

Análise dos Métodos de Proteção Anti-ilhamento em Sistemas com Múltiplos Geradores Distribuídos

Maria Eduarda Leão Ramos Vicente Ribeiro *
Aurélio Luiz Magalhães **

* *Universidade Federal de Itajubá - Campus de Itabira, Minas Gerais,
Brasil (e-mail: dudaleao@unifei.edu.br)*

** *Universidade Federal de Itajubá - Campus de Itabira, Minas Gerais,
Brasil (e-mail: aurelio.coelho@unifei.edu.br)*

Abstract: Due to the growth of renewable resources in electrical power systems, it is essential to study and analyze possible events that impact the safety of the system. One of these abnormal events is the islanding of distributed generators. The islanding consists of an isolated operation of distributed generators and their respective loads, hence, part of the system is disconnected from the utility, but still in operation. This operation can bring numerous negative consequences: both for the electricity grid and its equipment, as well as for operators and users of the network. It is of great importance to adopt effective and safe island detection methods. Therefore, this work aims to analyse and evaluate common methods of anti-islanding protection considering multiple distributed generators in low voltage, from the simulation of an IEEE 13-bus system with two wind farms and one photovoltaic power plants using MATLAB/SIMULINK.

Resumo: Devido ao crescimento de fontes renováveis nos sistemas elétricos de potência, torna-se fundamental estudar e analisar possíveis eventos que impactam na segurança operacional do sistema. Um desses eventos anormais é o ilhamento de geradores distribuídos. O ilhamento consiste em uma operação isolada de geradores distribuídos e suas respectivas cargas, ou seja, parte do sistema encontra-se desconectado da concessionária de energia, porém ainda energizado. Esta operação pode trazer inúmeras consequências negativas tanto para a rede elétrica e seus equipamentos, quanto para operadores e usuários da rede. É de grande importância adotar métodos de detecção de ilhamento eficazes e seguros. Assim sendo, este trabalho consiste em analisar os métodos comumente utilizados para a proteção anti-ilhamento e avaliá-los diante da presença de múltiplas gerações distribuídas em baixa tensão, a partir da simulação de um sistema teste IEEE 13 barras com a presença de dois parques eólicos e uma usina fotovoltaica, através do *software* MATLAB/SIMULINK.

Keywords: Protection, anti-islanding, distributed generation, wind farm, photovoltaic power plant.

Palavras-chaves: Proteção, anti-ilhamento, geração distribuída, parques eólicos, usinas fotovoltaicas.

1. INTRODUÇÃO

Sabe-se que a penetração de fontes distribuídas vem aumentando ao longo dos anos, principalmente no Brasil, que possui uma matriz elétrica predominantemente renovável, EPE (2020). Dentro da matriz elétrica, tem-se 10,60% da potência total correspondente às usinas eólicas e 1,94% às usinas fotovoltaicas, ANEEL (2021).

Inúmeras são as vantagens de uma geração renovável, como por exemplo, suprir o aumento da demanda de energia e ser mais sustentável que as demais. Contudo, o crescimento da geração distribuída (GD) no sistema elétrico de potência (SEP) traz consigo alguns problemas, já que grande parte dos SEP estão arquitetados para uma geração centralizada. Além dos efeitos que a GD pode causar na rede elétrica, eventos anormais comumente

relatados podem ser agravados na presença desse tipo de geração, como é o caso da desconexão de parte do sistema devido à faltas ou manobras indevidas. Isto é um problema porque, se a parte desconectada da rede principal possuir geradores distribuídos, estes poderão manter a energização do subsistema isolado de forma não intencional. Esta operação isolada de uma porção do sistema é conhecida como ilhamento, Xiao et al. (2017).

O ilhamento não intencional deve ser detectado e encerrado dentro de um tempo pré-estabelecido por norma, em virtude das consequências negativas geradas, como o risco à segurança dos operadores, variação de grandezas elétricas na parte ilhada, gerando problemas para os consumidores, além de afetar a coordenação da proteção do sistema Meira et al. (2010).

Isto posto, nota-se a importância de um método eficaz e confiável para detecção e proteção anti-ilhamento. Na literatura, são encontrados diversos métodos e aplicações distintas, destacando-se os métodos passivos, ativos ou baseados em comunicação remota.

Os métodos passivos utilizam apenas relés de proteção para monitoramento de grandezas elétricas do sistema. Assim, quando alguma variação é detectada, o ilhamento pode ser identificado. No entanto, existem situações em que as grandezas elétricas permanecem dentro da faixa normal de operação, mesmo com a desconexão da concessionária, e portanto o relé não identifica o ilhamento. Por isso, em algumas aplicações, utiliza-se métodos ativos de identificação do ilhamento.

Os métodos ativos consistem em injetar um pequeno distúrbio na GD capaz de interferir em grandezas como frequência e amplitudes de tensão e corrente, Paiva et al. (2014). Em situações normais de funcionamento, essas grandezas serão controladas pela concessionária. Entretanto, quando o gerador distribuído opera ilhado, essas variações não são corrigidas e se tornam perceptíveis pelos dispositivos de proteção.

Portanto, para uma contribuição dentro desse tema, um sistema teste IEEE 13 barras foi simulado com a presença de dois parques eólicos (PE) e uma usina fotovoltaica (UF) para assim analisar os métodos de proteção anti-ilhamento já consolidados, e avaliar a eficácia deles na presença de múltiplos geradores distribuídos.

Este trabalho está estruturado em cinco seções principais: seção introdutória, revisão bibliográfica, metodologia, resultados e conclusões.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Requisitos normativos para acesso de GD à rede

Existem diversos requisitos para o acesso de micro e mini-geração distribuída na rede. Tais exigências são tabeladas no Módulo 3 do PRODIST (ANEEL. (2017)). Um desses requisitos é que, para terem acesso ao sistema de distribuição, devem possuir equipamentos de proteção anti-ilhamento.

Como equipamento de proteção, os relés mais usuais para este fim são: sub/sobretensão (ANSI 27/59), sub/sobre frequência (ANSI 81) e taxa de variação de frequência (ANSI 81R). Sendo sub/sobretensão e sub/sobre frequência funções mínimas exigidas para conexão de centrais geradoras, de acordo com o Módulo 3 do PRODIST, ANEEL. (2017), tornando a utilização para proteção anti-ilhamento bem comum. O IEEE 1547 (IEEE (2009)) estabelece regras para conexão de geradores distribuídos à rede elétrica, desde análise até manutenção, e foi usada como base para a conexão dos parques eólicos no presente trabalho. Além desta, utilizou-se a norma IEC 62116:2012, citada em Silva (2016) e Silveira et al. (2020), para a proteção anti-ilhamento dos painéis fotovoltaicos. Nas Tabelas 1 e 2, é possível observar tais normas e seus respectivos limites em relação à tensão, frequência e tempo de desconexão.

Tabela 1. IEEE 1547 - Conexão GD na rede elétrica - Adaptado IEEE (2009)

IEEE 1547	
Tensão (pu)	Tempo de desconexão (s)
$V < 0,5$	0,16
$0,5 \leq V < 0,88$	2
$0,88 \leq V \leq 1,1$	Operação Normal
$1,1 < V < 1,2$	1
$V \geq 1,2$	0,16
Frequência (Hz)	Tempo de desconexão (s)
$f < 59,3$	0,16
$f > 60,5$	0,16
Fator de qualidade da carga (Q_f)	
1	

Tabela 2. IEC 62116 - Conexão Usina Fotovoltaica na rede elétrica - Adaptado Silva (2016)

IEC 62116	
Tensão (pu)	Tempo de desconexão (s)
$V \leq 0,85$	2
$0,85 < V < 1,15$	Operação Normal
$V \geq 1,15$	2
Frequência (Hz)	Tempo de desconexão (s)
$f < 58,5$	1
$f > 61,5$	1
Fator de qualidade da carga (Q_f)	
1	

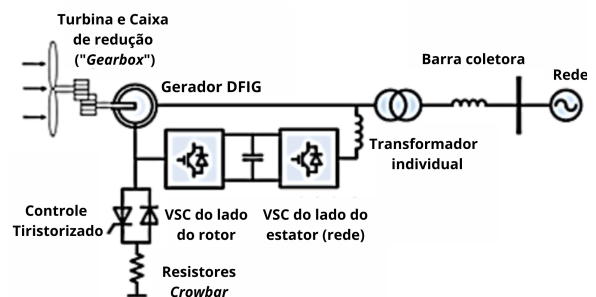


Figura 1. DFIG aplicado em geração eólica de Araujo Lima (2017)

2.2 Proteção de GDs baseadas em aerogeradores

Normalmente, utiliza-se apenas relés de frequência para detecção desse evento (método passivo), sendo satisfatório para casos como Meira et al. (2010), quando se tem um gerador eólico utilizando máquinas de indução duplamente alimentadas. Os resultados da análise em Meira et al. (2010) sugerem que, para esse tipo de aplicação, o método passivo com relé 81 é bem eficiente. Isto se deve ao fato do DFIG perder a referência de frequência por causa da desconexão da rede principal. Os artigos Liu and Thomas (2011) e Datta et al. (2016) também apresentam métodos efetivos de detecção de ilhamento baseado em frequência, mais precisamente proteção ANSI 81R, para sistemas de geração eólica com DFIG.

2.3 Proteção de GDs baseadas em painéis fotovoltaicos

Tratando-se de geração fotovoltaica, em que inversores são conectados à rede, utilizar apenas o relé 81 pode não ser ideal, por isso métodos ativos são utilizados para esse tipo de geração. De acordo com a IEEE Std 929-2000 (iee

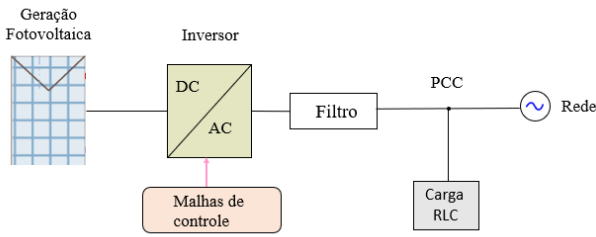


Figura 2. Diagrama de um sistema fotovoltaico - Adaptado Bourguiba et al. (2016)

(2000)), apenas métodos passivos de proteção não conseguem detectar o ilhamento de usinas fotovoltaicas, por exemplo, caso haja um balanceamento entre carga e gerador. Dessa forma, a norma estabelece métodos ativos como uma forma mais confiável para proteção anti-ilhamento dessas GDs. Assim, Silva (2016), Costa et al. (2020), Reis et al. (2015) e Lohmann et al. (2018) avaliaram métodos ativos, que perturbam a frequência do sistema, como sendo eficazes para o caso da geração fotovoltaica. Na Figura 2 é apresentado um modelo de sistema fotovoltaico comumente utilizado na literatura e em sistemas reais.

2.4 Métodos anti-ilhamento de GDs

Segundo a IEEE 1547, a fim de testar as metodologias de proteção anti-ilhamento para geradores distribuídos conectados através inversores, deve-se considerar o pior cenário: uma carga RLC tal que consuma toda a potência ativa, através do elemento resistivo, enquanto o indutor e o capacitor, estando esses em paralelo, tenham uma frequência de ressonância igual a frequência de rede Reis et al. (2015).

Pode-se ainda expressar o fator de qualidade da carga (Q_f) em função das potências ativa (P), reativa indutiva (Q_L) e reativa capacitiva (Q_C), de acordo com a IEEE 929:

$$Q_f = \frac{\sqrt{Q_L Q_C}}{P} \quad (1)$$

3. METODOLOGIA

A fim de validar os métodos de proteção anti-ilhamento, foi realizada uma simulação através do software MATLAB/SIMULINK. Esse ambiente de simulação conta com uma vasta biblioteca de componentes e modelos prontos, dentre esses, destaca-se o sistema IEEE 13 barras, o modelo de turbina eólica com gerador do tipo DFIG e o modelo de usina fotovoltaica. Esses três modelos foram modificados para compor o sistema do presente trabalho, cujo diagrama unifilar simplificado está apresentado na Figura 3.

3.1 Sistema-teste IEEE 13 barras

O sistema IEEE 13 barras é uma rede de distribuição desbalanceada, contendo partes trifásicas, bifásicas e monofásicas. Bastante utilizada em testes com geração distribuída, como em Katić et al. (2017), esse sistema possui

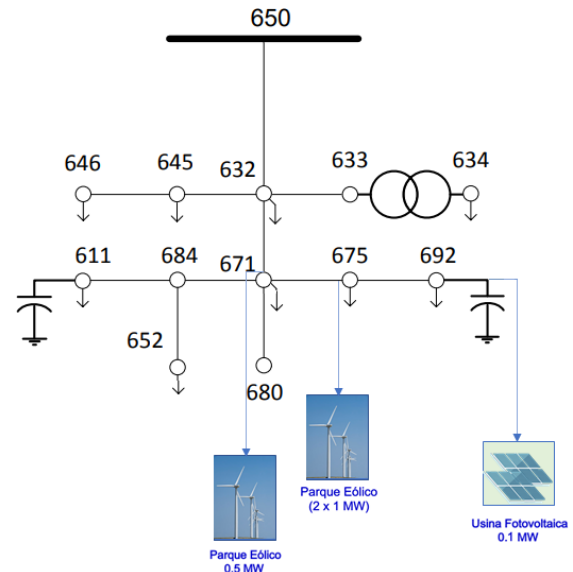


Figura 3. Diagrama do Sistema Teste IEEE 13 Barras com modificações - Adaptado CARVALHO et al. (2012)

13 barras, contando com a subestação, e tensão principal de 4,16 kV. A rede de distribuição IEEE 13 barras possui cargas na rede do tipo potência constante (PQ), impedância constante (Z) e corrente constante (I), além de um ramo com carga distribuída e capacitores *shunt*, possui uma demanda total de aproximadamente 4 MVA.

3.2 Parque Eólico Implementado

Um parque eólico de 2 MW composto por duas turbinas eólicas de 1 MW cada, conectadas a um sistema de distribuição de baixa tensão, 575 V, foi adicionado a barra 675 do sistema. Esse nível de potência representa 61% do valor de potência instalado no sistema IEEE 13 barras. Tais valores foram baseados em uma minigeração distribuída, conforme ANEEL. (2017), em que a potência deve ser menor ou igual a 5 MW, e conectados a baixa ou média tensão. Esse composto exporta energia para a rede de 4,16 kV, através de um transformador 4,16 kV/575 V. Já na barra 671 adicionou-se uma turbina eólica de 0,5 MW, também em 575 V. Além do mais, nesse modelo, as entradas do bloco do parque eólico consistem em uma velocidade do vento constante em 11 m/s e uma potência reativa produzida pela turbina eólica regulada em 0 Mvar.

O enrolamento do estator do DFIG é conectado diretamente à rede de 60 Hz enquanto o rotor é alimentado em frequência variável através do conversor *back-to-back*, MathWorks (2021b), sendo as chaves disparadas utilizando a técnica PWM.

Em se tratando das malhas de controle, foi definido um controlador de *pitch* do tipo proporcional integral (PI) para manter a velocidade em 1,2 pu, mesmo em condições que a velocidade do vento for superior à definida como nominal para o modelo, no caso 11 m/s. Por essa razão, a velocidade de entrada foi definida como sendo 11 m/s também, para garantir uma estabilidade mais rápida do modelo simulado. Além disso, é necessário garantir o sincronismo do conversor com a rede elétrica, portanto, o modelo possui um sistema *Phase Locked Loop* (PLL),

assim como um controlador do tipo PI para o controle da tensão do barramento de corrente contínua (CC).

É importante ressaltar que os modelos agregados ao sistema possuem um certo período para estabilidade, principalmente devido à inércia do gerador. Por conseguinte, foi necessário diminuir a inércia em 100 vezes, para a estabilidade se dar em torno de 0,1 s, caso contrário o conjunto somente entraria em estabilidade após 100 s, e desse modo, as simulações ficariam inviáveis.

Além disso, uma carga RLC foi agregada em ambos os PCC dos parques eólicos. No conjunto do parque eólico de 2 MW a carga foi modelada com um fator de qualidade ($Q_f = 1$), em conformidade com a IEEE 1547. No entanto, para o parque eólico de 0,5 MW adotou-se um fator de qualidade inferior, de 0,5, a fim de comparar qual seria mais adequado para representar o pior cenário de carga do sistema. Ambas as cargas foram modeladas a partir das potências ativa, reativa indutiva e reativa capacitiva, com base na equação (1) e considerando sempre $Q_L = Q_C$.

3.3 Usina Fotovoltaica Implementada

Um painel fotovoltaico de 100 kW é conectado ao sistema IEEE 13 barras por meio de um transformador 4,16 kV/260 V, um conversor *boost* de 5 kHz e um conversor trifásico de fonte de tensão, *Voltage Source Converter* (VSC). Como o sistema fotovoltaico depende da irradiância solar, é usada uma técnica conhecida como *Maximum Power Point Tracking* (MPPT). Essa técnica garante extrair energia máxima em qualquer circunstância ao variar o ciclo de trabalho a fim de gerar tensão necessária para tal condição. O MPPT é implementado no conversor boost através do painel fotovoltaico, que fornece um máximo de 100 kW a 1000 W/m^2 de irradiância solar, MathWorks (2021a). A simulação foi feita com uma irradiância constante em 1000 W/m^2 e uma temperatura também constante de $25 \text{ }^\circ\text{C}$, pois, apesar de existir o MPPT, a estabilidade do sistema foi necessária para melhor visualização do objetivo final deste trabalho.

O conversor VSC, além de converter a tensão de corrente contínua, também mantém o fator de potência unitário, segundo MathWorks (2021a). Assim como no modelo do parque eólico, a usina fotovoltaica usa um sistema de controle com duas malhas, sendo a mais externa a que controla a tensão do barramento CC e a interna controla as componentes de corrente ativa e reativa (I_d e I_q), MathWorks (2021a).

Com a presença da usina fotovoltaica no sistema, acrescentou-se uma carga RLC em paralelo no PCC. Essa carga foi modelada com um fator de qualidade igual a 1, conforme IEC 62116, sendo modelada com potência ativa igual a injetada pela usina fotovoltaica, 100 kW, e, portanto, as potências reativa indutiva e reativa capacitiva também iguais a 100 kW, com base na equação (1) para um $Q_f = 1$ e $Q_L = Q_C$ representando o pior cenário de carga.

3.4 Implementação da Proteção Anti-ilhamento

O sistema de proteção anti-ilhamento para as unidades DFIG compreende um relé de frequência, ANSI 81, para

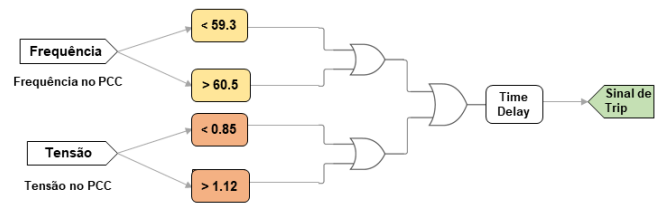


Figura 4. Modelo de relé de frequência e tensão

detecção de frequências abaixo ou acima do limiar estabelecido e relé de tensão 27/59, de sub e sobretensão, como um *backup*. Adotou-se 59.3 Hz como limiar inferior de frequência e 60.5 Hz como limiar superior, seguindo a IEEE 1547, e 0,85 pu e 1,2 pu como limites dos relés de tensão. Portanto, caso ocorra um ilhamento, será necessário detectar em até 0,16 s, de acordo com a Tabela 1. A implementação deste relé no software MATLAB/Simulink se deu por meio de blocos de portas lógicas, conforme esquema mostrado na Figura 4.

A medição de frequência desse sistema foi realizada através de um diagrama em que, a partir da tensão no ponto comum de conexão, os dados de frequência foram aquisitados através do sistema PLL. A saída de frequência desse sistema foi direcionada a um filtro passa-baixa com frequência natural estabelecida em 60 Hz.

Dessa forma, o relé manda um sinal de *trip* (disparo) para o disjuntor responsável pelo desligamento da unidade geradora sempre que a medição de frequência ou a de tensão estiverem fora do padrão estabelecido. Fato este que deve ocorrer em situações de ilhamento, já que o modelo DFIG perde a referência do sistema quando este se desconecta, variando as grandezas medidas.

A usina fotovoltaica conta com uma proteção anti-ilhamento do tipo ativa, em que ocorre uma injeção de reativo no conjunto a fim de provocar uma perturbação capaz de retirar o equilíbrio entre a carga RLC modelada e a rede. Dessa forma, a variação de reativo provoca mudança na tensão no PCC e consequente mudança na frequência.

O método utilizado para injeção de reativo foi por meio das malhas de controle, em que adicionou-se uma malha para o controle de energia reativa e assim variou-se potência reativa através de uma entrada em degrau e com isso, tem-se a variação de frequência. Desta maneira, o relé de frequência foi igualmente configurado para detectar sub/sobre frequência causada pelo ilhamento em conjunto com a injeção de reativo, sendo 58,5 Hz o limite inferior e 61,5 Hz o limite superior, seguindo orientação da IEC 62116, e ainda segundo a Tabela 2, o fenômeno deve ser detectado em até 1 s. A potência reativa injetada na malha PLL foi de 10% da potência ativa do sistema fotovoltaico e o esquema implementado pode ser visualizado na Figura 5.

O procedimento de verificação das proteções anti-ilhamento se deu em partes: primeiramente, acrescentou-se somente o parque eólico na barra 671 e uma chave foi aberta na barra 632, desconectando todo o sistema da concessionária (barra 650), e a frequência do PCC foi monitorada, bem como o sinal de saída (*output*) do relé de frequência, isto é, um sinal binário em que 0 significa que não houve atuação e 1 significa que houve atuação da proteção.

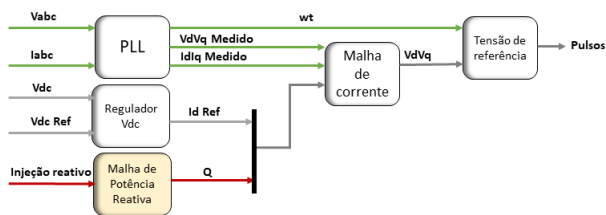


Figura 5. Esquema de controle

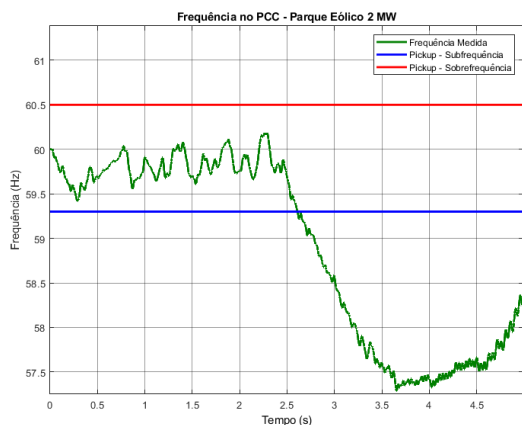


Figura 6. Medição de frequência no PCC - Parque Eólico 2 MW

Logo após, acrescentou-se mais um parque eólico, agora na barra 675, e desta forma o mesmo procedimento descrito anteriormente foi realizado. Por fim, a usina fotovoltaica foi adicionada na barra 692, observando se a mesma influenciou as outras duas proteções, além de analisar se a proteção da usina fotovoltaica foi suficiente para a situação de ilhamento do conjunto.

4. RESULTADOS

Com o sistema descrito na seção 3, e uma vez modelado e implementado no MATLAB, pode-se analisar e observar as curvas geradas para entender o comportamento do sistema.

1º caso: Um parque eólico no sistema

Primeiramente, o parque eólico de 2 MW foi inserido com uma carga de fator de qualidade igual a 1, e após 2,5 s o disjuntor da barra 632 foi aberto. Assim, as informações de frequência, tensão e sinal de *trip* do relé foram obtidas.

Nas Figuras 6 e 7 observa-se a resposta da frequência e do sinal do relé de proteção. Após o ilhamento em 2,5 s há uma queda de tensão, e tal fato provoca frequência abaixo do valor de *pickup*, limiar de operação da função de proteção, observada na Figura 6, acarretando em uma atuação do relé de proteção, cujo sinal pode ser visualizado na Figura 7.

O relé enviou um sinal de *trip* para o disjuntor do gerador PE 2 MW aproximadamente no instante 2,6 s, portanto, o ilhamento foi identificado em 0,1 s, respeitando o tempo máximo da norma IEEE 1547.

Neste primeiro caso, através das Figuras 6 e 7, observa-se que o relé 81 (sub/sobrefrequência) pôde prover uma

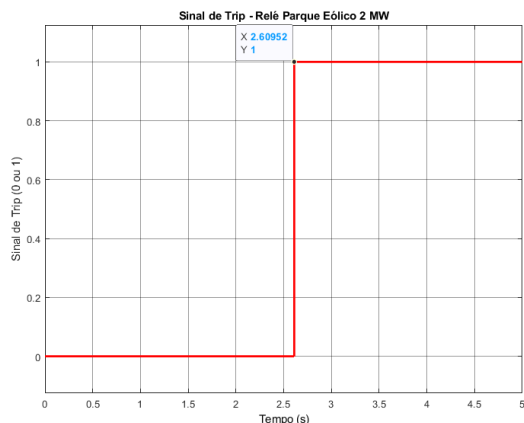


Figura 7. Sinal de Trip - Relé de proteção do Parque Eólico 2 MW

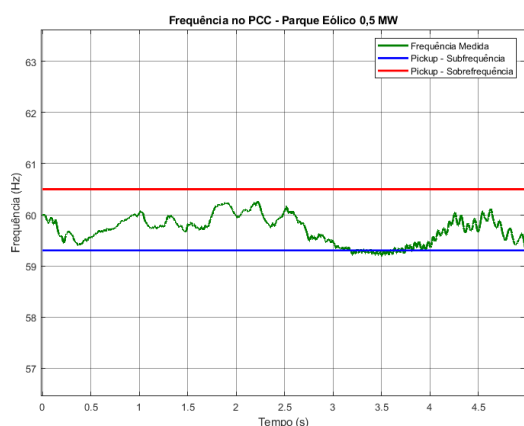


Figura 8. Medição de frequência no PCC - Parque Eólico 0,5 MW

proteção segura, já que atuou dentro do tempo definido de 0,16 s.

2º Caso: Dois parques eólicos no sistema

Logo após, o segundo parque eólico, de 0,5 MW com carga RLC de fator de qualidade igual a 0,5, foi adicionado ao sistema, na barra 671, e o mesmo procedimento descrito anteriormente foi seguido. Nas Figuras 8 e 9 observa-se a medição e proteção desse segundo conjunto adicionado ao sistema. Após o desligamento da concessionária, a proteção somente conseguiu detectar após um instante de tempo superior ao anterior. A detecção ocorreu no instante 3,17 s, portanto 0,67 s depois da desconexão, ultrapassando os 0,16 s estabelecidos pela IEEE 1547. Logo, sendo o método passivo anti-ilhamento não satisfatório nessa situação.

Entende-se que o acréscimo do parque eólico de 0,5 MW não influenciou no resultado do parque eólico de 2 MW, já que tanto frequência quanto tensão se mantiveram iguais a primeira simulação, por tal razão, o dispositivo de proteção continuou identificando o ilhamento dentro do tempo e desconectando o PE 2 MW. Vale ainda destacar a diferença entre as cargas RLC, já que o conjunto com a carga modelada conforme a norma IEEE 1547 apresentou variação significativa durante o ilhamento, diferentemente de uma carga com Q_f inferior. Isto posto, pode-se compreender que para simular o pior cenário possível de detecção do

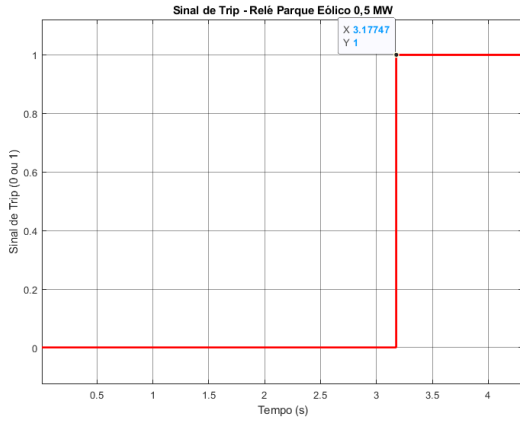


Figura 9. Sinal de Trip - Relé de proteção do Parque Eólico 0,5 MW

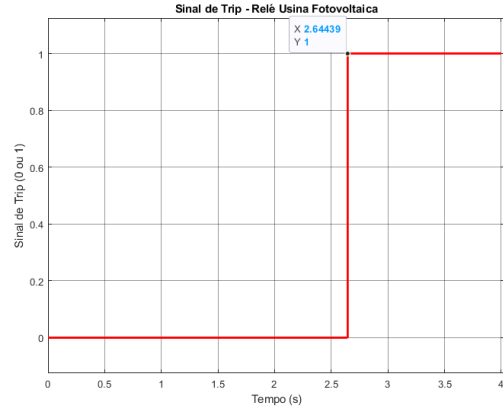


Figura 11. Sinal de Trip - Relé de proteção da Usina Fotovoltaica

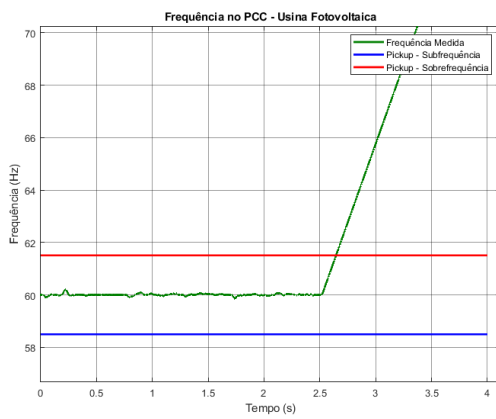


Figura 10. Medição de frequência no PCC - Usina Fotovoltaica

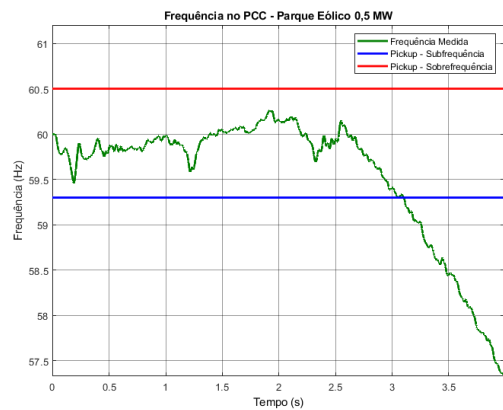


Figura 12. Medição de frequência no PCC - Parque Eólico 0,5 MW

ilhamento e averiguar as proteções nessa circunstância, concordante com a proposta deste trabalho, a melhor alternativa é um fator de qualidade menor que 1.

3º Caso: dois parques eólicos e uma usina fotovoltaica

Por fim, a usina fotovoltaica foi conectada no sistema, e novamente repetiu-se o procedimento. Dessemelhantemente das outras GD, a usina fotovoltaica conta com uma proteção do tipo ativa, assim, a injeção de reativo ocorreu inicialmente em 2 s, instante que o sistema ainda não se encontrava ilhado, e nesse período não detectou-se uma variação da frequência no PCC devido ao controle, porém, no momento do ilhamento, a frequência subiu demasiadamente permitindo a detecção pelo relé de frequência, conforme Figuras 10 e 11, em um período de 0,14 s, isto é, respeitando o tempo estabelecido pela IEC 62116.

Por outro lado, observa-se que, com a presença da usina fotovoltaica, os relés que protegiam os sistemas de parques eólicos não foram capazes de detectar o ilhamento em tempo hábil. Nas Figuras 12 e 13 nota-se a morosidade na variação da frequência no PCC do PE 0,5 MW, e, por tal motivo, o gerador não foi desligado dentro do tempo estabelecido pela norma IEEE 1547. A detecção ocorreu após 0,6 s. Vale reforçar que o tempo de desconexão estabelecido e utilizado aqui para os parques eólicos é diferente do tempo de desconexão acertado para a usina fotovoltaica.

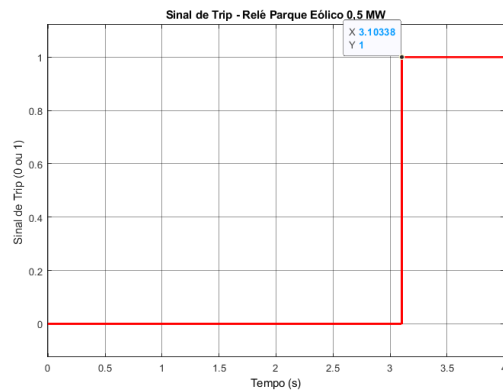


Figura 13. Sinal de Trip - Relé de proteção do Parque Eólico 0,5 MW

Diferentemente do 2º caso em que a proteção do PE 2 MW continuou atuando dentro dos 0,16 s mesmo com influência de outro gerador, no caso 3 o PE 2 MW também não foi desconectado a tempo, pois demorou aproximadamente 0,5 s para a identificação do ilhamento. Tal fato é visto nas Figuras 14 e 15.

Tendo esse resultado em vista, testou-se o mesmo método de injeção de reativo usado para a UF, nos parques eólicos com a finalidade de testar em quanto tempo a detecção ocorre. Como os modelos de PE já dispunham de uma malha de controle de potência, foi necessário apenas inserir

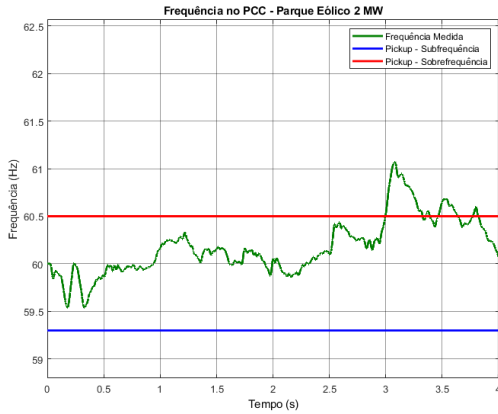


Figura 14. Medição de frequência no PCC - Parque Eólico 2 MW

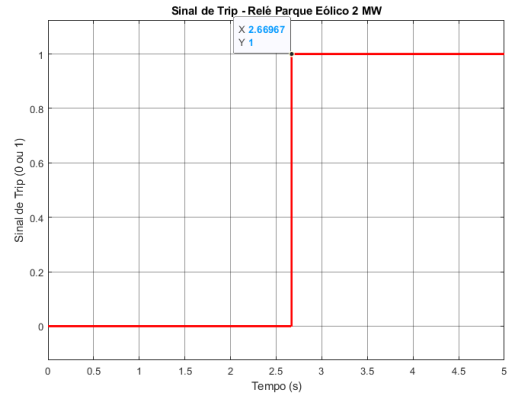


Figura 17. Sinal de Trip - Relé de proteção do Parque Eólico 2 MW

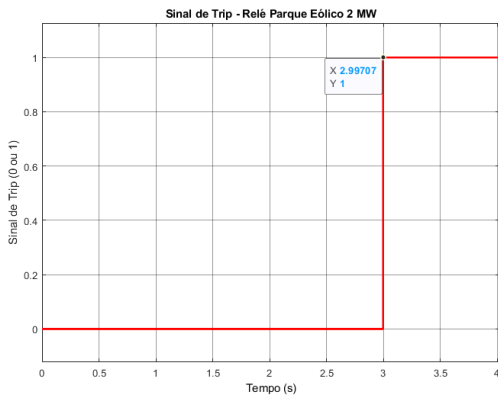


Figura 15. Sinal de Trip - Relé de proteção do Parque Eólico 2 MW

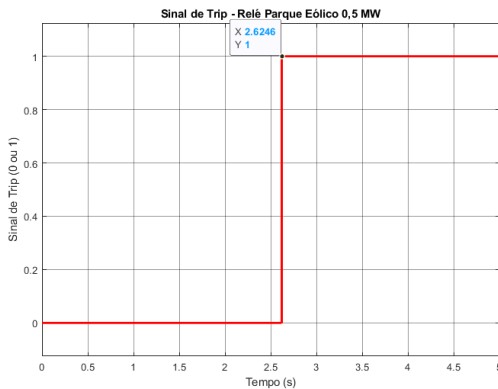


Figura 16. Sinal de Trip - Relé de proteção do Parque Eólico 0,5 MW

a potência reativa que seria produzida, como dado de entrada. Obteve-se os resultados dos relés do PE 0,5 MW e do PE 2 MW, Figuras 16 e 17. Com o método ativo, o tempo de desconexão foi de aproximadamente, em ambos os casos, 0,16 s, isto significa que o tempo de percepção do evento foi satisfatório.

A Tabela 3 mostra todos os resultados obtidos para cada caso, em que pode-se avaliar se a proteção conseguiu detectar dentro do tempo definido. Definiu-se como critério de avaliação qual tipo de carga, a partir do Q_f , o tipo de método de detecção utilizado (ativo ou passivo), e se a proteção atuou dentro do tempo limite ou não. Conforme

mencionado nessa seção, a detecção de ilhamento do tipo passiva, usada nos parques eólico, ocorreu somente sem a presença da usina fotovoltaica e quando a carga RLC apresentou fator de qualidade igual a 1. Ainda foi observado que, durante a detecção do tipo ativa, as proteções dos 3 geradores distribuídos do sistema atuaram dentro dos respectivos tempos (0,16 s para parques eólicos e 1 s para usina fotovoltaica).

Tabela 3. Resultados da simulação

1º Caso			
Tipo de GD	Q_f	Método	Resultado
Gerador Eólico 1	1	Passivo	Detectou
2º Caso			
Tipo de GD	Q_f	Método	Resultado
Gerador Eólico 1	1	Passivo	Detectou
Gerador Eólico 2	0,5	Passivo	Não detectou
3º Caso I			
Tipo de GD	Q_f	Método	Resultado
Gerador Eólico 1	1	Passivo	Não Detectou
Gerador Eólico 2	0,5	Passivo	Não detectou
Usina Fotovoltaica 2	1	Ativo	Detectou
3º Caso II			
Tipo de GD	Q_f	Método	Resultado
Gerador Eólico 1	1	Ativo	Detectou
Gerador Eólico 2	0,5	Ativo	Detectou
Usina Fotovoltaica 2	1	Ativo	Detectou

5. CONCLUSÕES

A partir dos resultados obtidos, pode-se analisar e auferir que os métodos de detecção de ilhamento propostos na literatura, com base em normas, dependem de uma série de fatores para serem realmente efetivos. A disposição das cargas no sistema, os valores de potência por elas consumidas, bem como a influência de outros grupos geradores são fatores determinantes para o desempenho da proteção dos relés de frequência e tensão em casos de ilhamento.

A proteção anti-ilhamento do tipo ativa da geração fotovoltaica apresentou um bom desempenho, mesmo com a presença de outras gerações distribuídas na rede e com o pior cenário de carregamento, pois teve um tempo de detecção e desconexão muito inferior a 1 s. Já a proteção anti-ilhamento do tipo passiva dos parques eólicos apresentou falhas. No segundo caso, ao simular somente os dois

parques eólicos, o PE 0,5 MW somente foi desconectado após 0,67 s devido ao seu tipo de carga, e durante o terceiro caso, a detecção do ilhamento por parte da proteção do PE 0,5 MW foi em 0,6s e do PE 2 MW foi 0,5 s. Com isso, conclui-se a influência da usina fotovoltaica nos parâmetros do sistema, resultando em uma demora da atuação da proteção dos parques eólicos.

À vista disso, testou-se o método ativo também para os dois parques eólicos. A injeção de uma porção reativa causou uma perturbação no equilíbrio do sistema e consequentemente o ilhamento conseguiu ser detectado em um tempo menor que 0,16 s. Deste modo, é possível concluir que o tipo de proteção ideal para determinada geração distribuída não tem apenas um padrão a ser seguido, dado que depende de outros elementos da rede elétrica. Torna-se imprescindível testar métodos e avaliá-los de acordo com cada projeto, antes de uma possível implementação desse tipo de proteção.

Ademais, sugere-se para trabalhos futuros realizar um estudo sobre a comunicação remota, para detecção de uma desconexão, com objetivo de entender as vantagens e desvantagens em relação aos outros métodos de proteção anti-ilhamento. Outro estudo sugerido e de grande importância é uma análise de curto-circuito nesse sistema com intuito de verificar a dinâmica da proteção frente a faltas elétricas que são tão presentes no SEP. Pode-se ainda desenvolver um estudo de qualidade de energia devido à injeção de reativos no sistema para proteção do tipo ativa, analisando possíveis impactos e formas de mitigação.

REFERÊNCIAS

- (2000). IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems. *IEEE Std 929-2000*, i–. doi:10.1109/IEEESTD.2000.91304.
- ANEEL. (2017). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição.
- ANEEL (2021). Sistemas de Informações de Geração da ANEEL, Matriz Elétrica Brasileira.
- Bourguiba, I., Houari, A., Belloumi, H., and Kourda, F. (2016). Control of single-phase grid connected photovoltaic inverter. In *2016 4th International Conference on Control Engineering Information Technology (CEIT)*, 1–6. doi:10.1109/CEIT.2016.7929116.
- CARVALHO, R.M.d. et al. (2012). Reguladores de tensão e geração distribuída em uma implementação de fluxo de potência a três e a quatro fios.
- Costa, J.A., Nunes, S., Souza, M.J., Laurindo, B., Suetsumi, W., and Aredes, M. (2020). Detecção Ativa e Passiva de Ilhamento em um Sistema de Baixa Tensão com Geração Solar Fotovoltaica. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE*, 1(1).
- Datta, T., Sinha, A.K., and Bajpai, P. (2016). Analysis of modified ROCOF relays for islanding detection of distribution systems with DFIG. In *2016 21st Century Energy Needs - Materials, Systems and Applications (ICTFCEN)*, 1–6. doi:10.1109/ICTFCEN.2016.8052720.
- de Araujo Lima, D. (2017). *Avaliação dinâmica de ilhamento de subsistemas elétricos com geração dispersa interligados à rede de transmissão*. Ph.D. thesis, PUC-Rio.
- EPE (2020). Matriz Energética e Elétrica. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica> Acessado: 11 jul. 2021.
- IEEE (2009). IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. *IEEE Std 1547.2-2008*, 1–217. doi:10.1109/IEEESTD.2008.4816078.
- Katić, V.A., Stanislavljević, A.M., Dumnić, B.P., and Popadić, B.P. (2017). Comparison of voltage dips detection techniques in microgrids with high level of distributed generation. In *IEEE EUROCON 2017 -17th International Conference on Smart Technologies*, 417–422. doi:10.1109/EUROCON.2017.8011145.
- Liu, B. and Thomas, D. (2011). New islanding detection method for DFIG wind turbines. In *2011 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, 213–217. doi:10.1109/DRPT.2011.5993891.
- Lohmann, A., Romaneli, E.F.R., and Badin, A.A. (2018). Performance Analysis of GEFS and GEVS Anti-Islanding Methods for Three-Phase Grid Connected Photovoltaic Systems. In *2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*, 806–810. doi:10.1109/INDUSCON.2018.8627193.
- MathWorks (2021a). Detailed Model of a 100-kW Grid-Connected PV Array. Disponível em: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/ug/detailed-model-of-a-100-kw-grid-connected-pv-array.html> Acessado: 14 nov. 2021.
- MathWorks (2021b). Wind Farm - DFIG Detailed Model. Disponível em: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/ug/wind-farm-dfig-detailed-model.html> Acessado: 14 nov. 2021.
- Meira, P.C.M. et al. (2010). Análise da proteção antiilhamento de geradores de indução conectados em redes de distribuição de energia elétrica.
- Paiva, S.C., Sanca, H.S., Costa, F.B., and Souza, B.A. (2014). Reviewing of anti-islanding protection. In *2014 11th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications*, 1–8. doi:10.1109/INDUSCON.2014.7059454.
- Reis, M.V.G., Villalva, M.G., Barros, T.A.S., Nascimento F., P.S., Moreira, A.B., and Ernesto, R.F. (2015). Evaluation of active anti-islanding methods based on the ABNT NBR IEC 62116 and IEEE STD 929-2000 standards. In *2015 IEEE 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*, 1–6. doi:10.1109/COBEP.2015.7420161.
- Silva, H.T.d. (2016). *Estudo sobre a interação de métodos anti-ilhamento para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão com múltiplos inversores*. Ph.D. thesis, Universidade de São Paulo.
- Silveira, E.M. et al. (2020). Estudo de técnicas anti-ilhamento ativas e passivas com foco na redução da zona de não detecção.
- Xiao, H.F., Fang, Z., Xu, D., Venkatesh, B., and Singh, B. (2017). Anti-Islanding Protection Relay for Medium Voltage Feeder With Multiple Distributed Generators. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 64(10), 7874–7885. doi:10.1109/TIE.2017.2694394.