerca de 80% das faltas em sistemas de distribuição (Hussain et al., 2013);
- **Elos Fusíveis:** A coordenação entre dois elos fusíveis em série é verificada pela atuação do fusível protetor, o qual a falta está localizada em sua zona de proteção primária, e do fusível protegido, localizado mais próximo à fonte. Em que o tempo de atuação máximo do fusível protetor seja menor que 75% do tempo mínimo do fusível protegido (Gonen, 2015). Ao considerar dois fusíveis em ramais laterais, *a priori* não seria necessário realizar estudos acerca da coordenação desses equipamentos. Entretanto, ao incluir a GD, o conceito de fusível protetor e protegido pode ser expandido, considerando o fusível protegido como o mais próximo à GD.

Destaca-se que a coordenação entre relés e demais dispositivos também é de grande relevância para os estudos de proteção em redes de distribuição. Entretanto, esses tipos de coordenação não são abordados neste trabalho.

## 4. A NORMA IEC 60909

A norma IEC 60909 *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems* se aplica ao cálculo de curto-circuito estático em sistemas de baixa à alta tensão, operando em frequências de 50 a 60 Hz. Essa norma é baseada no método de fonte de tensão no ponto de falta e considera a operação em sobretensão do sistema no pré-falta, a fim de obter valores conservativos de tensão durante o curto-circuito (International Electrotechnical Commission, 2016; Kasikci, 2018). Esse método independe do fluxo de potência da rede e, para isso, considera fatores de correção de tensões e impedâncias do sistema, calculados a partir do equacionamento apresentado em International Electrotechnical Commission (2016). Para a impedância dos transformadores ( $Z_T$ ), a correção é dada pela equação (1)

$$Z_T = \frac{u_{kr}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n}, \quad (1)$$

em que  $u_{kr}$  indica a tensão de curto-circuito percentual do transformador,  $U_n$  é sua tensão nominal e  $S_n$  é a potência aparente nominal. Para os cálculos devem ser considerados valores nominais referentes ao lado de falta do transformador (Boutsika and Papatthassiou, 2008).

No caso dos geradores assíncronos, a impedância de curto-circuito ( $Z_G$ ) pode ser obtida através da equação (2)

$$Z_G = \frac{1}{I_{LR}/I_n} \cdot \frac{U_n^2}{S_n}, \quad (2)$$

na qual  $I_{LR}/I_n$  é a razão entre a corrente de rotor bloqueado e a corrente nominal do gerador. Dessa forma, a corrente de curto-circuito simétrica dos geradores assíncronos ( $I_{kG}''$ ) pode ser obtida através da equação (3)

$$I_{kG}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}(Z_G + Z_T + Z_L)}, \quad (3)$$

em que  $Z_L$  é a impedância da linha de conexão e  $c$  é o fator de correção da tensão, com valor de 1,1 para máxima corrente de falta (Boutsika and Papathanassiou, 2008).

No caso dos geradores baseados em inversores, a norma admite o cálculo da impedância de curto-circuito obtida por meio da equação (2), para  $I_{LR}/I_n = 3$  (Boutsika and Papathanassiou, 2008). Entretanto, assume-se que as correntes de falta desses geradores não excedam 200% da corrente nominal. Dessa forma, a norma estabelece uma contribuição de  $k = 1,5 - 2,0$  vezes a corrente nominal desses geradores durante a falta. Com isso, sua corrente de falta pode ser calculada por

$$I_{kGI} = \frac{kP_n}{\sqrt{3}U_n}, \quad (4)$$

em que  $I_{kGI}$  é a corrente de curto-circuito do gerador baseado em inversor e  $P_n$  é sua potência nominal. Para as análises subsequentes, a corrente de falta é estimada por meio da equação (4), considerando a máxima corrente de falta de 2 p.u. ( $k = 2$ ), a qual representa a maior contribuição desses geradores na corrente de falta.

## 5. METODOLOGIA

O fluxograma apresentado na Fig. 1 sintetiza os principais passos executados no trabalho. Inicialmente, o sistema elétrico estudado é definido com base em sistemas de distribuição em média tensão com sistema de proteção e inclusão de um equivalente do sistema em baixa tensão. Com isso, a coordenação entre os dispositivos de proteção é verificada para a operação da rede sem GD. A partir disso, define-se a localização e tipo da GD. Devido ao interesse ambiental, serão utilizados os geradores solares e eólicos. Ademais, para ampliar o horizonte de análises, os geradores eólicos serão conectados diretamente à rede, de forma distinta aos geradores solares. Destaca-se que o intuito do trabalho é analisar os impactos dos diferentes tipos de GD na proteção. Desse modo, cada tipo de GD será conectada separadamente em barras localizadas na vizinhança dos dispositivos de proteção.

Após definir a localização e tipo de GD, é realizada a estimativa do número máximo de geradores conectados, a partir dos critérios de coordenação e das curvas de operação dos dispositivos de proteção. No caso de uma operação de *fuse saving*, as curvas do religador e do fusível são ilustradas pela Fig. 2, em que  $I_{cc}^{FR}$  é a corrente de curto-circuito vista pelo religador, considerando o sistema sem GD. Tomando como base o tempo de atuação do religador e os critérios de coordenação, estima-se a corrente máxima ( $I_{max}$ ) que pode ser lida pelo fusível, sem perda de coordenação.

De forma análoga, tem-se a operação de dois elos fusíveis ilustrada na Fig. 3. Para a GD conectada no mesmo ramal do Fusível A e o Fusível B localizado em um ramal lateral, tem-se que os fusíveis A e B operam como fusível protegido e protetor, respectivamente. Considerando a atuação do Fusível B para uma falta em sua zona de proteção primária com uma corrente  $I_{cc}^{FF}$ , a perda de coordenação é obtida com a atuação do Fusível A para uma corrente de falta superior a  $I_{max}$ , correspondente à  $t_{min} = t_{max}/0,75$ . Dessa forma, a própria corrente vista pelo Fusível A representa a contribuição da GD para a falta.

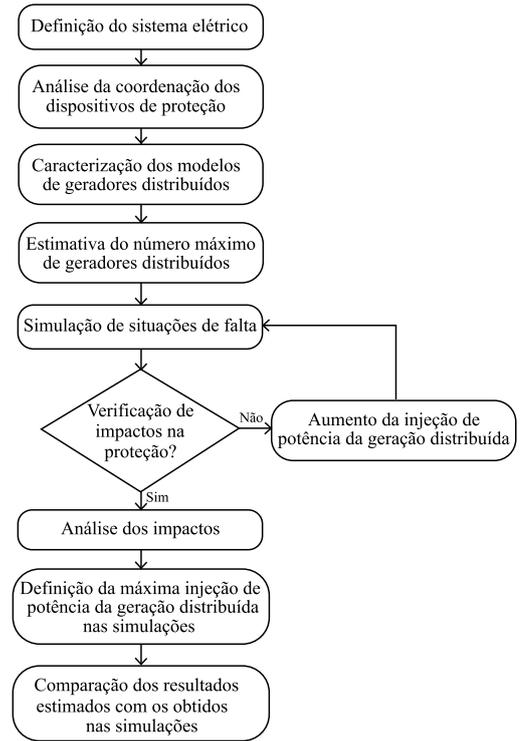


Figura 1. Fluxograma do desenvolvimento do trabalho.

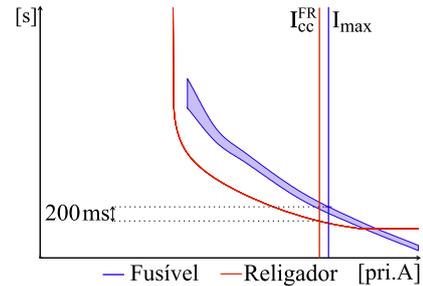


Figura 2. Curvas de operação *fuse saving*.

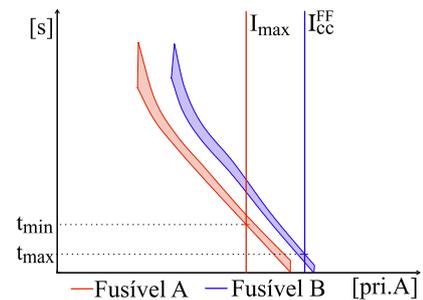


Figura 3. Curvas de tempo inverso dos fusíveis A e B.

A partir disso, o número máximo de geradores pode ser estimado pelos critérios apresentados na norma IEC 60909, garantindo a coordenação do sistema de proteção. Para os geradores baseados em inversores a norma prevê que a corrente de falta, refletida para o lado de alta tensão pode ser calculada pela equação (4) dividida por  $T = V_1/V_2$ , para  $V_1$  e  $V_2$  sendo respectivamente as tensões no primário e no secundário do transformador. Com isso, o número de geradores baseados em inversores em paralelo ( $N_{GI}$ ) pode ser estimado por

$$N_{GI} = \frac{I_{GDmax} \cdot T}{I_{kGI}}, \quad (5)$$

em que  $I_{GDmax}$  é a corrente máxima injetada pela GD.

Em relação aos geradores assíncronos, a equação (2) deve ser adequada para considerar a impedância do gerador refletida para o primário do transformador. Dessa forma, tem-se que

$$Z_{Geq} = Z_G \cdot T^2. \quad (6)$$

Com isso, a corrente de falta dos geradores assíncronos pode ser calculada a partir de (3), e o número desses geradores em paralelo ( $N_{GA}$ ) pode ser obtido por

$$N_{GA} = \frac{I_{GDmax}}{I''_{kG}}. \quad (7)$$

Em contrapartida, foram simuladas as faltas francas trifásicas nas barras mais próximas aos dispositivos de proteção no *software* DIGSILENT PowerFactory. Para cada simulação de falta aplicada, analisa-se a coordenação e operação dos dispositivos de proteção. Caso o impacto não seja verificado, aumenta-se o número de geradores conectados à barra do sistema em baixa tensão. Dessa forma, é verificada a máxima injeção de potência em baixa tensão para que o sistema de proteção da média tensão não seja afetado por meio de estimativas e simulações, considerando aspectos da norma IEC 60909. Por fim, os resultados obtidos serão analisados e comparados na próxima seção.

## 6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 6.1 Sistema Elétrico

O sistema elétrico utilizado foi adaptado do sistema real brasileiro reduzido, utilizado em Bonfá (2017), com tensão nominal de 13,8 kV e frequência de 60 Hz. A Fig. 4 representa o diagrama unifilar do sistema elétrico. Em relação ao sistema original, foram alterados os transformadores utilizados nas conexões das GDs, responsáveis pela transformação da baixa para a média tensão. A modificação foi realizada para que os transformadores suportassem a potência injetada pelos geradores conectados em paralelo. As especificações do novo modelo de transformador utilizado podem ser vistas na Tabela 1. Destaca-se que, para casos em que a injeção de potência superou 2 MVA, foram acrescentados transformadores equivalentes em paralelo.

Tabela 1. Parâmetros dos transformadores conectados às GDs.

Potência Nominal (MVA)	Frequência (Hz)	Tensão no Primário (kV)	Tensão no Secundário (kV)	Tensão de Curto-Circuito (%)	Perdas no Cobre (kW)
2,0	60	13,8	0,22	5	18

### 6.2 Geração Distribuída

Os geradores conectados ao sistema foram painéis fotovoltaicos com potência nominal de 75 kW e fator de potência unitário, além dos geradores eólicos com potência nominal de 75 kW, conexão delta, um par de pólos, fator de potência de 0,91 e corrente de rotor bloqueado igual a 9,3 p.u., ambos os tipos de geradores possuem tensão nominal de 220 V. Destaca-se que o foco do trabalho está nas análises da microgeração distribuída e a potência dos geradores deve corresponder a essa categoria. Com isso, ao aumentar a potência injetada pelas GDs, aumenta-se o número de geradores do mesmo tipo conectados em paralelo.

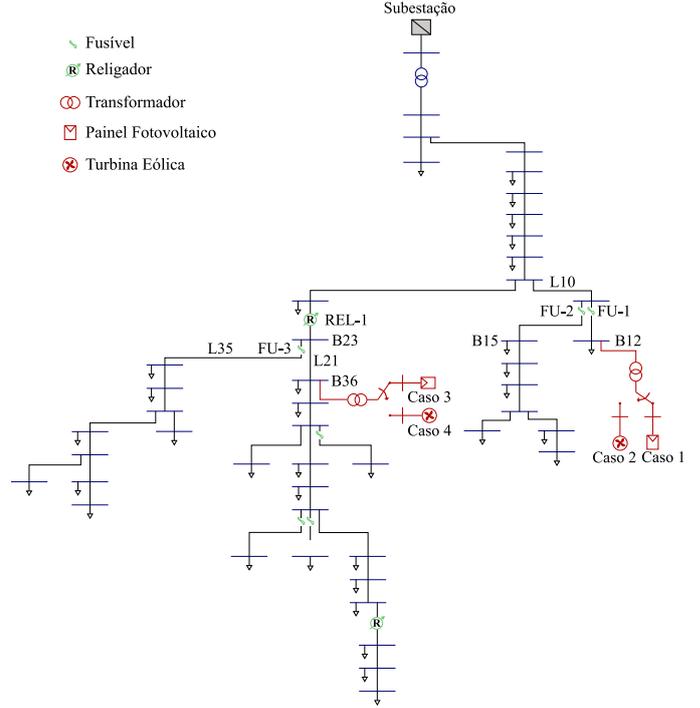


Figura 4. Diagrama unifilar do sistema em média tensão.

### 6.3 Análise das Situações de Falta

Para as análises, foram consideradas faltas francas trifásicas. Devido ao estudo realizado separadamente para cada tipo de GD, foram elencados quatro casos de operação da rede representados pela Fig. 4 e descritos na Tabela 2. Ressalta-se que, para os casos 3 e 4, a falta foi aplicada imediatamente à jusante de FU-3, sendo a distância da linha representada em relação à barra 23. Com isso, o número máximo de geradores conectados em paralelo foi estimado baseando-se nas considerações da norma IEC 60909. Ademais, as situações de falta foram simuladas pelo *software* DIGSILENT PowerFactory aumentando-se o número de geradores até que a perda de coordenação dos dispositivos de proteção fosse verificada. Os resultados obtidos podem ser observados a seguir.

Tabela 2. Cenários de falta analisados.

Caso	Tipo de GD	Ponto de Conexão	Falta
1	Solar	Barra 12	Barra 15
2	Eólico	Barra 12	Barra 15
3	Solar	Barra 36	1% da Linha 35
4	Eólico	Barra 36	1% da Linha 35

*Caso 1:* Neste caso, foi analisada a coordenação entre os fusíveis FU-1 e FU-2. Observa-se que, na ocorrência de uma falta franca trifásica na barra 15, espera-se que a corrente vista por FU-1 seja injetada totalmente pela GD. Dessa forma, para estimar a máxima contribuição da GD para a falta, foi observada a corrente de FU-1 que causava a perda de coordenação, considerando a atuação de FU-2 para uma falta em sua zona de proteção primária, tal como exemplificado pela Fig. 3. Para esse caso, a máxima corrente que pode ser lida por FU-1, no limiar da perda de coordenação, foi de aproximadamente 189 A.

Considerando as condições de falta para geradores baseados em inversores estabelecidas na norma IEC 60909, a

corrente de falta do painel fotovoltaico é dada por (4), resultando em 6,2755 A, refletida no lado de alta tensão do transformador. Dessa forma, o número de geradores que caracteriza a iminência da perda de coordenação, resultante da equação (5) é 30,1. Com isso, o número máximo estimado é de 30 sistemas fotovoltaicos de 75 kW, equivalente a uma injeção de potência ativa de 2,25 MW.

De acordo com a Fig. 1, o sistema foi simulado aumentando-se o número de geradores conectados em paralelo, até que a perda de coordenação fosse verificada, resultando na conexão de 31 geradores solares em paralelo. Dessa forma, os dados obtidos via simulação podem ser vistos pela Tabela 3 e as curvas dos fusíveis podem ser vistas na Fig. 5. Neste caso, o fusível FU-2 atua em 10 ms para uma corrente de 2602,543 A. De acordo com os requisitos de coordenação, esse valor não deveria exceder a 75% do tempo de atuação mínimo de FU-1. Para isso, FU-1 deveria atuar com tempo mínimo superior a 13,33ms. No entanto, por FU-1 passa uma corrente de falta de 192,427 A que corresponde a um tempo de atuação de 13 ms, implicando na perda da coordenação e conseqüentemente na isolação de um ramal lateral não faltoso. Logo, a estimativa se mostrou eficaz na predição do número máximo de geradores solares em paralelo, garantindo a coordenação do sistema de proteção já instalado em média tensão, neste caso.

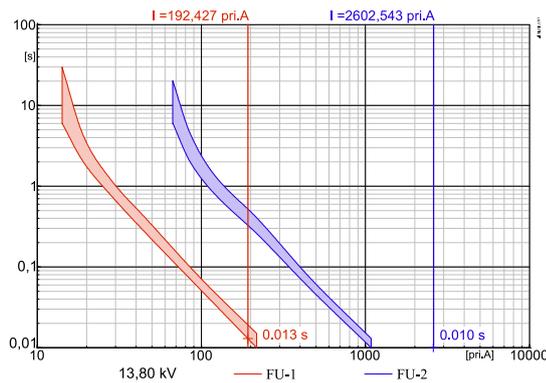


Figura 5. Curvas de FU-1 e FU-2 para o Caso 1.

**Caso 2:** Devido à configuração do sistema e aos estudos realizados, a corrente máxima é equivalente à obtida para o Caso 1. Dessa forma, o cálculo das impedâncias do transformador e do gerador foi realizado pelas equações (1) e (6), respectivamente. Com isso, a corrente de curto-circuito pode ser calculada pela equação (3), resultando em 34,5951 A, refletida no lado de alta tensão do transformador, e o número máximo de geradores obtido por (7) é de 5,5. A partir disso, estima-se que a perda de coordenação ocorrerá com a conexão de mais de 6 geradores eólicos de 75kW, ou seja, para uma potência superior a 450 kW.

Os resultados das simulações, resultantes da perda de coordenação, foram obtidos para a conexão de 7 geradores eólicos e podem ser vistos na Tabela 3 e na Fig. 6. Observa-se que o fusível FU-2 atua em 10 ms para uma corrente de 2624,559 A. Com isso, FU-1 deveria atuar com tempo mínimo superior a 13,33ms. No entanto, por FU-1 passa uma corrente de falta de 215,047 A que corresponde a um tempo de atuação de 10 ms, implicando na atuação simultânea dos fusíveis. Nota-se que, a máxima injeção de potência, sem perda de coordenação, é de 450 kW,

equivalente a 6 geradores em paralelo, resultando em um valor estimado coerente ao obtido via simulação.

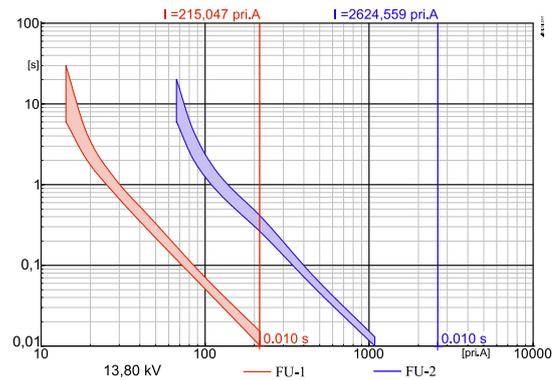


Figura 6. Curvas de FU-1 e FU-2 para o Caso 2.

Tabela 3. Simulações dos casos 1 e 2.

Caso	Nº de geradores em paralelo	Potência Total (kW)	Corrente (A)		Tempo de atuação (ms)		
			Falta	Linha 10	FU-1	FU-1	FU-2
1	31	2325	2602,543	2414	192,427	13	10
2	7	525	2624,559	2413	215,047	10	10

**Caso 3:** Neste caso, foi analisada a coordenação entre o religador REL-1 e o fusível FU-3. Observa-se que, na ocorrência de uma falta franca trifásica em 1% da Linha 35, a jusante de FU-3, espera-se que a diferença entre a corrente vista por REL-1 e FU-3 seja correspondente à contribuição da GD na corrente de falta. Dessa forma, para definir a máxima contribuição da GD, foi observada a corrente de FU-3 que gerava uma perda de coordenação, considerando a atuação de REL-1 na ocorrência da mesma falta, sem inserção de GD. Para esse caso, a máxima corrente que pode ser lida por FU-3, no limiar da perda de coordenação, foi de 177 A.

De acordo com as considerações da norma IEC 60909, a corrente de falta do painel fotovoltaico será equivalente ao Caso 1. Dessa forma, o número máximo de geradores solares obtido por (5) é 28,2. Com isso, estima-se que a conexão de 28 painéis fotovoltaicos de 75 kW, caracteriza a máxima injeção de potência de 2,1 MW, sem perda de coordenação. Na simulação, a perda de coordenação foi obtida para a conexão de 29 sistemas fotovoltaicos, os resultados obtidos podem ser vistos através da Tabela 4 e da Fig. 7. Nota-se que, neste caso, o religador atua em 97 ms, para uma corrente de 2469,138 A. De acordo com os requisitos de coordenação, FU-3 deveria atuar em um tempo superior a 297ms. No entanto, para a corrente de 2644,997 A, FU-3 atua em 296 ms, caracterizando na perda de coordenação.

**Caso 4:** A corrente máxima para esse caso será equivalente à obtida no Caso 3. Com isso, o cálculo das impedâncias do transformador e do gerador serão realizados através das equações (1) e (6), respectivamente. Dessa forma, a corrente de curto-circuito calculada pela equação (3) é 34,5994 A e o número máximo de geradores obtido por (7) é 5,1. A partir disso, estima-se que não haverá perda de coordenação para a conexão de no máximo 5 geradores eólicos de 75 kW, com uma injeção de potência ativa equivalente à 375 kW.

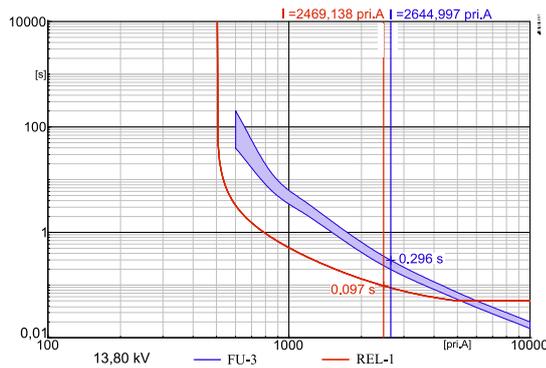


Figura 7. Curvas de REL-1 e FU-3 para o Caso 3.

Na simulação, a perda de coordenação foi obtida para a conexão de 6 geradores eólicos, os resultados podem ser vistos na Tabela 4 e na Fig. 8. Nota-se que, neste caso, o religador atua em 97 ms para uma corrente de 2469,136 A. De acordo com os requisitos de coordenação FU-3 deveria atuar em um tempo superior a 297 ms. No entanto, para a corrente de 2653,558 A, FU-3 atua em 294 ms, caracterizando na perda de coordenação.

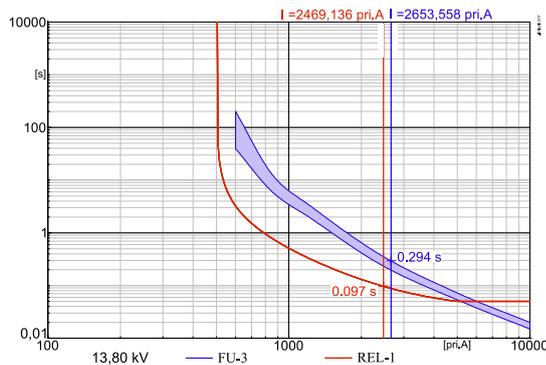


Figura 8. Curvas de REL-1 e FU-3 para o Caso 4.

Tabela 4. Simulações dos casos 3 e 4.

Caso	Nº de geradores em paralelo	Potência Total (kW)	Corrente (A)			Margem de Coordenação (ms)	
			Falta	REL-1	FU-3		
3	29	2175	2648	2469,138	181	2644,997	199
4	6	450	2654	2469,136	187	2653,558	197

## 7. CONCLUSÕES

Neste artigo, foram apresentados os impactos quanto à coordenação dos sistemas de proteção em média tensão, para a conexão em larga escala de microgeradores. Foi observado que, para os diversos casos analisados, a perda de coordenação implicava na perda de seletividade do sistema, com a isolação de ramais laterais não-faltosos ou, ainda, a perda da função de *fuse saving*. Nota-se que a potência total injetada pela microgeração baseada em sistemas fotovoltaicos foi mais de 5 vezes a potência obtida para as turbinas eólicas conectadas diretamente à rede, sem que houvesse impactos na coordenação da proteção. Com isso, observa-se que a limitação de corrente realizada pelos inversores conectados aos geradores solares, reduziu a influência em relação à perda da coordenação dos sistemas de proteção.

Além disso, destaca-se que os painéis fotovoltaicos só influenciaram os sistemas de proteção em média tensão quando aplicados em grandes fazendas solares ou em um equivalente de centenas de consumidores conectados a um mesmo ponto do sistema em média tensão, tendo em vista a necessidade de uma injeção de potência superior a 2 MW em baixa tensão. Por fim, a estimativa conservadora realizada por meio da norma IEC 60909 representou de forma efetiva as situações de falta analisadas, podendo ser utilizada como parâmetro para projetos que visem a implementação de microgeradores em larga escala, mantendo a coordenação do sistema de proteção.

## REFERÊNCIAS

- ANEEL (2018). Agência Nacional de Energia Elétrica - Micro e Minigeração Distribuídas. URL <https://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas>.
- ANEEL (2019). Agência Nacional de Energia Elétrica - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. URL <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp>.
- Bhise, D.R., Kankale, R.S., and Jadhao, S. (2017). Impact of distributed generation on protection of power system. *IEEE International Conference on Innovative Mechanisms for Industry Applications, ICIMIA 2017 - Proceedings*.
- Bonfá, R. (2017). A contribuição da microgeração distribuída para as correntes de curto-circuito e os possíveis impactos na proteção do sistema de distribuição. *Universidade de São Paulo*.
- Boutsika, T.N. and Papathanassiou, S.A. (2008). Short-circuit calculations in networks with distributed generation. *Electric Power Systems Research*, 1181 – 1191.
- DIgSILENT PowerFactory (2015). *User Manual*. Gmaringen, Germany, version 15 edition.
- Dulau, L.I., Abrudean, M., and Bica, D. (2014). Effects of distributed generation on electric power systems. *Procedia Technology*, 12, 681 – 686.
- Gonen, T. (2015). *Electric Power Distribution Engineering*. CRC Press.
- Hussain, B., Sharkh, S.M., Hussain, S., and Abusara, M.A. (2013). An adaptive relaying scheme for fuse saving in distribution networks with distributed generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 28(2), 669–677.
- International Electrotechnical Commission (2016). IEC 60909-0 Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents. *International Standard*.
- Kagan, N., Oliveira, C.C.B.d., and Robba, E.J. (2005). *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. Edgard Blucher.
- Kasikci, I. (2018). *Short Circuits in Power Systems: A Practical Guide to IEC 60909-0*. Wiley.
- Kersting, W. (2012). *Distribution System Modeling and Analysis, Third Edition*. Taylor & Francis.
- Kuang, H., Li, S., and Wu, Z. (2011). Discussion on advantages and disadvantages of distributed generation connected to the grid. 170–173.
- Mamede Filho, J. and Mamede, D. (2011). *Proteção de sistemas elétricos de potência*. Grupo Gen - LTC.
- Nthontho, M., Chowdhury, S., Winberg, S., and Chowdhury, S. (2012). Protection of domestic solar photovoltaic based microgrid. *IET Conference Proceedings*, 94–94(1).
- Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., and D'haeseleer, W. (2005). Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy*, 33(6), 787 – 798.
- Tsilakakis, A. and Hatziargyriou, N. (2007). Environmental benefits of distributed generation with and without emissions trading. *Energy Policy*, 35(6), 3395 – 3409.
- Zhikui, Z., Tao, Z., Ruirui, X., and Peizhong, Z. (2016). Protection for distribution network with photovoltaic integration. *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC*, 1822–1826.