

Avaliação do Impacto de Geração Distribuída no Índice de Coordenação e Seletividade de Sistema de Distribuição de Energia

Wellington Luiz Santos Bonato¹, Adriano Pereira de Morais¹

¹Center of Excellence in Energy and Power Systems– CEESP
Federal University of Santa Maria – UFSM

Emails: wellington.bonato@acad.ufsm.br, adriano@ctism.ufsm.br

Resumo—A disseminação da geração distribuída (GD) nos sistemas de distribuição de energia (SD) tem aumentado nos últimos anos. No entanto, os esquemas de proteção dessas redes, originalmente projetados para operar com fluxo unidirecional de energia, podem ser afetados negativamente pela presença de GD, tendo os seus índices de coordenação e seletividade prejudicados. Este artigo apresenta uma aplicação da quantificação do índice CORSEL para avaliar o impacto da GD na rede de energia. A metodologia utilizada envolveu a modelagem de um SD utilizando o software MATLAB® e a ferramenta Simulink®. Foram considerados dois cenários para a mesma topologia de rede: um sem injeção de potência pela GD e outro com a inserção de GD. A comparação entre esses cenários revelou que, na maioria dos casos, houve uma depreciação tanto do índice CORSEL local quanto global na presença de GD. O artigo também discute os impactos dessa circunstância e propõe alternativas para resolver o problema.

Palavras-chave— *CORSEL index, coordination, selectivity, distributed generation, distribution networks.*

I. INTRODUÇÃO

O sistema de distribuição de energia (SD) é a parte constituinte do sistema elétrico de potência (SEP) encarregada do fornecimento e da distribuição de energia aos consumidores finais. Normalmente, o SD opera em configuração radial, em que a energia foi unidirecionalmente dos centros de geração aos pontos de consumo.

Todavia, com a introdução de fontes de geração distribuída (GD) na matriz energética, houve uma transformação dos usuários da rede, passando de consumidores passivos para consumidores ativos, ou seja, com capacidade de injetar potência na rede de distribuição.

A proteção do SD é realizada através de dispositivos de proteção de sobrecorrente, os quais tem como objetivo minimizar os danos à infraestrutura da rede, aos recursos humanos a ela atrelados, assim como restringir a área afetada quando do episódio de uma contingência (*i.e.* falta) – diminuindo o número de consumidores afetados [1,2].

Para isso o sistema deve apresentar coordenação e seletividade entre os seus dispositivos de proteção, uma vez que a atuação de um deles faz com que a parte a jusante do SD seja desenergizada. Logo, percebe-se a influência da proteção de sobrecorrente nos indicadores de continuidade do sistema [1,2].

Mesmo considerando as vantagens inerentes ao aumento do nível de penetração de GD na rede elétrica, é importante ressaltar que os esquemas de proteção de sobrecorrente de SD possuem a limitação de serem projetados – tradicionalmente – para operar com fluxo de potência unidirecional [5].

Estudos realizados sobre os impactos da GD na rede [4,8,9] – embora tenham revelado uma redução nas perdas de potência ativa e reativa da rede, bem como uma melhora nos níveis de tensão nas barras em que a GD foi instalada –; também observaram um incremento nos níveis de corrente de curto-circuito nas barras, aumento de perdas nos transformadores, inversão do fluxo de potência, sobretensões em regime permanente e problemas na estabilidade do SD.

Essas circunstâncias podem prejudicar o desempenho dos dispositivos de proteção e depreciar a coordenação e a seletividade do sistema, afetando a segurança e confiabilidade de seu funcionamento [7].

Corolário do exposto anteriormente, a introdução de GD traz mudanças na dinâmica eletroenergética do intercâmbio de energia. Diante disso, torna-se necessário desenvolver metodologias que avaliem quantitativamente os impactos relacionados à inserção de GD na rede elétrica, bem como promovam uma abordagem concernente aos aspectos da coordenação e da seletividade do SD.

Inúmeras referências na literatura se ocupam deste assunto. Em [3], é proposto um estudo para quantificar o impacto da GD na coordenação da proteção de um SEP utilizando o índice PMI (Protection Miscoordination Index), o qual estabelece a probabilidade de a coordenação não ocorrer, assim como indica a capacidade máxima de potência injetada pela GD na rede para que a coordenação seja mantida.

Em [4], outro método, denominado PCI (Protection Coordination Index) é apresentado a fim de mensurar o impacto da inserção da GD em sistemas de distribuição em malha – protegidos por relés de sobrecorrente direcionais – e também se propõe a determinar ponto ótimo de implantação da GD na rede.

Em [5], o método PCI é generalizado para considerar o estabelecimento de múltiplas unidades de GD em um SD através da utilização de limitadores de corrente de curto-circuito (FCL). Em [6] o método PCI é expandido para a implementação em SD interconectados que utilizam relés de sobrecorrentes bidirecionais com configuração dupla (*dual-setting*), os quais podem atuar em ambas as direções do fluxo de potência.

Os autores em [1,2] desenvolveram um algoritmo que avalia quantitativamente o esquema de coordenação e seletividade da proteção de sobrecorrente de sistemas de distribuição radiais (índice CORSEL). O modelo foi desenvolvido na plataforma MATLAB®. Esse modelo propõe uma análise alternativa aos tradicionais modelos de curva tempo x corrente. Consideram-se as taxas de faltas temporárias (γ) e permanentes (λ) em diferentes tipos de faltas, permitindo a mensuração dos parâmetros em função do histórico de contingências da rede. Além disso, possibilita

a avaliação do índice CORSEL local (entre um par de dispositivos de proteção avaliados) e global (de toda a rede).

O presente trabalho tem por objetivo realizar um estudo de caso que generalize o índice CORSEL proposto em [1,2] ao aplicá-lo em sistemas de distribuição contendo geração distribuída (GD). Um estudo comparativo entre SD com e sem GD é realizado com o intuito de quantificar o impacto da injeção de potência na coordenação e seletividade do sistema. As simulações, modelagens e resultados levadas à cabo de produzir e avaliar o índice CORSEL foram realizados no software MATLAB® e na sua ferramenta Simulink®. Na proteção do sistema, são utilizados relés de sobrecorrente (D), religadores (R) e elos fusíveis (F). Além disso, os índices CORSEL locais e globais referentes à coordenação e seletividade entre os equipamentos de proteção são comparados aos valores dos cenários propostos. Também são discutidas as particularidades da inserção de geração distribuída (GD) na coordenação e seletividade do sistema.

Este artigo está organizado da seguinte maneira: na seção 2, o método para o desenvolvimento do índice CORSEL é explicado; na seção 3, são apresentadas a modelagem do sistema de distribuição estudado, os ajustes dos dispositivos de proteção e os cenários propostos; a seção 4 se ocupa de trazer os resultados e as discussões concernentes ao impacto da inserção de GD em redes de energia radiais; por fim, a seção 5 traz as conclusões obtidas no presente estudo.

II. METODOLOGIA PARA O DESENVOLVIMENTO DO ÍNDICE CORSEL

No método desenvolvido pelos autores em [1,2], os dispositivos de proteção são avaliados em pares (proteção principal e retaguarda). Os índices de coordenação (p_c) e seletividade (p_s) são calculados para o par religador-elo fusível. O índice de seletividade (p_s) é calculado para os pares relé-elo fusível e relé-religador. As variáveis p_c e p_s estimam a porção em que o dispositivo principal está coordenado e seletivo em relação ao seu dispositivo retaguarda, respectivamente, e são calculadas para cada par de dispositivos existentes no SD, conforme (1) e (2):

$$p_c = \frac{Z_C}{Z_T} \tag{1}$$

$$p_s = \frac{Z_S}{Z_T} \tag{2}$$

Onde: p_c e p_s representam, respectivamente, a porcentagem da zona de proteção que está coordenativa e seletiva, entre o par de dispositivos de proteção; Z_C e Z_S representam, respectivamente, a impedância da seção da zona que está coordenada e seletiva; e, Z_T representa a impedância total da zona de proteção.

A variável Z_C é determinada para cada par de dispositivos avaliados. O algoritmo estabelece os limites superiores (U_{limit}) e inferiores (L_{limit}) que delimitam a faixa de coordenação com base nas curvas de tempo x corrente relativas às impedâncias do trecho protegido. Em seguida, são verificados os níveis das correntes de curto-circuito máximo (no ponto de instalação do dispositivo principal - I_{scMAX}) e mínimo (no final da zona de proteção do dispositivo principal - I_{scMIN}). Ao comparar os valores de

falta com os limites da faixa de coordenação, é determinado o valor de Z_C e, conseqüentemente, de p_c .

Diante disso, o índice CORSEL local é determinado pela relação entre a zona em que há coordenação Z_C e seletividade Z_S e a impedância total do trecho analisado Z_T . Para o par religador-elo fusível existem 5 possibilidades a fim de estimar p_c , as quais serão apresentadas na Tabela I. As Fig. 1, 2, 3 e 4 ilustram os 4 primeiros casos da coluna “Nível de Coordenação” da Tabela I.

A análise descrita pode ser estendida de maneira análoga para a determinação de p_s para os demais dispositivos de proteção.

TABELA I - POSSIBILIDADES DE COORDENAÇÃO (PAR RELIGADOR-ELO FUSÍVEL)

Nível de Coordenação	Descrição	Método de Cálculo
Total	$U_{limit} > I_{scMAX}$ e $L_{limit} < I_{scMIN}$	$Z_C = Z_T$
Parcial, não inferior	$L_{limit} > I_{scMIN}$	$Z_C = Z_{lower}$
Parcial, não superior	$U_{limit} < I_{scMAX}$	$Z_C = Z_T - Z_{upper}$
Parcial, entre os limites	$U_{limit} < I_{scMAX}$ e $L_{limit} > I_{scMIN}$	$Z_C = Z_{lower} - Z_{upper}$
Nula	$L_{limit} > I_{scMAX}$ e $U_{limit} < I_{scMIN}$	$Z_C = 0$

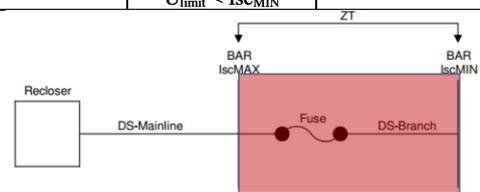


Fig. 1. Coordenação total.

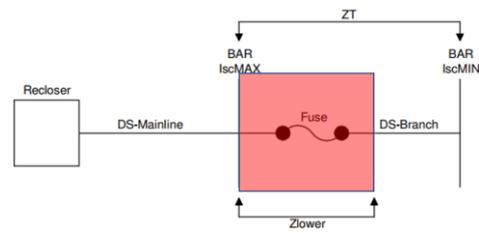


Fig. 2. Coordenação parcial, não inferior.

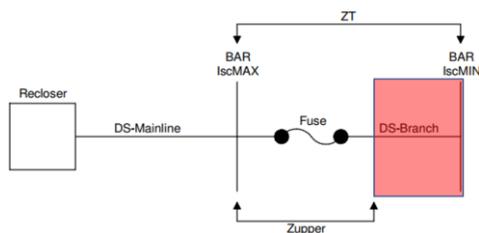


Fig. 3. Coordenação parcial, não superior.

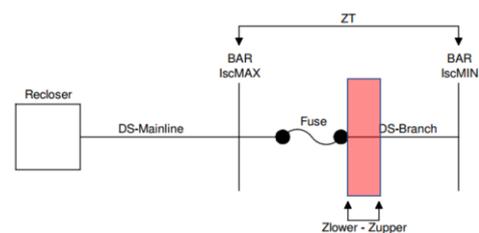


Fig. 4. Coordenação parcial, entre os limites de coordenação.

A determinação dos índices CORSEL locais (K) dos dispositivos pode ser obtida levando-se em consideração as taxas de falta temporárias (γ) e permanentes (λ) do sistema e o tipo de curto circuito – i.e. curto-circuito trifásico ($I_{sc3\phi}$),

bifásico ($I_{sc2\phi}$), bifásico-terra ($I_{sc2\phi-T}$), monofásico-terra ($I_{sc1\phi-T}$) e monofásico-terra mínimo ($I_{sc1\phi-Tmin}$) –, conforme (3). Esta propriedade permite diferenciar e estimar a contribuição do histórico de faltas do sistema de acordo com o peso que serão atribuídas às taxas de falta. O índice CORSEL global é obtido através da soma dos índices individuais K descritos anteriormente.

$$K = \frac{\sum_1^n (p_s \lambda_{sc}) + (p_c \gamma_{sc})}{\sum_1^m (\lambda + \gamma)} \quad (3)$$

Onde: K representa o índice CORSEL local para um determinado par de dispositivos; λ e λ_{sc} representam, respectivamente, a taxa de falhas permanentes da zona para todos os tipos de falta e para cada tipo de falta na região; γ e γ_{sc} representam, respectivamente, as taxas de falhas temporárias da zona para todos os tipos de falta a para cada tipo de falta na região; n representa o número de diferentes tipos de falta analisadas; e, m representa o número total de pares de dispositivos presentes no SD.

III. MODELAGEM E CENÁRIOS AVALIADOS

A presente seção tem por objetivo descrever a metodologia utilizada na modelagem do sistema de distribuição em estudo, bem como seus componentes, ajustes e dimensionamentos dos dispositivos de proteção empregados. Além disso, serão apresentadas as características da fonte de geração distribuída e do transformador de acoplamento utilizados. Serão descritos também os cenários comparativos propostos, que visam avaliar o impacto do índice CORSEL sobre o SD com a presença GD.

A. Modelagem do Sistema de Distribuição (SD) Analisado

O sistema de distribuição em estudo é uma rede de média tensão operando à 13,8 kV. Ele compreende 20 barras e 19 linhas de transmissão, juntamente com um relé de sobrecorrente, um religador e 13 elos fusíveis, conforme representado no diagrama unifilar da Fig. 5. A modelagem do sistema de distribuição utiliza a teoria dos grafos, em que as barras do sistema são representadas como nós do grafo, armazenando informações sobre os níveis de curto-circuito. As linhas de transmissão são representadas como arestas do grafo, armazenando os resultados relacionados ao estudo do fluxo de carga do sistema [10,12]. Informações adicionais sobre as características do sistema de distribuição e as suas respectivas taxas de falta divididas por tipo de curto-circuito (faltas/km.ano) são apresentadas no Apêndice A.

B. Modelagem da Fonte de Geração Distribuída e do Transformador de Acoplamento

A fonte de GD utilizada é um gerador síncrono clássico, conforme [14,15], responsável pela conversão de potência mecânica em potência elétrica. Possui as seguintes características: tensão nominal de 13,8 kV, potência nominal de 1 MVA, frequência de 60 Hz e geração de potência ativa de 700 kVA. O gerador foi modelado como um elemento PQ com injeção de corrente na rede, equivalente a um elemento PV com carga negativa [9].

De acordo com [13] – que se refere às especificações de acesso de centrais geradoras de energia às redes de distribuição das concessionárias –, a conexão entre a fonte de geração distribuída (GD) e o sistema de distribuição (SD) deve ser estabelecida por meio de um transformador de

acoplamento. Esse transformador possui dois enrolamentos, tendo configuração delta no lado da fonte e estrela aterrado no lado da rede, com uma relação de transformação de 1:1 e um deslocamento angular de 30°. O fechamento do transformador possui impacto na componente de sequência zero da corrente, confinando-as dentro da configuração delta, não permitindo sua conexão com a linha [11]. O esquema dos equipamentos mencionados nesta seção é apresentado na Fig. 6.

C. Ajustes e cenários a ser analisados

O sistema de distribuição descrito anteriormente será testado em 5 ajustes de seus dispositivos de proteção (relé de sobrecorrente (D), religador (R) e elos fusíveis(D)) quanto aos parâmetros de fase, neutro e constantes de tempo (ver Tabelas III, IV e V).

Os elos fusíveis preferenciais utilizados são do tipo K, com as curvas de mínima fusão e máxima interrupção clássicas fornecidas pelos fabricantes e os limites de seletividade conforme [16]. O relé de sobrecorrente possui curva característica de temporização do tipo inversa, conforme estabelecido em [17]. Quanto ao religador, são aplicadas as curvas tradicionais para religadores do tipo microprocessado, permitindo a atuação em operações rápidas e lentas, de acordo com os eventos de sobrecorrente analisados [1,2].

Cada ajuste será comparado entre dois cenários (ver Tabela II).

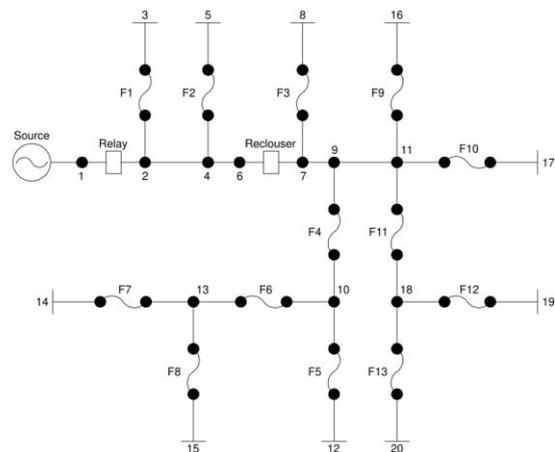


Fig. 5. Sistema de distribuição analisado no presente estudo.

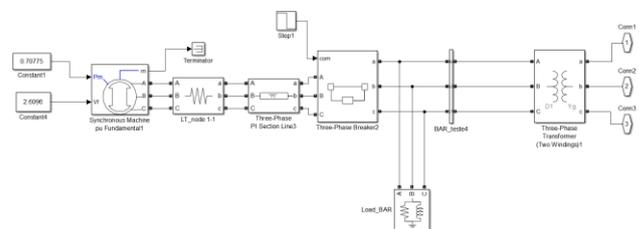


Fig. 6. Modelo esquemático da fonte de GD e do transformador de acoplamento.

TABELA II - CENÁRIOS PROPOSTOS

Cenário	Descrição
Caso Base	SD operação sem injeção de potência pela fonte GD
Cenário 1	SD operando com injeção de 1000 kVA da fonte GD (Barra 3)

TABELA III - AJUSTES PROPOSTOS (ELOS FUSÍVEIS)

Elo Fusível	Adj1	Adj2	Adj3	Adj4	Adj5
F1	40K	40K	40K	40K	40K
F2	40K	40K	40K	40K	40K
F3	40K	40K	40K	40K	40K
F4	40K	40K	40K	65K	40K
F5	15K	25K	25K	40K	25K
F6	25K	25K	25K	40K	25K
F7	15K	15K	15K	25K	15K
F8	10K	15K	15K	25K	15K
F9	40K	40K	40K	40K	40K
F10	40K	40K	40K	40K	40K
F11	25K	40K	40K	65K	40K
F12	10K	25K	25K	40K	25K
F13	15K	25K	25K	40K	25K

TABELA IV - AJUSTES PROPOSTOS (RELIGADOR)

Parâmetros	Ajuste 1 e 2	Ajuste 3 e 4	Ajuste 5
Curva Rápida (F)	113	105	-
Curva Lenta (F)	141	131	131
Pick-up (F)	110 A	110 A	110 A
DT (F)	0,51	0,65	0,65
Curva Rápida (N)	113	105	-
Curva Lenta (N)	141	131	131
Pick-up (N)	40 A	60 A	60 A
DT (N)	0,4	0,5	0,5

TABELA V - AJUSTES PROPOSTOS (RELÉ DE SOBRECORRENTE)

Parâmetros	Ajuste 1 e 2	Ajuste 3, 4 e 5
Pick-up temp. (F)	4,8 A	4,8 A
DT (F)	8	6
Pick-up inst. (F)	16,58 A	16,58 A
Pick-up temp. (N)	2,3 A	2,3 A
DT (N)	12	9
Pick-up inst. (N)	16,03	16,03

IV. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A presente seção tem como objetivo apresentar os resultados dos índices CORSEL locais e globais para os ajustes e cenários propostos anteriormente. A Tabela VI resume a comparação realizada entre o caso base e o cenário 1 (ver Tabela II) para cada ajuste dos dispositivos de proteção do sistema de distribuição (SD) em estudo. Nas células destacadas em cinza, observa-se uma redução no índice CORSEL, enquanto que nas células destacadas em verde há um aumento. As células não destacadas indicam estabilidade entre os casos avaliados.

A. Ajuste 1 - Comparação entre o Caso Base e o Cenário 1

De acordo com a Tabela VI, a injeção de potência através de GD na barra 3 do SD produz um impacto na rede tendo como consequência a redução no índice CORSEL local dos seguintes pares de dispositivos analisados: D-R, F6-F7, F11-F13, R-F3, R-F6, F-9, R-F10 e R-F11.

É evidente que a mudança do fluxo de potência afeta negativamente a coordenação e a seletividade do sistema independentemente da posição dos pares de dispositivos de proteção analisados: seja a montante ou a jusante do ponto de instalação da geração distribuída (GD). Isso ocorre uma vez que os dispositivos de proteção foram projetados originalmente para operar com fluxo unidirecional de corrente.

Os impactos no desequilíbrio no fluxo de energia são mais intensos nos pares de dispositivos próximos ao ponto de instalação da GD e vão sendo atenuados à medida que se afastam dele. Isso pode ser comprovado ao comparar a magnitude da redução do índice CORSEL nos pares R-F3 e

R-F6 com os demais elos fusíveis do sistema, que têm o religador como proteção de retaguarda.

Os índices CORSEL locais relativos aos pares de relé-religador se mantiveram estáveis. Entretanto, ocorreu diminuição do índice para o par relé-religador, o que pode significar problemas na manutenção dos índices de continuidade de energia e confiabilidade do sistema. Além do mais, observou-se uma redução mais acentuada do índice para os elos fusíveis mais próximos ao sítio de instalação da GD e do religador em relação aos demais dispositivos de proteção.

Com base no exposto, é observado que o índice CORSEL global do sistema de distribuição (SD) diminuiu de 0,8069 (caso base) para 0,7421 (cenário 1) devido à injeção de potência no sistema por meio da geração distribuída (GD). Essa redução corresponde a aproximadamente 8%.

B. Ajuste 2 - Comparação entre o Caso Base e o Cenário 1

Similarmente ao ajuste anterior, a inserção de GD produz uma redução no índice CORSEL local dos seguintes pares de dispositivos analisados: D-R, F6-F7, F6-F8, R-F3, R-F6, F-9, R-F10, R-F11, R-F12 e R-F13.

Adicionalmente ao exposto anteriormente, a instalação da GD teve um impacto ainda maior devido à perda de coordenação de um número significativo de elos fusíveis com seus respectivos religadores. Praticamente toda a coordenação entre os elos fusíveis a jusante do religador foi afetada.

A atuação desordenada do religador, sem levar em consideração as curvas dos elos fusíveis, resulta em um cenário de aumento dos indicadores SAIFI (índice médio de frequência de interrupção do sistema) e SAIDI (índice médio de duração de interrupção do sistema), resultando em prejuízos econômicos e sociais para os consumidores e para as concessionárias de energia. Além disso, as concessionárias podem estar sujeitas a multas devido ao não cumprimento das normas relacionadas aos índices de continuidade de energia, o que também prejudica sua reputação perante a sociedade.

Como resultado, constata-se que o índice CORSEL global do sistema de distribuição (SD) diminuiu de 0,8890 (caso base) para 0,7983 (cenário 1) devido à injeção de potência no sistema por meio da geração distribuída (GD). Essa redução corresponde a aproximadamente 10%.

C. Demais Ajustes Considerados - Comparação entre o Caso Base e o Cenário 1

Em relação aos ajustes 3 e 4, a Tabela VI evidencia uma diminuição generalizada do índice CORSEL local entre os pares de dispositivos religador-elos fusível. No ajuste 3, essa diminuição ocorre nos seguintes pares: R-F3, R-F4, R-F5, R-F6, F-9, R-F10, R-F11, R-F12 e R-F13. No ajuste 4, ocorre nos seguintes pares: R-F3, R-F4, R-F5, R-F6, F-9, R-F10, R-F11, R-F12.

Como resultado, o índice CORSEL global do sistema de distribuição (SD) apresenta uma redução de aproximadamente 8%, passando de 0,9525 (caso base) para 0,8774 (cenário 1) no ajuste 3. No ajuste 4, o índice CORSEL global mostra uma redução mais discreta, passando de 0,9494 (caso base) para 0,9389 (cenário 1), indicando uma tendência de estabilidade com uma redução de apenas

cerca de 1%. É importante destacar que no ajuste 4, embora tenham sido observadas reduções nos índices CORSEL locais, essas reduções foram de magnitude menor. Além disso, a seletividade entre os pares de elos fusíveis se manteve estável, o que contribuiu para a manutenção dos índices de coordenação e seletividade do sistema.

No ajuste 5, uma particularidade destacada na Tabela IV é a desabilitação das curvas rápidas de fase e neutro para o

religador. Os índices CORSEL locais, conforme observado na Tabela VI, permaneceram estáveis, com exceção do par F11-F12, que apresentou um aumento. Como resultado, o índice CORSEL global no cenário 1 (0,6383) apresentou uma melhora de aproximadamente 2,4% em relação ao caso base (0,6231). Além disso, a melhoria mencionada no índice CORSEL local do par F11-F12 também pode ser observada no cenário 1 do ajuste 4.

TABELA VI - Resultados dos índices CORSEL locais e global do sistema

Pares de Proteção	Índice CORSEL local									
	Ajuste 1		Ajuste 2		Ajuste 3		Ajuste 4		Ajuste 5	
	Caso base	Cenário 1	Caso base	Cenário 1	Caso base	Cenário 1	Caso base	Cenário 1	Caso base	Cenário 1
D-F1	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553	0,0553
D-F2	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456	0,0456
D-R	0,1177	0,0912	0,1177	0,0912	0,1177	0,1174	0,1177	0,1174	0,1177	0,1174
F4-F5	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272	0,0272
F4-F6	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689	0,0689
F6-F7	0,0558	0,0319	0,0599	0,0319	0,0559	0,0319	0,0651	0,0651	0,0651	0,0651
F6-F8	0,0351	0,0351	0,0299	0,0185	0,0299	0,0185	0,0351	0,0351	0,0351	0,0351
F11-F12	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0723	0,0568	0,0723	0,0568	0,0723
F11-F13	0,0174	0,0135	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319	0,0319
R-F3	0,0336	0,0335	0,0336	0,0335	0,0350	0,0291	0,0350	0,0291	0,0071	0,0071
R-F4	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0210	0,0185	0,0121	0,0096	0,0071	0,0071
R-F5	0,0176	0,0176	0,0176	0,0176	0,0263	0,0176	0,0272	0,0227	0,0069	0,0069
R-F6	0,0510	0,0444	0,0510	0,0444	0,0662	0,0559	0,0689	0,0687	0,0173	0,0173
R-F7	0,0385	0,0385	0,0385	0,0385	0,0495	0,0495	0,0625	0,0624	0,0130	0,0130
R-F8	0,0087	0,0087	0,0225	0,0225	0,0285	0,0285	0,0337	0,0311	0,0087	0,0087
R-F9	0,0254	0,0252	0,0254	0,0252	0,0268	0,0238	0,0268	0,0238	0,0098	0,0098
R-F10	0,0562	0,0547	0,0562	0,0547	0,0570	0,0569	0,0570	0,0569	0,0148	0,0148
R-F11	0,0268	0,0247	0,0375	0,0369	0,0383	0,0319	0,0183	0,0118	0,0097	0,0097
R-F12	0,0145	0,0145	0,0549	0,0428	0,0694	0,0692	0,0723	0,0722	0,0145	0,0145
R-F13	0,0196	0,0196	0,0235	0,0196	0,0299	0,0277	0,0319	0,0319	0,0106	0,0106
Índice CORSEL global	0,8069	0,7421	0,8890	0,7983	0,9525	0,8774	0,9494	0,9389	0,6231	0,6383

V. CONCLUSÃO

O presente trabalho realizou um estudo sobre o impacto da inserção de geração distribuída (GD) em redes de distribuição de energia elétrica radial, cujos esquemas de proteção foram originalmente projetados para operar com fluxo unidirecional de energia.

A metodologia desenvolvida para quantificar os índices de coordenação e seletividade foi aplicada em dois cenários para uma mesma rede: uma sem injeção de potência pela GD e outro com a inserção de GD.

Os resultados obtidos demonstraram uma depreciação geral nos índices CORSEL locais e globais em quase todos os cenários, especialmente para o par de dispositivos religador-elos fusível. Essa depreciação pode impactar negativamente nos índices de continuidade, confiabilidade e

estabilidade do sistema elétrico, causando prejuízos tanto aos consumidores quanto às concessionárias de energia.

Embora a mudança no fluxo de potência devido à GD tenha aumentado o índice CORSEL local em alguns casos, observou-se uma diminuição significativa no índice CORSEL global, chegando a até 10%. Para acomodar a inserção de GD na SD são propostas as seguintes alternativas: reorganização das metodologias de configuração nos ajustes da proteção dos dispositivos de proteção; substituição e modernização de tecnologia empregada em equipamentos de proteção e monitoramento da rede com o intuito alcançar sensibilidade para o fluxo bidirecional de potência; alterações topológicas ou instalação de dispositivos de manobra em pontos estratégicos onde a GD é inserida na rede, entre outras medidas. É essencial adotar essas alternativas, caso contrário, o sistema de distribuição não será capaz de desempenhar adequadamente suas funções,

comprometendo o fornecimento de energia elétrica e podendo causar perturbações às unidades consumidoras.

APÊNDICE A

REFERÊNCIAS

- [1] Morais, A. P., Ferri, R., Cardoso, G., Marchesan, A. C., Bretas, A. S. (2021). "A Coordination and Selectivity Model for Overcurrent Protection Systems Design in Distribution Networks." IEEE, Abstract ID: 4217604.
- [2] Ferri, Ruy Carlos Bacca (2021). "Proposta de Índice para a Avaliação da Coordenação e Seletividade de Esquemas de Proteção de Sobrecorrente em Sistemas Aéreos de Distribuição." Dissertação (mestrado), Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia.
- [3] N. Pholborisut, T. Saksornchai and B. Eua-arporn, "Evaluating the impact of distributed generation on protection system coordination using protection miscoordination index," The 8th Electrical Engineering/ Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI) Association of Thailand - Conference 2011, Khon Kaen, Thailand, 2011, pp. 865-868.
- [4] H. H. Zeineldin, Y. A. R. I. Mohamed, V. Khadkikar and V. R. Pandi, "A Protection Coordination Index for Evaluating Distributed Generation Impacts on Protection for Meshed Distribution Systems," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 4, no. 3, pp. 1523-1532, Sept. 2013.
- [5] L. Huchel, H. H. Zeineldin and E. F. El-Saadany, "Protection Coordination Index Enhancement Considering Multiple GD Locations Using FCL," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 32, no. 1, pp. 344-350, Feb. 2017.
- [6] Dadfar, Sajjad, Gandomkar, Majid (Year). "Augmenting protection coordination index in interconnected distribution electrical grids: Optimal dual characteristic using numerical relays." International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 131.
- [7] Lucchese, F. C., Anselmini, F., Martins, C. C., Sperandio, M. (2018). "Análise do Impacto da Geração Distribuída Fotovoltaica na Rede Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria." Apresentado no VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, 17 a 20 de abril de 2018.
- [8] Castilhos, L. P., Donadel, C. B. (2022). "Impacts of photovoltaic distributed generators in a low voltage power distribution network." The Journal of Engineering and Exact Sciences (JCEC), Vol. 08, No. 06, pp. 14685-01.
- [9] Balamurugan, K., Srinivasan, D., Reindl, T. (2012). "Impact of Distributed Generation on Power Distribution Systems." Energy Procedia, 25, 93-100. Retrieved from PV Asia Pacific Conference 2011.
- [10] Kersting, W. H. Distribution System Modeling and Analysis. Electric Power Engineering Series. Boca Raton, Florida, 2001.
- [11] Kindermann, G. Curto-circuito. Porto Alegre, BR: Sagra Luzzatto, 1997.
- [12] Murthy, P.S.R. Power System Analysis. Hyderabad: BS Publications, 2007.
- [13] CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais). ND 5.31 Norma de Distribuição - Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D - Média Tensão. Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil, 2022.
- [14] Chapman, S. J. Electric Machinery Fundamentals. NY, USA: McGraw-Hill Companies, 2011.
- [15] Fitzgerald, A. E. Kingsley, C. Jr. Umans, S. D. Electrical Machinery. NY, USA: McGraw-Hill Companies, 2013.
- [16] CPFL (RGE Sul Distribuidora de Energia). GED-954 Elo Fusível. Campinas, São Paulo, Brasil, 2023.
- [17] IEEE. IEEE Std C37.112-2018. IEEE Standard for Inverse-Time Characteristics Equations for Overcurrent Relays, 2018.

TABLE A1 - IMPEDÂNCIA DAS LINHAS

Bus	Impedance (Ω)	Bus	Impedance (Ω)
1-2	0,1802 + 0,3251j	10-12	0,1568 + 0,2361j
2-3	0,3216 + 0,4844j	10-13	0,4020 + 0,6054j
2-4	0,1628 + 0,2937j	13-14	0,3795 + 0,5715j
4-5	0,2653 + 0,3996j	13-15	0,2050 + 0,3088j
4-6	0,1910 + 0,3445j	11-16	0,1487 + 0,2240j
6-7	0,2403 + 0,4335j	11-17	0,3441 + 0,5183j
7-8	0,2042 + 0,3076j	11-18	0,2211 + 0,3330j
7-9	0,1657 + 0,2989j	18-19	0,4189 + 0,6309j
9-10	0,1234 + 0,1859j	18-20	0,1861 + 0,2803j
9-11	0,1309 + 0,2361j	-	-

TABLE A2 - IMPEDÂNCIAS EQUIVALENTES

Barra	$Z_{POS}(\Omega)$	$Z_{ZERO}(\Omega)$
Fonte (montante da Barra 1)	8,2347 + 10,2734j	9,5327 + 19,0237j
GD (montante da Barra 3)	20,5867 + 25,6835j	23,8317 + 47,5592j

TABLE A3 - PERFIL DE CONSUMO DE POTÊNCIA DAS BARRAS

Barra		Consumo de Potência	
Num.	Tipo	Pot. Ativa (kW)	Pot. Reativa (kVAr)
1	-	-	-
2	-	-	-
3	PQ	250	50
4	-	-	-
5	PQ	150	30
6	-	-	-
7	-	-	-
8	PQ	100	24
9	-	-	-
10	-	-	-
11	-	-	-
12	PQ	80	20
13	-	-	-
14	PQ	80	16
15	PQ	50	12
16	PQ	125	20
17	PQ	80	16
18	-	-	-
19	PQ	50	12
20	PQ	100	24

TABLE A4 - TAXAS DE FALTAS POR TIPO DE CURTO CIRCUITO

Proteção	Barra	Seletividade (λ)				Coordenação (γ)			
		$\lambda_{3\phi}$	$\lambda_{2\phi-T}$	$\lambda_{2\phi}$	$\lambda_{1\phi-T}$	$\gamma_{3\phi}$	$\gamma_{2\phi-T}$	$\gamma_{2\phi}$	$\gamma_{1\phi-T}$
R	6-7-9-11	0,11	0,21	0,21	1,60	0,32	0,64	0,64	4,78
F1	2-3	0,13	0,13	0,27	0,80	0,27	0,27	0,53	1,60
F2	4-5	0,03	0,07	0,10	0,46	0,13	0,26	0,4	1,85
F3	7-8	0,02	0,05	0,08	0,36	0,10	0,20	0,30	1,42
F4	9-10	0,05	0,05	0,10	0,31	0,10	0,10	0,20	0,61
F5	10-12	0,03	0,05	0,05	0,37	0,07	0,15	0,15	1,10
F6	10-13	0,06	0,13	0,12	0,94	0,19	0,37	0,37	2,80
F7	13-14	0,05	0,09	0,14	0,66	0,19	0,37	0,57	2,64
F8	13-15	0,03	0,06	0,06	0,48	0,10	0,19	0,19	1,43
F9	11-16	0,06	0,06	0,12	0,47	0,12	0,12	0,25	0,74
F10	11-17	0,05	0,11	0,11	0,80	0,16	0,32	0,16	2,41
F11	11-18	0,04	0,07	0,07	0,52	0,10	0,21	0,21	1,55
F12	18-19	0,06	0,10	0,16	0,73	0,21	0,42	0,63	2,92
F13	18-20	0,08	0,08	0,15	0,46	0,15	0,15	0,31	0,93