

Proteção Anti-Ilhamento da Geração Distribuída: análise da atuação indevida da função de subtensão devido a curtos-circuitos em alimentadores adjacentes

Jamenson Guilherme Ozelame* Adriano Peres de Moraes **
Adriano Marchesan*** João Paulo Abreu Vieira*****

*Creluz – Cooperativa de Distribuição de Energia, Universidade Federal de Santa Maria - UFSM
(e-mail: jamenson@creluz.com.br – jgozelame@gmail.com).

**Universidade Federal de Santa Maria - UFSM
(e-mail: adriano@ctism.ufsm.br)

*** Instituto Federal Farroupilha - IFF
(e-mail: adriano.marchesan@iffarroupilha.edu.br)

**** Universidade Federal do Pará - UFPA
(e-mail: jpavieira@ufpa.br)

Abstract: The significant growth in the number of connections of distributed generation (DG) units in distribution networks increases the operational complexity of such networks. One of the complicating factors is the improper action of the DG protection against islanding using an undervoltage relay in the event of short-circuits in feeders adjacent to the generation connection. In this sense, this study investigates through computer simulation in which situations this undue actuation occurs and which circuit elements influence the occurrence or not of these actuations.

Resumo: O crescimento significativo do número de conexões de unidades de geração distribuída (GD) nas redes de distribuição aumenta a complexidade operacional de tais redes. Um dos complicadores é a atuação indevida da proteção da GD contra ilhamento utilizando relé de subtensão na ocorrência de curtos-circuitos em alimentadores adjacentes à conexão da geração. Nesse sentido, esse estudo investiga através de simulação computacional em quais situações ocorre essa atuação indevida e quais elementos do circuito influenciam na ocorrência ou não dessas atuações.

Keywords: Distributed generation; Anti-islanding protection; Undervoltage function.

Palavras-chaves: Geração Distribuída; Proteção anti-ilhamento; Função de subtensão.

1. INTRODUÇÃO

A resolução normativa nº 482/12 publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL gerou um novo caminho para a Geração Distribuída (GD) no Brasil, facilitando o acesso ao sistema de distribuição e permitindo que qualquer consumidor conectado na rede de baixa ou média tensão gere sua energia injetando o excedente no sistema de distribuição.

Com a facilidade criada pelo regulamento o número de conexões ao sistema de distribuição, considerando apenas as unidades conectadas nos termos da REN 482/12, aumentou de 8.564 conexões em dez/2016 para 805.302 conexões em dez/2021 (Aneel, 2022), trazendo alguns benefícios como melhora dos níveis de tensão e redução das perdas elétricas, entre outros. Ao passo que benefícios são auferidos com a instalação de unidades de GD na rede, eleva-se a complexidade da gestão do sistema de distribuição, fazendo com que as distribuidoras de energia elétrica realizem adequações na configuração de proteção das redes.

Uma das principais preocupações quando se conecta GD ao sistema de distribuição é não permitir que o sistema de geração opere de forma ilhada, de modo a garantir a segurança dos equipamentos instalados na unidade geradora e na operação e manutenção da rede de distribuição. Tipicamente, para a detecção de ilhamento são empregados relés fundamentados

na medição de frequência e de tensão como, por exemplo, relé de deslocamento de fase, relé de variação de frequência, relé de sub e sobre frequência, relé de subtensão e relé de sobretensão (Cigré-Brasil, 2013). Estes relés desligam a unidade geradora, por meio da abertura do disjuntor de acoplamento, caso o seu ajuste seja superado.

As funções mínimas de proteção são estabelecidas pelo módulo 3 do Prodist e os ajustes de cada função são baseados nas diretrizes internas de cada concessionária de energia elétrica. Estas funções de proteção devem possuir ajustes sensíveis, de tal maneira que a GD não opere de forma ilhada, e ao mesmo tempo robusto de forma a evitar desligamentos desnecessários da GD. Ou seja, existe um compromisso entre disponibilidade e a segurança.

No entanto, no caso de subestações com mais de um alimentador conectado ao barramento, poderá ocorrer desligamento indevido da unidade de GD na ocorrência de curtos-circuitos em alimentadores adjacentes ao alimentador em que a GD está conecta. Este desligamento indesejado da GD pode ocorrer devido a subtensão no barramento ocasionada pelo defeito no alimentador adjacente.

Neste sentido, visando auxiliar as concessionárias de distribuição e geradores de energia elétrica, este trabalho investiga e apresenta cenários nos quais o problema de atuação indevida do relé de subtensão (função ANSI 27) pode ocorrer

devido a curtos-circuitos em alimentadores adjacentes ao alimentador em que a GD está conectada. O artigo está organizado da seguinte maneira: a seção 2 apresenta o fenômeno em estudo; a seção 3 descreve as simulações e testes realizados para avaliar as situações em que a atuação indevida ocorre; na seção 4 é apresentado a análise dos resultados e por fim na seção 5 são apresentadas as conclusões do trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

2. DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

A Fig. 1 apresenta um sistema de distribuição genérico composto pela subestação (SUB01) e dois alimentadores principais denominados AL01 e AL02. As proteções em B1, B12 e B11 são proteções de sobrecorrente compostas por relé de sobrecorrente (B1) e religador (B11 e B12). No AL01 há a conexão de uma geração distribuída com relé de proteção alocado em B3a e com a função ANSI 27 - Subtensão ativada. Supondo a ocorrência de uma falta no ponto F1 e conforme apresentado em Hermanus et al. (2018), dependendo da impedância do curto-circuito e da distância entre a instalação da GD e o ponto F1, pode ocorrer uma atuação indevida em B3a devido a subtensão gerada no sistema pelo curto-circuito ocorrido no ponto indicado.

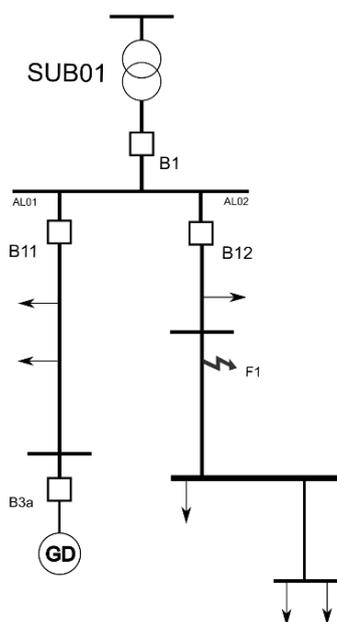


Fig. 1 - Sistema de distribuição genérico. Adaptado de Hermanus et al. (2018)

O Prodinst módulo 3 estabelece as condições de acesso ao sistema de distribuição e apresenta como requisito mínimo, para conexão de unidades de geração distribuída à rede de distribuição a proteção de sub e sobretensão, sendo que para potência instalada acima de 500 kW e inferior a 5 MW essa proteção deve possuir relé exclusivo para esse fim (Aneel, 2016). Entre as concessionárias distribuidoras de energia não existe um consenso para ajuste da função 27. As configurações recomendadas para o relé de subtensão são apresentadas na Tabela I.

Considerando que o esquema básico de proteção das redes radiais de distribuição aéreas é composto por proteção de sobrecorrente com religamento e elo fusível, e tomando como

exemplo os parâmetros apresentados na Tabela I para a distribuidora Cemig, nos casos em que a proteção de sobrecorrente eliminar o curto-circuito em um tempo inferior a 1,5 segundos ou a queda de tensão no ponto de conexão da usina com a rede de distribuição não for inferior a 80% da tensão nominal não haverá atuação indevida do relé B3a, caso contrário, onde a queda de tensão seja inferior a 80% e a proteção de sobrecorrente não elimine a falha antes de 5 segundos ou a queda seja inferior a 70% e a falha não seja eliminada antes de 1,5 segundos haverá uma atuação indevida de B3a devido ao curto-circuito em F1.

Tabela I - Parâmetros recomendados

Distribuidora	Relé	Tensão Referência (p.u.)	Tempo de atuação máximo (s)
CEMIG	27 (N1)	0,8	5
	27 (N2)	0,7	1,5
CELESC	27 (N1)	0,85	1
	27 (N2)	0,5	0,2
EMT	27 (N1)	0,8	10
	27 (N2)	0,7	1,5
Equatorial	27 (N1) *	0,8	0,4
	27 (N1) **	0,92	2
Celg-D	27 (N1)	0,8	10
	27 (N2)	0,7	1,5
Copel-Dis	27 (N1)	0,92	2
	27 (N2)	-	-
Fecoergs	27 (N1)	0,9	3
	27 (N2)	-	-

*Com inversor ** Sem inversor

Segundo Jennett et al. (2011) a atuação indevida de B3a tem potencial para gerar uma série de atuações em cascata. Considerando que o alimentador AL02 esteja operando próximo de sua capacidade nominal, com a desconexão da GD a corrente em B12 irá se elevar para alimentar as cargas que anteriormente eram alimentadas pela usina, fazendo a proteção de sobrecorrente atuar. Assim, além de ocorrer a desconexão indevida da GD também poderá haver o desligamento de todo o alimentador. Quanto mais elevado for o nível de penetração de unidades de geração distribuída no alimentador maior serão as chances de ocorrer uma atuação indevida em cascata.

Outro potencial problema gerado pela atuação da proteção anti-ilhamento é descrito em Trindade et al. (2013) e consiste no afundamento de tensão em algumas barras do sistema devido a desconexão da GD. Considerando que ocorra a atuação indevida da proteção em B3a, a carga que era suprida pela geração passa a ser suprida integralmente pela subestação elevando o fluxo de potência líquida nesse ponto, com isso ocorre uma queda de tensão nas barras do alimentador AL01 podendo violar os limites de qualidade da energia,

Em Jennet et al. (2015) foi realizado uma análise sobre desconexões indevidas de GD por atuação da proteção de subtensão quando ocorre falta em alimentadores adjacentes. Na análise foram realizadas simulações em um modelo de rede urbana do Reino Unido tendo por base conexões de GD através de um inversor de 3 kW. Nesse estudo verificou-se que para rede avaliada houve atuação indevida da proteção de subtensão para uma grande quantidade de pontos de falta do alimentador

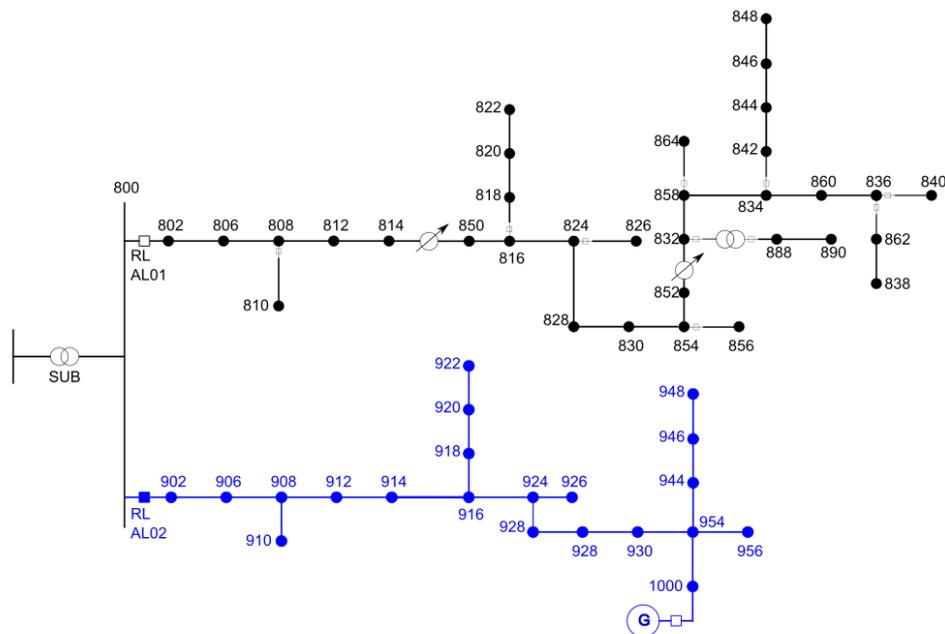


Fig. 2 - Circuito base das simulações. Adaptado de Kersting (2001)

adjacente. O estudo também menciona a dificuldade na previsão do risco de atuação indevida sem a utilização de uma simulação detalhada da rede específica em que a geração está alocada, apresenta ainda que essa dificuldade está diretamente associada ao fato de que alterações nas configurações de proteção e no comportamento do inversor tem grande influência na ocorrência ou não de atuações indevidas.

3. SIMULAÇÕES DE ATUAÇÕES INDEVIDAS

O objetivo desse trabalho é identificar em quais situações ocorre a atuação indevida do relé de subtenção através de simulações computacionais, as quais foram realizadas através do software EMTP (2021). Nas simulações levou-se em consideração o tipo de GD conectada, isto é, via inversores ou baseada em máquina síncrona diretamente acoplada à rede, a distância em relação à subestação em que ocorre o curto-circuito, distância em relação a subestação em que a GD está conectada, tipo de curto-circuito, diferentes configurações da proteção do alimentador sob falta e diferentes ajustes do relé de subtenção da GD.

O circuito utilizado nas simulações é apresentado na Fig. 2 e tem por base o circuito IEEE 34 barras (Kersting, 2001), o qual está identificado em preto e será chamado de AL 01. Partindo do circuito original, foram adicionados os seguintes ajustes:

- Adicionou-se os trechos em azul que será chamado de AL 02 com os parâmetros apresentados no Apêndice A;
- Os reguladores de tensão do AL01 foram bloqueados no tap identificado em Kersting (2001);
- Ao AL01, foi adicionada a proteção de sobrecorrente composta por religador na troncal do alimentador e elo fusível nos ramais laterais. A proteção de sobrecorrente segue o estabelecido em Funmilayo et al. (2012) e o religador possui uma atuação rápida e duas atuações lentas. No Apêndice B apresenta-se os dados da proteção de sobrecorrente;

- Os dados de curto-circuito da barra infinita foram obtidos de Kersting & Shirek (2012).
- A potência do transformador da subestação foi elevada para 5 MVA.

Os testes estão divididos em cenários e para cada cenário foram realizadas 272 simulações que compreendem curto-circuito trifásico, trifásico-terra, bifásico, bifásico-terra e fase-terra, em todas as barras do AL01, exceto nas barras 888 e 890.

Para cada cenário buscou-se variar parâmetros que podem vir a influenciar na atuação indevida do relé, como: distância da GD em relação à subestação, potência instalada da GD, tipo de GD instalada, parâmetros da proteção de sobrecorrente do AL adjacente e da proteção de subtenção e valores associados à barra infinita. Os cenários utilizados nas simulações são os que seguem:

Cenário 1:

Tipo de GD: Máquina síncrona

Potência instalada: 500 kW

Distância da usina até a barra 800: 43,25 km (barra 1000)

Parâmetros proteção AL01: Rápida: IEEE Extremely Inverse [$I_{pkp}:0.83pu (100A)$; Tap: 0,2; $Inst:1pu (120A)$] – 1 atuação; Lenta: IEEE Long Time Extremely Inverse [$I_{pkp}:1.2pu (144A)$; Tap: 0,5; $Inst:none$] – 2 atuações

Parâmetros proteção subtenção: CEMIG conforme Tabela I.

Dados da barra infinita: I3ph: 1.7342kA – I1ph: 1.2623 kA; X1/R1: 2.5543 - X0/R0: 2.3611; S3ph: 207.2622MVA – S1ph: 150.8711MVA

Cenário 2:

Idêntico ao cenário 1 com exceção de:

Potência instalada: 1000 kW

Cenário 3:

Idêntico ao cenário 1 com exceção de:

Distância da usina até a barra 800: 1,31 km (barra 906)

Cenário 4:

Idêntico ao cenário 1 com exceção de:

Dados da barra infinita: S3ph: 5000 MVA

Os cenários 5 até 8 seguem as mesmas configurações dos cenários 1 até 4 com exceção de que o tipo de GD acoplada é fotovoltaica no lugar da máquina síncrona. Na sequência apresenta-se os resultados obtidos em cada cenário.

3.1. Cenário 1

A Fig. 3 apresenta a relação entre a distância entre o local do curto-circuito no AL01 em relação à subestação, a corrente de curto-circuito no alimentador adjacente e a queda de tensão no ponto de conexão da geração distribuída. Como esperado nas barras mais próximas da subestação observa-se uma corrente de curto-circuito mais elevada com valores entre 1.000 A e 1.300 A e uma queda de tensão acentuada no ponto de conexão da GD com valores abaixo de 0,4 p.u.

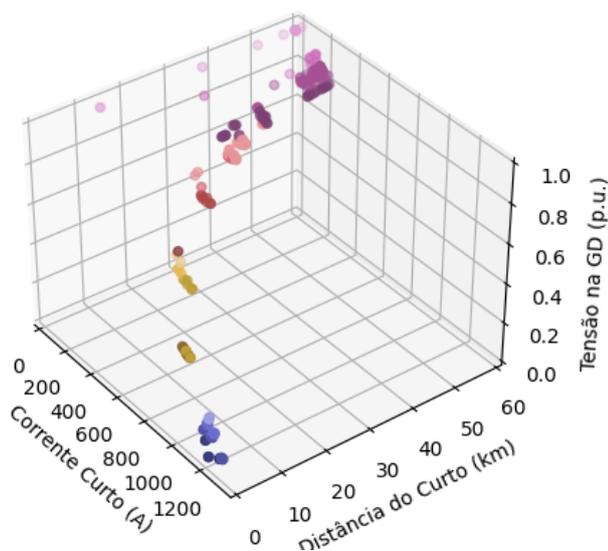


Fig. 3 - Análise cenário 01

Ao passo que a distância da barra em que ocorre o curto-circuito em relação à subestação aumenta, o valor de corrente de curto-circuito diminui, reduzindo o nível de queda de tensão no ponto de conexão com a GD.

Nas distâncias mais curtas, apesar do nível de tensão no ponto de acoplamento da GD sofrer uma queda bastante acentuada, o tempo de atuação da proteção de sobrecorrente do AL 01 é reduzido devido ao elevado valor de corrente de curto-circuito. Nas barras mais distantes ocorre o contrário, com o nível de corrente de curto-circuito reduzido o tempo de atuação da proteção de sobrecorrente é maior, porém a queda de tensão na barra onde a GD está conectada é pequena. Nessas duas situações não se observou atuação indevida do relé de subtensão. Como mostra a Fig. 4 as atuações indevidas do relé de subtensão ocorrem em barras com distância em relação a subestação entre 10 e 40 km.

Nesses pontos a queda de tensão no ponto de conexão da GD é inferior a 0,8 p.u. e o tempo de atuação da proteção de sobrecorrente é superior a cinco segundos ou a queda de tensão é inferior a 0,7 p.u. e o tempo de atuação superior a 1,5 segundos.

Das 272 simulações realizadas para esse cenário se verificou a atuação indevida do relé de subtensão em 47 situações sendo 31 para a configuração 27 (N1) do relé e 16 para a configuração 27 (N2). Conforme apresentado na Fig. 5, as atuações indevidas ocorreram para todos os tipos de curto-circuito, atuando indevidamente para curtos com corrente na faixa entre 350 A e 400 A para a configuração tipo N1 e para curtos com corrente na faixa entre 400 A e 700 A para configuração tipo N2.

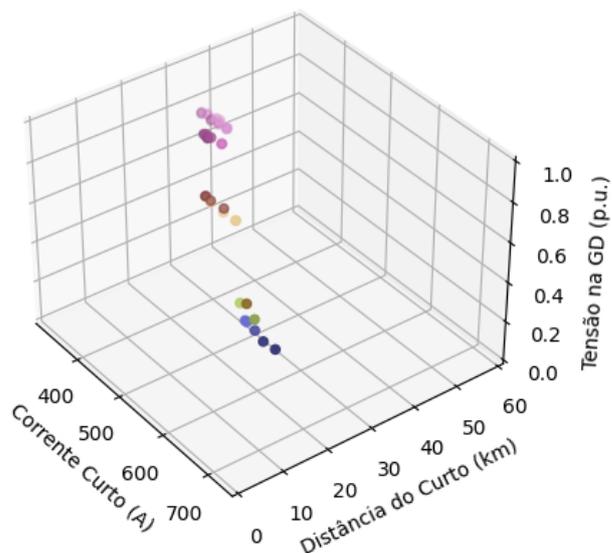


Fig. 4 - Pontos de atuação indevida no cenário 01

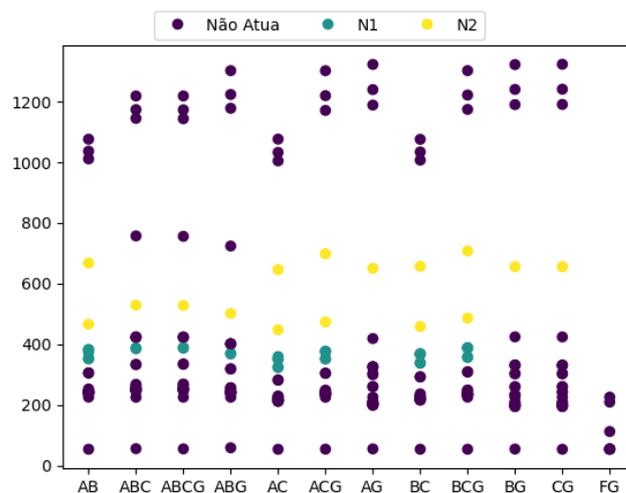


Fig. 5 – Atuação indevida por tipo de curto-circuito

3.2. Cenário 2

O cenário 2 eleva a potência instalada da geração distribuída para 1 MW chegando a aproximadamente 100% da carga alocada no alimentador AL02. Comparando ao cenário 1 verificou-se que a faixa de atuação indevida do relé de

subtensão é a mesma, apresentando atuações nas barras com distância entre 20 km e 40 km e corrente de curto-circuito entre 400 A e 700 A. Os pontos em que houve atuação indevida para o cenário 2 são mostrados na Fig. 6.

O total de atuações indevidas para esse cenário foi de 27, sendo 17 para configuração N1 e 10 para a configuração N2. A redução da quantidade de atuações indevidas ocorre devido à redução da queda de tensão no ponto de conexão com a GD, ou seja, em menos situações ocorreu queda de tensão inferior a 0,8 p.u.

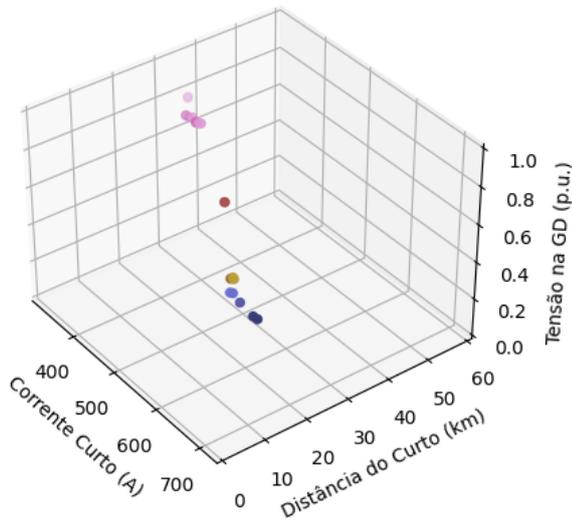


Fig. 6 - Pontos de atuação indevida no cenário 02

3.3. Cenário 3

No cenário 3 a distância da conexão da GD em relação a subestação é reduzida de 43,25 km para 1,31 km, mantendo as demais características. Pelos dados apresentados na Fig. 7 é possível verificar que com a redução da distância da conexão não houve uma variação significativa em relação ao cenário 1. Observou-se 45 atuações indevidas, sendo 30 na configuração N1 e 15 na configuração N2.

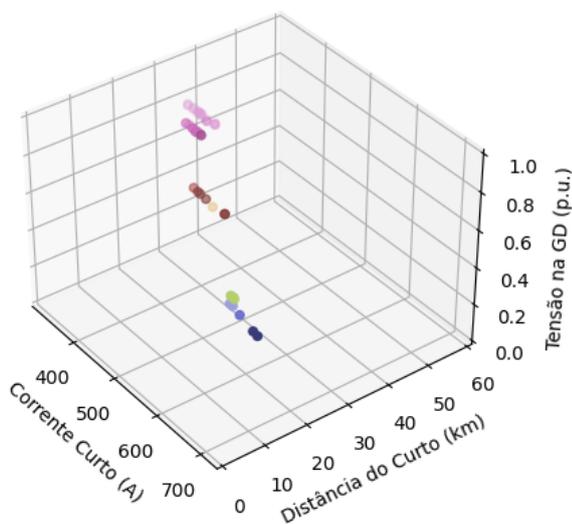


Fig. 7- Pontos de atuação indevida no cenário 03

3.4. Cenário 4

Como esperado, com a elevação no nível de curto-circuito na barra infinita as correntes de curto-circuito ficaram mais altas para todos os tipos de curtos-circuitos, com isso observou-se uma redução significativa na quantidade de atuações indevidas do relé de subtensão para esse cenário. Isso ocorre porque com a elevação da corrente de curto-circuito o tempo de atuação da proteção de sobrecorrente é menor, assim mesmo com queda de tensão abaixo de 0,8 p.u. não há atuação indevida porque a proteção de sobrecorrente elimina o curto-circuito antes da atuação do relé de subtensão.

Foram seis atuações indevidas, três para a configuração N1 e três para a configuração N2 e como apresentado na Fig. 8 todas ocorreram entre 30 km e 40 km de distância da subestação.

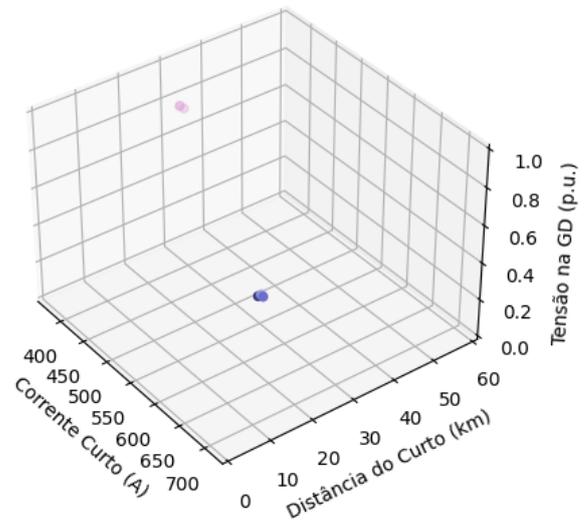


Fig. 8 - Pontos de atuação indevida no cenário 04

3.5. Cenário 5

O cenário 5 e os demais a seguir têm por objetivo avaliar a influência do tipo de geração nas atuações indevidas, dessa forma é substituído a máquina síncrona por um sistema de geração fotovoltaica. Para todos os cenários com geração fotovoltaica se utilizou uma irradiação de 1000 W/m² e temperatura do ambiente de 25°.

Os resultados são semelhantes aos verificados no cenário 1, inclusive no total de 47 atuações indevidas sendo nas mesmas barras e com valores de corrente e curto e queda de tensão sem variações significativas como apresenta a Fig. 9.

3.6. Cenário 6

Com a elevação da potência do sistema de geração o número de atuações indevidas diminuiu devido a uma pequena elevação na corrente de curto-circuito a qual causa a atuação em menor tempo da proteção de sobrecorrente, evitando as atuações indevidas. No cenário 6 ocorreram 17 atuações indevidas, 9 para o parâmetro N1 e 8 para o N2.

3.7. Cenário 7

Nesse cenário a conexão da geração fotovoltaica é realizada mais próxima da subestação da mesma forma que ocorreu no cenário 3. Como observado nos cenários anteriores não há variações significativas se compararmos com os resultados do cenário 3. No cenário 7 foram observadas 43 atuações indevidas com 28 ocorrendo na configuração N1 do relé de subtensão e 15 na configuração N2.

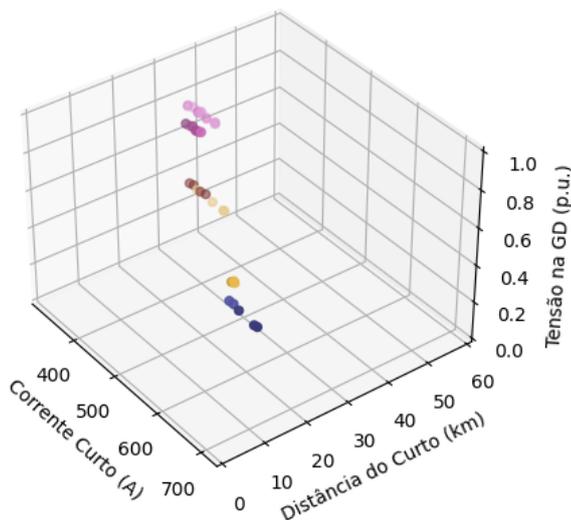


Fig. 9 - Pontos de atuação indevida no cenário 05

3.8. Cenário 8

O último cenário simulado foi o que apresentou o menor número de atuações indevidas, apenas três. Como já mencionado, com a elevação da potência de curto-circuito na barra infinita a corrente de curto-circuito do sistema se eleva, fazendo com que a proteção de sobrecorrente atue com um tempo menor, evitando as atuações indevidas.

3.9. Variação da proteção de sobrecorrente

Utilizando os valores de corrente de curto-circuito obtidos nas simulações apresentadas, e utilizando a equação (1) foram calculados os tempos de atuação para as curvas de atuação IEEE/ANSI. Os parâmetros utilizados em cada curva são apresentados no Apêndice C.

$$t_{tripping} = Tap \left(\frac{A}{\left(\frac{I}{I_{pkp}}\right)^c - 1} + B \right) \quad (1)$$

A Fig. 10 mostra a variação no número de atuações indevidas do relé de subtensão conforme alteração da curva e o parâmetro Tap de cada curva. As curvas *IEEE Normal Inverse* e *IEEE Long Time Inverse* não apresentaram nenhuma atuação indevida, enquanto a curva *IEEE Long Time Extremely Inverse* apresentou a maior quantidade de atuações indevidas com um total de 2886 atuações, seguida da curva *IEEE Long time very*

inverse com 2025 atuações, somando todas as variações de taps.

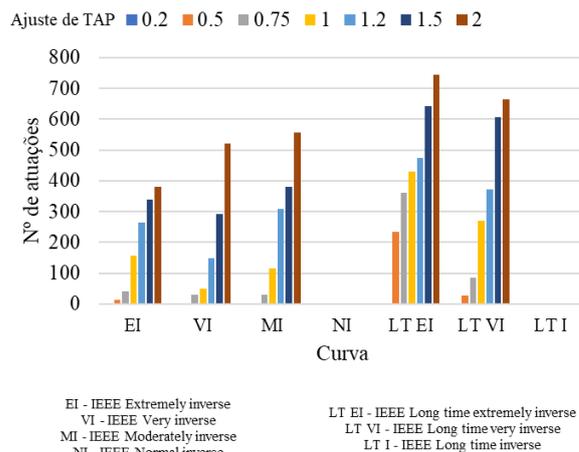


Fig. 10 - Atuação por tipo de curva

3.10. Variação da parametrização do relé de sobretensão

Com base nos valores de tensão, corrente e tempo de atuação obtidos das simulações realizadas, verificou-se a variação na quantidade de atuações indevidas alterando o tempo de operação do relé de subtensão. A tensão limite é de 0,8 p.u. e os tempos foram variados de 0,5 segundos até 6 segundos. A Fig. 11 mostra que a quantidade de atuação indevida varia de 78 na configuração com 6 segundos até 595 na configuração com 0,5 segundos. Nota-se que as divergências entre as configurações de tempo atuação do relé de subtensão recomendadas pelas distribuidoras causam grande variação na quantidade de atuações indevidas do circuito.

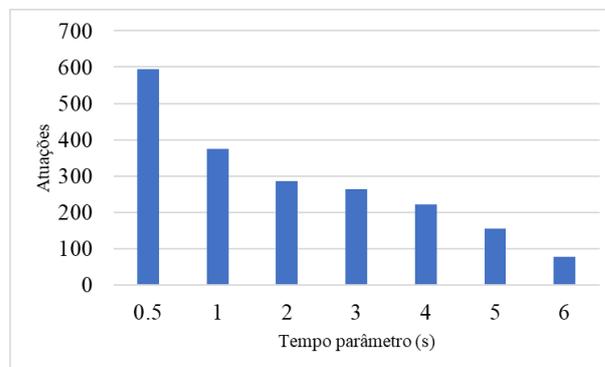


Fig. 11 - Variação das atuações devido ao parâmetro do relé de subtensão

4. ANÁLISE DO RESULTADOS

Com base nos cenários e simulações apresentadas na seção 3 houve as constatações apresentadas na Tabela II quanto a influência na ocorrência de atuação indevida do relé de subtensão.

Tabela II - Influência na atuação indevida

Item	Nenhuma Influência	Pouca Influência	Muita Influência
Curto-Circuito nos ramais protegidos por elo fusível	X		

Item	Nenhuma Influência	Pouca Influência	Muita Influência
Tipo de curto-circuito	X		
Localização do curto-circuito			X
Tipo de fonte de geração		X	
Distância da conexão da GD em relação a subestação		X	
Potência da GD		X	
Nível de corrente de curto-circuito			X
Parâmetros da proteção de sobre corrente			X
Parâmetros do relé de subtensão			X

Verificou-se também que há potencial de atuação indevida para curto-circuito ocorrido da barra 828 para trás, seguindo a sequência elétrica. Como mostra a Fig. 12 com exceção da faixa azul claro há potencial de atuação para todas as demais uma vez que a tensão no ponto de conexão da usina é inferior a 0,8 p.u.

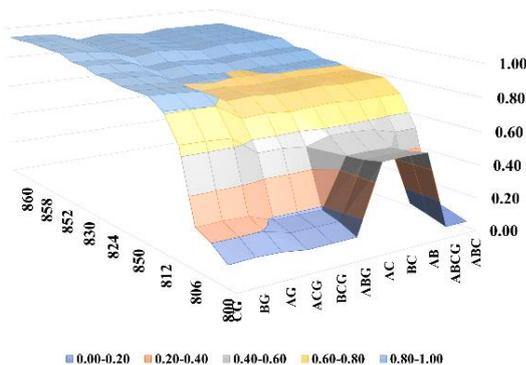


Fig. 12 – Pontos com potencial de atuação

5. CONCLUSÃO

Os resultados mostram que atuações indevidas da função 27 da GD são passíveis de ocorrerem em diferentes cenários e estão diretamente relacionadas com o tempo em que a proteção de sobrecorrente do alimentador sob falta leva para atuar, além do nível de corrente de curto-circuito.

A distância do ponto de conexão da geração distribuída em relação à subestação, o tipo de fonte utilizada e a potência da geração distribuída têm pouca ou nenhuma influência nas atuações indevidas. Quanto à influência do tipo de fonte de geração faz-se uma ressalva que como mencionado, quando foi utilizado geração fotovoltaica parametrizou-se a incidência de irradiação para 1000 W/m², para conclusão mais precisa quando a isso sugere-se a execução de simulações com variação da incidência de irradiação.

Outra ressalva é quanto a distância entre a conexão da GD e a subestação, entende-se que deveria ocorrer uma influência maior nas atuações indevidas uma vez que altera a impedância entre o ponto de curto-circuito e a GD, devendo variar a queda de tensão no ponto de conexão. Como foi utilizado o mesmo circuito para todas as simulações a não influencia nas atuações

pode ser devido à configuração do sistema utilizado. Assim, sugere-se um estudo mais detalhado nesse ponto para conclusão definitiva sobre a influência da distância de conexão.

Por fim, as atuações indevidas ocorrem e soluções mitigadoras são necessárias, dessa forma, entende-se como necessária a desenvolvimento de uma metodologia de identificação das situações em que irá ocorrer atuação indevida e determinação dos parâmetros a serem utilizados nas proteções de sobrecorrente e no relé de subtensão para reduzir se não eliminar as atuações indevidas sem o comprometimento da proteção anti-ilhamento.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento e Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX) - Código de Financiamento 001

REFERÊNCIAS

- Aneel. (2016). Prodist Módulo 3 - Acesso ao sistema de distribuição. *Rev. 7 aprovada pela REN724/2016*.
- Aneel. (08 de Janeiro de 2022). *Unidades Consumidoras com Geração Distribuída - Informações compiladas e mapa*. Fonte: Aneel: <https://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/>
- Cigré-Brasil. (2013). *Comparação dos Requisitos das Distribuidoras para Inserção de Acessantes de Geração Distribuída*. Cigré-Brasil, Grupo de Trabalho C6.
- EMTP Alliance. (2021). *About EMTF Alliance*. Fonte: EMTF: <https://www.emtp.com/index.php/about-us/emtp-alliance>
- Funmilayo, H. B., Silva, J. A., & Butler-Purry, K. L. (Abril de 2012). Overcurrent Protection for the IEEE 34-Node Radial Test Feeder. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27(2), pp. 459-468.
- Hermanus, L. R., Ramesh, C. B., & Raj, N. (Março de 2018). PV based distributed generation power system protection: A review. *Renewable Energy Focus*(24), pp. 33-40. doi:ISSN 1755-0084
- Jennet, K. I., Booth, C. D., Coffele, F., & Roscoe, A. J. (March de 2015). Investigation of the sympathetic tripping problem in power systems with large penetrations of distributed generation. *IET Generation, Transmission & Distribution, Volume 9*(Edição 4), pp. 379-385.
- Jennett, K., Booth, C., & Lee, M. (2011). Analysis of the sympathetic tripping problem for networks with high penetrations of Distributed Generation. *International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, pp. 384-389.
- Kersting, W. H. (2001). Radial distribution test feeders. *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, 2, pp. 908-912. Fonte: IEEE PES Test Feeder: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>
- Kersting, W. H., & Shirek, G. (2012). Short circuit analysis of IEEE test feeders. *PES T&D 2012*, pp. 1-9.
- Trindade, F. C., Nascimento, K. V., & Vieira, J. C. (Abril de 2013). Investigation on Voltage Sags Caused by DG Anti-Islanding Protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28(nº2), pp. 972-980.

Apêndice A: Dados do alimentador 02

Apêndice B: Dados da proteção

Dados condutores

Barra de	Barra para	Distância (ft)	Configuração do Cabo	Faseamento
800	902	2580	300	B A CN
902	906	1730	300	B A CN
906	908	32230	300	B A CN
908	910	5804	303	AN
908	912	37500	300	B A CN
912	914	29730	300	B A CN
914	916	310	301	B A CN
916	918	1710	302	BN
918	920	48150	302	BN
920	922	13740	302	BN
916	924	10210	301	B A CN
924	926	3030	303	AN
924	928	840	301	B A CN
928	930	20440	301	
930	954	520	301	B A CN
954	956	23330	303	BN
954	944	1350	301	B A CN
944	946	3640	301	B A CN
946	948	530	301	B A CN
954	1000	5830	301	B A CN

Correntes de curto-circuito

Tipo Curto	ABC			FG		
	Nó Falta	Ph-A Max	Ph-B Max	Ph-C Max	Ph-A Max	Ph-B Max
800	1,108.86	1,110.82	1,111.43	1,198.40	1,201.32	1,202.17
802	1,068.08	1,071.97	1,067.49	1,128.06	1,130.07	1,130.02
806	1,041.24	1,046.66	1,039.28	1,083.75	1,085.67	1,085.27
808	676.29	699.02	673.47	600.62	603.13	601.85
812	465.53	489.67	466.54	388.05	389.82	388.90
814	370.85	393.15	373.25	302.11	303.50	302.77
850	370.85	393.15	373.25	302.11	303.50	302.77
816	369.84	392.10	372.27	301.26	302.64	301.92
824	339.25	360.21	342.31	275.65	276.79	276.20
828	336.94	357.79	340.04	273.73	274.85	274.27
830	288.61	307.11	292.38	233.82	234.62	234.21
854	287.55	305.99	291.33	232.95	233.74	233.34
852	227.76	242.86	231.82	184.22	184.69	184.45
832	227.76	242.86	231.82	184.22	184.69	184.45
858	221.57	236.30	225.63	179.20	179.65	179.43
834	214.63	228.94	218.68	173.58	173.99	173.79
860	212.32	226.49	216.36	171.71	172.12	171.91
836	209.33	223.32	213.36	169.29	169.68	169.49
840	208.39	222.32	212.42	168.53	168.92	168.72
810		ND			536.86	
818	ND			295.57		
820	ND			190.09		
822	ND			172.07		
826		ND			268.22	
856		ND			192.59	
864	ND			177.18		
834	214.63	228.94	218.68	173.58	173.99	173.79
842	214.30	228.60	218.35	173.32	173.73	173.52
844	212.76	226.96	216.80	172.07	172.47	172.27
846	208.70	222.66	212.73	168.79	169.18	168.98
848	208.12	222.04	212.15	168.32	168.71	168.51
862	209.02	222.99	213.05	169.04	169.43	169.24
838		ND			165.21	

Dados cargas

De	Para	Modo	Modelo	Fase A kW	Fase A kVAr	Fase B kW	Fase B kVAr	Fase C kW	Fase C kVAr
902	906	Distribuída	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
908	910	Distribuída	Y-I	16	8	0	0	0	0
918	920	Distribuída	Y-Z	0	0	34	17	0	0
920	922	Distribuída	Y-PQ	0	0	135	70	0	0
916	924	Distribuída	D-I	0	0	0	0	5	2
924	926	Distribuída	Y-I	40	20	0	0	0	0
924	928	Distribuída	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
928	930	Distribuída	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
930	930	Local	D-Z	10	5	10	5	25	10
954	954	Local	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
944	944	Local	Y-Z	135	105	135	105	135	105
944	946	Distribuída	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
946	948	Distribuída	Y-PQ	0	0	23	11	0	0
948	948	Local	D-PQ	20	16	20	16	20	16
954	956	Distribuída	Y-PQ	0	0	4	2	0	0

Dados MS

Ra	0.002
X0	0.188
X1	0.188
Xd	1.394
Xd'	0.3282
Xd''	0.2336
Xq	1.353
Xq'	0.802
Xq''	0.312

Elo fusível utilizado

Barra	ID	Tipo Elo
808-810	Fuse 01	6K
816-818	Fuse 02	15K
824-826	Fuse 03	6K
854-856	Fuse 04	6K
832-TR2	Fuse 05	10K
858-864	Fuse 06	6K
834-842	Fuse 07	20K
836-862	Fuse 08	6K
844-C1	Fuse 09	10K
848-C2	Fuse 10	15K
836-840	Fuse 11	6K
TR2-890	Fuse 12	50K

Dados módulo PV

Maximum power voltage	26.3 V
Maximum power current	7.61 A
Open-circuit voltage	32.9 V
Short-circuit current	8.21 A
Temperature coefficient short-circuit	0.00318 A/°C
Temperature coefficient open-circuit	-0.123 V/°C
Number of cells in series per module	54
Ideal factor	1.025
Standard temperature	25 °C
Standard irradiance	1000 W/m²

Q-control mode	PF-control
PF reference	1 pu
P-control mode	MPPT-control

Apêndice C: Parâmetros Curvas

Curva	A	B	C	I _{pkp} (A)
IEEE Extremely inverse	28.2	0.1217	2	144
IEEE Very inverse	19.61	0.491	2	144
IEEE Moderately inverse	0.0515	0.114	0.02	144
IEEE Normal inverse	0.0086	0.0185	0.02	144
IEEE Long time extremely inverse	64.07	0.25	2	144
IEEE Long time very inverse	28.55	0.715	2	144
IEEE Long time inverse	0.02	0.185	0.086	144