

Detecção de Ilhamento em Geração Distribuída Fotovoltaica em Tempo Real

Gabriela C. Zorzela * Caison R. Ramos **
Gustavo Marchesan*** Ghendy C. Junior****

* Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Santa Maria, RS (e-mail: gabriela.zorzela@acad.ufsm.br)

** Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Santa Maria, RS (e-mail: caison.ramos@acad.ufsm.br)

*** Departamento de Eletromecânica Sistemas de Potência, Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, RS (e-mail: marchesan.gustavo@ufsm.br)

**** Departamento de Eletromecânica Sistemas de Potência, Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, RS (e-mail: ghendy@ufsm.br)

Abstract: Real-time simulations have proven to be an important tool for system analysis because they present robust results that are more similar to the dynamics behavior of a real system. The objective of this paper is to evaluate passive islanding detection methods applied to a system with photovoltaic generation in the real-time simulator OPAL-RT[®]. The methods analyzed in this paper are Under/Over frequency, Under/Over voltage, the Rate of Change of Frequency (ROCOF) and the Rate of Change of Voltage (ROCOV). The parameters for performance evaluation of the methods were the detection time, the non-detection zone, and the occurrence of unintentional detections. The simulations were performed on a diagram built in HYPERSIM *software*, which allows the interface with the simulator in real time.

Resumo: As simulações em tempo real têm se mostrado uma ferramenta importante para análise de sistemas, pois apresentam resultados robustos e mais fiéis ao comportamento dinâmico de um sistema real. O objetivo deste artigo é avaliar métodos passivos de detecção de ilhamento aplicados em um sistema com geração fotovoltaica no simulador em tempo real OPAL-RT[®]. Os métodos analisados neste artigo são o Sub/Sobrefrequência, Sub/Sobretensão, a Taxa de Variação de Frequência (ROCOF) e a Taxa de Variação de Tensão (ROCOV). Os parâmetros para avaliação de desempenho dos métodos foram o tempo de detecção, a zona de não-deteção e a ocorrência de detecções não-intencionais. As simulações foram realizadas em um diagrama construído no *software* HYPERSIM, que permite a interface com o simulador em tempo real.

Keywords: Islanding detection, real time simulation, photovoltaic generation, passive islanding methods.

Palavras-chaves: Detecção de ilhamento, simulação em tempo real, geração fotovoltaica, métodos passivos.

1. INTRODUÇÃO

As Gerações Distribuídas (GDs) são fontes de geração de eletricidade localizadas próximas aos consumidores, independente de fonte de energia, tecnologia ou potência (Pereira, 2019). Em sua maioria, as GDs são centrais de médio e pequeno porte que utilizam fontes renováveis, sendo essas comumente solar, eólica e hidráulica. A inserção das GDs no Sistema Elétrico de Potência (SEP) transformou as redes de distribuição, que convencionalmente possuíam apenas um sentido de fluxo de potência em sistemas ativos (Zamani et al., 2019). Essa revolução apresentou benefícios relevantes: diminuição de perdas de transmissão, diminuição de gases de efeito estufa, aumento da confiabilidade da rede e melhoras no perfil de tensão próximo ao ponto de acoplamento (Zhou et al., 2018). Todavia, a bidirecionalidade do fluxo de potência criou problemas técnicos que necessitam ser analisados como a alocação ótima da GD, a coordenação

de dispositivos de proteção e o ilhamento não intencional (Razavi et al., 2019).

O ilhamento não intencional é a condição em que uma parte da rede é desconectada da fonte principal, porém continua energizada pelos geradores distribuídos adjacentes. O ilhamento pode ocorrer a partir de manobras realizadas com intuito de manutenção das redes ou por condição de falta (IEEE 1547, 2003). No Brasil, o Módulo 3 do Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional, estabelece que todo o gerador distribuído deve possuir como função de proteção obrigatória a detecção de ilhamento (ANEEL, 2016). Ainda, em nível internacional, normas como IEEE 1547 (2003) regulamentam o tempo hábil de detecção e exigem a devida atuação a fim de evitar danos à rede (Brito et al., 2018). Dentre os diversos problemas que o ilhamento não intencional pode ocasionar, destacam-se os níveis de tensão e frequência inadequados gerando degradação da qualidade de energia, a perda de coordenação dos dispositivos de proteção do sistema, além do risco de

morte a trabalhadores que realizam manutenção na rede (Gupta et al., 2015). Geralmente, as concessionárias de energia elétrica não são as proprietárias das GDs, as quais pertencem a terceiros. Esses fatores podem implicar em custos às concessionárias, seja por meio de multas ou por equipamentos danificados. Portanto, para evitar essa situação, relés com a função de proteção anti-ilhamento são acoplados ao ponto de conexão comum (PCC) entre a rede e a GD.

Os métodos de detecção de ilhamento são classificados em remotos ou locais. As técnicas remotas de detecção são baseadas no monitoramento contínuo entre as medidas realizadas nas GDs e nas concessionárias. Esses métodos requerem controle supervisão e aquisição de dados, apresentando grande precisão, porém com alto custo associado, além de serem susceptíveis a problemas de comunicação. As técnicas locais efetuam medições diretamente no PCC e podem ser subdivididas em ativas, passivas e híbridas. As técnicas locais ativas são principalmente baseadas na injeção de perturbações e análise de sinais gerados no PCC. Ainda que os distúrbios inseridos na rede elétrica possam representar degradação na qualidade de energia, esses métodos são relativamente precisos pois não apresentam Zonas de Não-Detecção (ZND) consideráveis.

As técnicas locais passivas utilizam apenas medições realizadas no PCC. Uma vez que os ajustes das proteções são feitos, nenhuma ação adicional é necessária. Por isso, são considerados métodos práticos uma vez que são de baixo custo e simples de se implementar (Li et al., 2014). A qualidade da energia elétrica não é afetada e, embora apresentem ZNDs, essas podem ser minimizadas por meio de ajustes nos limites das técnicas aplicadas ou pela combinação entre elas. Alguns métodos passivos sofrem com operações indevidas em casos de perturbações na rede como curto-circuito e chaveamentos de carga. Buscando amenizar estas operações indevidas Marchesan et al., (2021) propuseram um método de bloqueio da detecção de ilhamento baseado na taxa de variação da impedância. O método foi aplicado na detecção de ilhamento juntamente com a taxa de variação de frequência (ROCOF, do inglês *Rate of Change of Frequency*) e evitou a atuação indevida do relé em casos de curtos-circuitos.

As grandezas elétricas mais utilizadas como parâmetro de detecção dos métodos passivos são frequência e tensão, já implementadas pelos relés de proteção anti-ilhamento que compõem os sistemas elétricos da atualidade (Nassif e Madsen, 2017). Outras, como a potência ativa, variação de fase e mudança no fator de potência, entre outros (Vyas et al., 2016), também são utilizadas. Parâmetro de detecção baseado em componentes harmônicos da tensão elétrica (Merino et al., 2015), também são utilizados. Uma medida de controle típica é implementada por Mishra e Bhende (2017), na qual os componentes de sequência negativa e zero são monitorados em GDs acopladas à rede através de inversores.

Neste artigo, quatro algoritmos de detecção de ilhamento local passivo são analisados com base no tempo de detecção, ocorrência de detecção não intencional e ZNDs. Os algoritmos investigados foram o Sub/Sobrefrequência, o Sub/Sobretensão, a taxa de variação de frequência (ROCOF, do inglês *Rate of Change of Frequency*) e a taxa de variação

de tensão (ROCOV, do inglês *Rate of Change of Voltage*). Todas as metodologias foram avaliadas com base em dados de medição gerados a partir de um sistema teste. O objetivo principal deste artigo é expor as características fundamentais de cada método, compará-las e determinar qual delas apresenta o melhor desempenho em relação aos casos simulados. Para tal, foi utilizada simulação *hardware-in-the-loop* (HIL) através do *software* HYPERSIM. Este artigo também apresenta a metodologia de aplicação dos métodos utilizados, possibilitando sua utilização em trabalhos futuros.

O artigo será dividido da seguinte forma: na segunda seção, haverá uma apresentação detalhada dos métodos de detecção implementados, a terceira seção apresentará as metodologias de implementação e casos simulados, na quarta seção, serão demonstrados os resultados e comparação dos métodos apresentados e a quinta seção traz por fim as considerações finais do trabalho.

2. TÉCNICAS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO

2.1 Sub/Sobrefrequência (ANSI 81 - SSF)

O algoritmo de Sub/Sobrefrequência é uma técnica passiva simples de ser implementada, possui baixo número de detecções não intencionais, porém grande zona de não-detecção (Zeineldin e Kirley, 2009). O processo de operação do algoritmo começa pela medição da frequência elétrica (F) no ponto de conexão dos sistemas (PCC). A detecção ocorre considerando os limites de variação em torno da frequência nominal de operação. Caso a frequência estimada ultrapasse o valor máximo $F_{máx}$ ou o valor mínimo $F_{mín}$, um contador é incrementado até que seja igual ao Tempo de atraso (T_d), também chamado de tempo de *delay*. Quando isso ocorre, a condição de ilhamento é confirmada e a GD deve ser desconectada do sistema. Esse tempo mínimo para detecção torna os métodos mais confiáveis e robustos e é utilizado em todas as metodologias implementadas neste artigo.

2.2 Sub/Sobretensão (SST)

O algoritmo Sub/Sobretensão é uma metodologia clássica semelhante à técnica Sub/Sobrefrequência (Li et al., 2014). A tensão medida no PCC é transformada em por unidade (p.u.) e comparada com os limites $V_{máx}$ e $V_{mín}$, que representam os ajustes de tensão máxima e mínima, respectivamente. A detecção de ilhamento ocorre quando a tensão medida em p.u. se mantém entre os limites superior e inferior durante o tempo mínimo de atraso T_d , medido através de um contador. Neste caso, um sinal de disparo é enviado à GD que deve ser desconectada do sistema.

2.3 ROCOF

O algoritmo ROCOF utiliza a derivada da frequência em relação ao tempo dF/dt , ou seja, o parâmetro para detecção de ilhamento é a variação da frequência F ao longo do tempo (Nassif e Madsen, 2017). O cálculo da derivada da frequência torna qualquer variação de F mais evidente. Ou seja, a detecção através da derivada da frequência maximiza qualquer variação de frequência que possa ocorrer no sistema

e com isso, o método ROCOF se torna mais susceptível a disparos indevidos (Grebla, Yellajosula e Høidalen (2020). No algoritmo, a derivada dF/dt é comparada com o valor ajustado para o limite máximo da variação de frequência L_f . Se dF/dt permanecer acima desse limite até que o contador seja igual ao tempo T_d , então a detecção de ilhamento ocorre e a GD receberá um sinal para desconexão.

2.4 ROCOV

De modo análogo ao ROCOF, o método ROCOV utiliza a derivada da tensão em relação ao tempo dV/dt (Rostami et al., 2016). Neste método, a derivada discreta é calculada através das amostras de tensão, em pu, obtidas no PCC. A derivada é obtida pela razão entre a subtração de um valor anterior de amostra de tensão pelo valor atual e o período de amostragem do sistema. Por fim, se dV/dt permanecer acima do limite máximo ajustado para a variação de tensão L_t até que o contador seja igual ao tempo T_d , então ocorrerá a detecção de ilhamento.

3. METODOLOGIA

Os simuladores em tempo real da OPAL[©] são baseados em múltiplos módulos de matrizes de portas programáveis (FPGAs – do inglês *Field-Programmable Gate Array*). Eles representam *hardwares* computacionais e *softwares* que permitem realizar simulações rápidas com passo de tempo fixo com o intuito de se assemelhar com os componentes do mundo real no processo conhecido por *hardware-in-the-loop* (Memon e Kauhaniemi, 2021). A importância da simulação em tempo real é garantir uma coerência temporal entre as respostas do diagrama simulado no computador e o circuito implementado na plataforma de simulação em tempo real que é próximo de um sistema físico, permitindo uma análise mais realista em relação ao tempo de resposta dos equipamentos.

O sistema teste foi implementado no programa HYPERSIM[©] e a simulação em tempo real foi realizada no Simulador OPAL-RT OP5700. O sistema teste considerado neste trabalho, apresentado na Figura 1, é composto por cinco barras, possuindo uma fonte representando a subestação de 154 kV, uma geração fotovoltaica, dois transformadores e uma carga RLC entre os transformadores com nível de tensão

22,9 kV. As informações da GD Fotovoltaica estão indicadas na Tabela 1.

Tabela 1. Parâmetros da GD fotovoltaica

| Parâmetro | Valor |
|------------------|------------------------|
| Tensão de saída | 480 V |
| Potência nominal | 750 kW |
| Frequência | 60 Hz |
| Irradiância | 1000 W ² /m |
| Temperatura | 25° C |

A bancada de comunicação para a simulação em tempo real é apresentada na Figura 2. A partir da simulação em tempo real, que possui interface de comunicação entre o OP5700 e o computador, a tensão da barra 5 é repassada para um processador digital de sinais (DSP, do inglês *Digital Signal Processor*). As medições são realizadas na barra 5 pois é o ponto de interconexão entre a geração distribuída e os demais equipamentos do sistema teste.

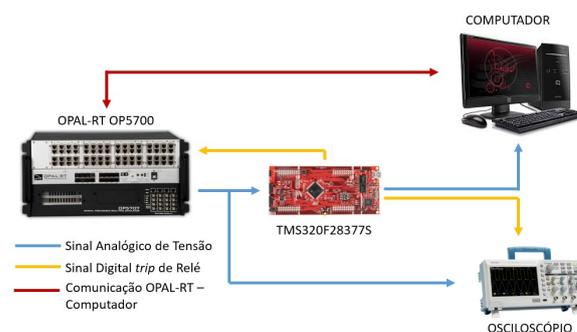


Figura 2. Bancada de testes.

Os algoritmos de detecção foram implementados no DSP TMS320F28377S da fabricante Texas Instruments. As linhas de código foram implementadas no *software Code Composer Studio*[©], que permite acompanhar simultaneamente as variáveis do algoritmo ao longo das simulações. A verificação da ocorrência de ilhamento no sistema é constante e ao constatar o evento, o DSP envia um sinal digital para o

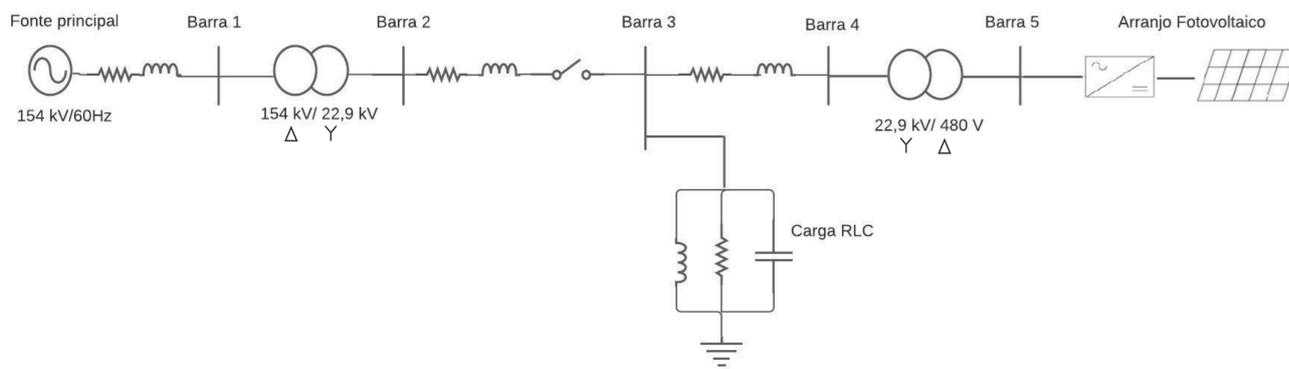


Figura 1. Sistema teste construído no Hypersim (OPAL-RT).

OP5700, com o intuito de desligar o gerador fotovoltaico. Os dados apresentados na seção 4, foram coletados a partir do acompanhamento das variáveis nesse programa. Também como meio de visualização foi utilizado um osciloscópio.

Os limites dos métodos Sub/Sobrefrequência (SSF), Sub/Sobretensão (SST), ROCOF e ROCOV, empregados no código construído, estão indicados na Tabela 2. O tempo de amostragem do sistema é de 50 μ s (micro) e o tempo de atraso para os métodos foi de 40 ms (mili).

Tabela 2. Parametrização dos Métodos

| Limites | SSF | SST | ROCOF | ROCOV | Un. |
|---------|------|------|-------|-------|----------|
| Fmáx | 60,8 | - | - | - | Hz |
| Fmín | 59,3 | - | - | - | Hz |
| Vmáx | - | 1,5 | - | - | pu |
| Vmín | - | 0,85 | - | - | pu |
| Lf | - | - | 0,5 | - | Hz/ s |
| Lt | - | - | - | 0,05 | pu/s |

Os métodos de detecção indicados na tabela acima são Sub/Sobre frequência (SSF), Sub/Sobre tensão (SST), taxa de variação de frequência (ROCOF) e taxa de variação de tensão (ROCOV). Os parâmetros indicados são os ajustes de frequência máxima (*Fmáx*) e mínima (*Fmín*), tensão máxima (*Vmáx*) e mínima (*Vmín*), e limite de variação da frequência (*Lf*) e limite de variação de tensão (*Lt*).

As simulações apresentam intervalo de três segundos, sendo a perturbação aplicada no primeiro segundo. Foram realizadas simulações de casos de ilhamento diante de diversos despachos de energia, de curto-circuito e acoplamento de capacitores. Além disso, a seção de simulações apresenta uma análise sobre a influência do fator de qualidade da carga conectada na saída da GD.

4. SIMULAÇÕES

Considerando o sistema teste descrito anteriormente e os ajustes utilizados cada método, pode-se analisar o resultado das simulações realizados através do *software* HYPERSIM.

4.1 Desbalanço de potência ativa

As zonas de não detecção são geralmente relacionadas ao desbalanço de potência ativa e reativa. O desbalanço de potência é definido como a diferença de potência gerada pelo gerador distribuído e a potência consumida pela porção de sistema ilhado. Quanto menor o desbalanço mais difícil se torna a detecção de ilhamento podendo dar origem a uma zona de não detecção (ZND). Esse efeito acontece, pois, ao ocorrer o ilhamento, a variação de corrente no PCC é pequena e conseqüentemente, a variação nos demais parâmetros que serão utilizados para a detecção também é pequena, dificultando a detecção de ilhamento.

A Figura 3 apresenta desbalanços de potência ativa, com variações entre -0,6 e 0,6 pu, enquanto a potência reativa da

carga foi mantida em zero. O eixo das abcissas representa os desbalanços de potência ativa, enquanto o eixo das ordenadas apresenta o tempo necessário para a detecção. Os algoritmos ROCOV e ROCOF apresentam os menores tempos de detecção e menores ZNDs, respectivamente. O método de Sub/Sobretensão apresenta a maior ZND e maiores tempos de detecção.

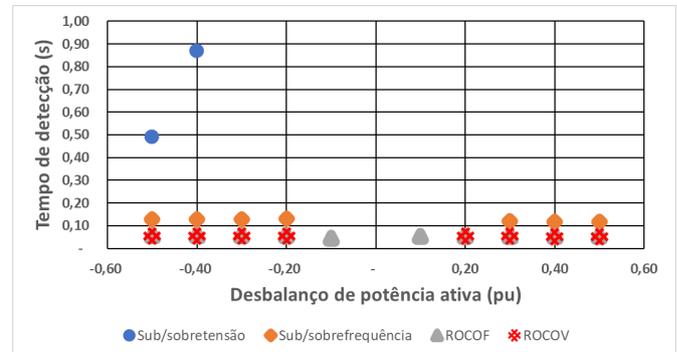


Figura 3. Desbalanço de potência ativa.

4.2 Influência do fator de qualidade

O fator de qualidade em uma carga é um fator adimensional que define quão sub amortecido é um oscilador e pode ser definido como a razão entre a energia inicial armazenada na carga e a energia perdida em um radiano do ciclo de oscilação. Dada uma determinada frequência de ressonância, a potência reativa flui de forma cíclica entre os elementos reativos da carga, de maneira a não fluir para circuitos externos, mantendo assim, por um tempo os níveis de tensão e frequência mesmo em ilhamento. Nesta simulação o desbalanço de potência ativa foi mantido em 0,2 pu e a frequência de oscilação em 60 Hz enquanto o fator de qualidade aumentava. A Tabela 3 mostra que os algoritmos de Sub/Sobrefrequência e Sub/Sobretensão não detectaram os ilhamentos.

Tabela 3. Influência do fator de qualidade

| Fator de Qualidade | SST | SSF | ROCOF | ROCOV |
|--------------------|------|------|-------|-------|
| 0,5 | N.D. | N.D. | D. | D. |
| 1,0 | N.D. | N.D. | D. | D. |
| 1,5 | N.D. | N.D. | D. | D. |
| 2,0 | N.D. | N.D. | D. | D. |
| 2,5 | N.D. | N.D. | D. | D. |

Onde N.D. indica “não detectado” e D. indica “detectado”.

4.3 Acoplamento de Capacitor

O acoplamento de banco de capacitores *shunt* nos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) não deve gerar detecções indevidas. Nesse sistema, os testes foram realizados na barra

2. Foram considerados bancos de capacitores de 0,1 a 0,5 Mvar, conforme apresentado na Tabela 4. Os métodos Sub/Sobretensão e ROCOV tiveram atuações indevidas a partir de 0,3 Mvar, enquanto os demais não. A detecção de ilhamento indevida ocorre nestes casos pois a variação de tensão na barra é proporcional a variação de potência reativa no sistema. Assim, ao acoplar um banco capacitivo de 300 kvar, a variação de tensão extrapolou os limites pré-definidos.

Tabela 4. Acoplamento de capacitor

| Carga (Mvar) | SST | SSF | ROCOF | ROCOV |
|--------------|------|------|-------|-------|
| 0,1 | N.D. | N.D. | N.D. | N.D. |
| 0,3 | D. | N.D. | N.D. | D. |
| 0,5 | D. | N.D. | N.D. | D. |

Onde N.D. indica “não detectado” e D. indica “detectado”.

4.4 Curtos-circuitos

Outro fenômeno que não deve sensibilizar os métodos de detecção de ilhamento é o curto-circuito. Nesse artigo, faltas foram simuladas na barra 2, com duração de 200 ms, ambos com resistência de falta de 0Ω . Os curtos-circuitos considerados foram: trifásico (3F), bifásico-terra (2F-T), bifásico (2F) e monofásico (1F). A Tabela 5 mostra que somente os métodos ROCOF e ROCOV apresentaram atuações indevidas.

Tabela 5. Curto-circuito

| Curto-circuito | SST | SSF | ROCOF | ROCOV |
|----------------|------|------|-------|-------|
| 3F | N.D. | N.D. | D. | D. |
| 2F-T | N.D. | N.D. | N.D. | D. |
| 2F | N.D. | N.D. | N.D. | N.D. |
| 1F | N.D. | N.D. | N.D. | N.D. |

Onde N.D. indica “não detectado” e D. indica “detectado”.

5. CONCLUSÕES

O ilhamento não intencional pode degradar a qualidade do sistema elétrico, bem como dos equipamentos que o compõe, além de representar risco a vida das equipes de manutenção. Assim sendo, a proteção anti-ilhamento é de fundamental importância e deve atuar no menor tempo possível.

As simulações em tempo real favorecem testes com maior precisão. Assim, os métodos de detecção puderam ser avaliados com base em aspectos como atrasos e latências na comunicação de dados entre os dispositivos envolvidos na detecção do ilhamento.

Com base nas simulações apresentadas neste artigo, destaca-se o algoritmo ROCOF que possui a menor ZND e menores tempos de atuação. Da mesma forma, o algoritmo ROCOV alcançou bons resultados em tempo e ZND, porém teve detecções indevidas. Como já é de conhecimento, os métodos Sub/Sobrefrequência e Sub/Sobretensão apresentam grandes ZNDs, o que foi comprovado ao longo das simulações. De forma geral, para o sistema teste e as condições apresentadas, os métodos mais apropriados a detecção de ilhamento são o ROCOF e o ROCOV.

AGRADECIMENTOS

Gostaríamos de agradecer a Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado do Rio Grande do Sul (FAPERGS) pelo financiamento a este trabalho vinculado ao projeto 19/2551-0001285-3 contemplado no edital 04/2019 do programa Auxílio Recém-Doutor e ao programa FIPE – ARD e FIPE-JUNIOR/UFSM. Este estudo também foi parcialmente financiado pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES/PROEX) – código 001.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. (2016). Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional. (2016) PRODIST Módulo 3 - Acesso ao sistema de distribuição. Agência Nacional de Energia Elétrica.
- Brito, M. A. G., Alves, M. G., Sampaio, L. P. e Canesin, C. A. (2018). Estratégias de anti-ilhamento aplicadas a sistemas de geração distribuída fotovoltaica. *Revista Eletrônica de Potência*, 23, n°2, 226-234.
- Grebla, M., Yellajosula, J. R. A. K. e Høidalen, H. K. (2020). Adaptive frequency estimation method for ROCOF islanding detection relay. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 35, n°4, 1867-1875.
- Gupta, P., Bhatia R. S. e Jain, D. K. (2015). Average absolute frequency deviation value based active islanding detection technique. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6, n° 1, 26-35.
- IEEE. (2003). Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE Standard 1547.
- Li, C., Cao, C., Cao, Y., Kuang, Y., Zeng, L., Fang, B. (2014). A review of islanding detection methods for microgrid, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 35, 211-220.
- Marchesan, G., Maresch, K., Cardoso, G., Morais, Adriano P., Murano, M. R. (2021). Distributed Synchronous generation ride-through enhancement by anti-islanding protection blocking, *Electric Power Systems Research*, 196, 107232.
- Merino, J., Mendoza-Araya, P., Venkataramanan, G. e Baysal, M. (2015). Islanding detection in microgrids using harmonic signatures. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30, n° 5, 2102-2109.
- Memon, A. A. e Kauhaniemi, K. (2021) Real-Time Hardware-in-the-Loop testing of IEC 61850 GOOSE-based logically selective adaptive protection of AC Microgrid. *IEEE Access*, 9, 154612-154639.
- Mishra, P. P. e Bhende, C. N. (2017). A passive islanding detection technique with reduced complexity for

- distributed generations," *2017 7th International Conference on Power Systems (ICPS)*, Pune, 830-835.
- Nassif, A. e Madsen, C. (2017) A real case application of ROCOF and vector surge relays for anti-islanding protection of distributed energy resources. *2017 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, Saskatoon, SK, 1-5.
- Pereira, N. X. (2019). Desafios e perspectivas da energia solar fotovoltaica no brasil: geração distribuída vs geração centralizada. Tese de Mestrado, Departamento de Ciências Ambientais, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, São Paulo.
- Razavi, S., Rahimi, E., Javadi, M. S., Nezladi, A. E., Lofti, M., Shafie-Klah, M., Catalão, J. P. S. (2019). Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 105, 157-167.
- Rostami, A., Abdi, H., Moradi, M., Olamaei, J. e Naderi, E. (2016). Islanding Detection based on ROCOV and ROCORP parameters in the presence of synchronous DG applying the capacitor connection strategy. *Electric Power Components and Systems*, 45(3), 315-330.
- Vyas, S., Kumar, R. e Kavasseri, R. (2016). Data analytics and computational methods for anti-islanding of renewable energy based distributed generators in power grids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69, 493-502.
- Zamani, R., Golshan, M. H., Alhelou, H.H. Alhelou e Hatziargyriou, N. (2019). A novel hybrid islanding detection method using dynamic characteristics of synchronous generator and signal processing technique. *Electric Power Systems Research*, 175, 2-9.
- Zeineldin, H. H. e Kirtley, J. L. (2009). Performance of the OVP/UVF and OFP/UFV method with voltage and frequency dependent loads, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 24, n° 2, pp. 772-778.
- Zhou, H., Chen, S., Lu, X., Yu, C., Hu, W., Deng, Q. e Zhou, A. D. (2018). Modeling and synchronization stability of low-voltage active distribution networks with large-scale distributed generations., *IEEE Access*, 6, 70989-71002.