

Detecção Ativa e Passiva de Ilhamento em um Sistema de Baixa Tensão com Geração Solar Fotovoltaica

COSTA, J. A. V. C.* Nunes S. B. O.* SOUZA, M. J. A.*
SUEMITSU, W. I.* Aredes, M.* LAURINDO, B. M.**

* *Programa de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, RJ, (e-mails: joao@lemt.ufrj.br, sylvianunes@lemt.ufrj.br, mjorge@lemt.ufrj.br, walter@dee.ufrj.br, aredes@lemt.ufrj.br)*

** *Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações, Universidade Federal Fluminense, RJ, (e-mail: brunoml@lemt.ufrj.br)*

Abstract: Detecting islanding and disconnecting low-power grid systems is a growing issue due to the encouragement of renewable sources. Disconnection is required for safety reasons, such as de-energizing maintenance lines. In this sense, this paper presents the analysis of islanding detection in a low voltage system using an active and hybrid island detection method.

Resumo: A detecção de ilhamento e desconexão de sistemas de baixa potência da rede é assunto crescente devido ao incentivo às fontes renováveis. A desconexão é necessária por questões de segurança, tal como a desenergização das linhas para manutenção. Nesse sentido, este artigo apresenta a análise sobre a detecção de ilhamento em um sistema de baixa tensão utilizando um método ativo e híbrido de detecção de ilhamento.

Keywords: Island Detection, Instantaneous Power Theory, PSCAD, MPPT, Photovoltaic Energy.

Palavras-chaves: Detecção de Ilhamento; Teoria de Potência Instantânea; PSCAD; MPPT; Energia Fotovoltaica.

1. INTRODUÇÃO

A introdução da geração distribuída (GD) na rede de distribuição permite suprir parte da carga local em centros urbanos, reduzindo as perdas, o carregamento nas linhas e auxilia na continuidade do suprimento de energia em regiões remotas. Nesse modelo de GD destaca-se a geração solar fotovoltaica, que cresceu em média 40% na última década e, em 2017, gerou 165.87 GWh com 174.5 MW de potência instalada (Aneel, 2017).

Com a interface entre o arranjo solar fotovoltaico e a rede CA através de inversores inteligentes, a presença da GD na rede de distribuição possibilita o controle mais rápido e local de tensão, do fator de potência e gerar energia de forma descentralizada, tornando o fluxo de potência bidirecional, além de conseguir detectar ilhamentos quando a rede de distribuição sofre alguma avaria. Todavia, a operação da geração fotovoltaica é limitada a uma faixa estabelecida de tensão e frequência pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). De acordo com o módulo 8 do PRODIST (Aneel, 2018), o inversor deve permanecer conectado à rede de distribuição para uma tensão entre 0.8 e 1.1 pu e uma variação de frequência entre 57.5 e 62 Hz.

Logo, para que o inversor detecte o ilhamento corretamente e assim se desconectar da rede CA, é preciso que sejam aplicados métodos robustos. Este artigo visa então implementar dois métodos de detecção de ilhamento que sejam suficientemente simples e robustos para realizar tal detecção, mesmo quando a tensão e frequência no ponto de conexão comum (PCC) estiverem dentro dos valores estabelecidos pela norma. O primeiro método implementado é uma simplificação do método clássico de estimação de impedância (Ciobotaru, 2007) e consiste em variar somente a potência ativa injetada pelo conversor, estimando assim a impedância vista do PCC. O segundo método proposto é uma simplificação dos métodos apresentando em (Z. Ye, 2004), (Remus Teodorescu, 2011) e (Raipala et al., 2017) e baseia-se na injeção de potência reativa com detecção passiva de sobre/sub frequência.

Este artigo encontra-se estruturado em seis seções. Após a introdução, a seção 2 apresenta um breve resumo sobre os métodos de detecção de ilhamento e o teste padrão utilizado para verificar sua eficiência. A seção 3 apresenta a formulação matemática do método de estimação de impedância. A seção 4 apresenta a modelagem do sistema de baixa tensão, os parâmetros do módulo solar fotovoltaico e o projeto dos controladores utilizados no inversor. A seção 5 trata da simulação e dos resultados obtidos com os métodos de detecção de ilhamento utilizados. A

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

Seção 6 aborda discussões sobre o trabalho apresentado. Finalmente, a Seção 7 trata das conclusões obtidas.

2. MÉTODOS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO

Os métodos de detecção de ilhamento podem ser divididos em métodos passivos, ativos ou híbridos (Pukar Mahat and Bak-Jensen, 2008). Os métodos híbridos são caracterizados pelas combinações dos métodos ativos e passivos.

2.1 Métodos Passivos de Detecção

Métodos de detecção passivos utilizam informações disponíveis no ponto de conexão comum, i.e, tensão e frequência. Apesar de métodos passivos não serem intrusivos, possuem uma grande zona de não-deteção, fazendo com que percam a confiabilidade quando a geração supre quase totalmente a carga. Entre os principais métodos passivos pode-se citar: detecção por sub/sobre tensão/frequência, diferença de fase e detecção de harmônicos (Remus Teodorescu, 2011).

2.2 Métodos Ativos de Detecção

Os métodos ativos interagem diretamente com a rede. Assim, pequenas perturbações são geradas a determinados intervalos de tempo a fim de verificar a integridade do sistema. Os principais parâmetros analisados são frequência, fase, conteúdo harmônico, potência ativa e reativa e os principais métodos ativos citados em (Remus Teodorescu, 2011), são: variação de frequência, variação de tensão e estimação da impedância da rede.

2.3 Teste para Detecção de Ilhamento

Para validar a eficiência do método escolhido, é necessário testar se o mesmo é capaz de detectar o ilhamento mesmo quando o sistema opera na *Non Detection Zone* (NDZ). A norma IEEE 1547 estipula um tempo máximo de 2 segundos para que a geração local detecte e deixe de energizar o ponto de conexão comum (PCC). Como há uma variedade de configurações de cargas, definiu-se um teste padrão para verificar a eficiência do método de detecção de ilhamento implementado. O teste é feito através de uma carga RLC conectada em paralelo entre a geração e a rede. A carga RLC deve ser ajustada de forma que a corrente fluindo para a rede seja menor ou igual a 2% do valor nominal. Conforme a Fig. 1, para que o método de detecção de ilhamento seja considerado adequado, essa desconexão deve ser detectada em até 2 segundos após a abertura da chave S.

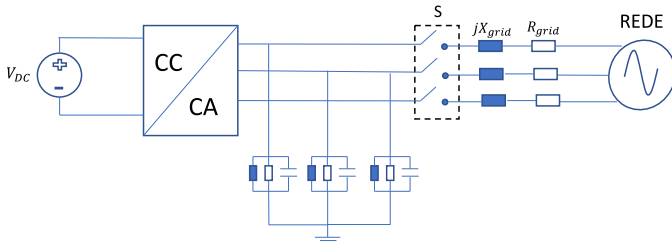


Figura 1. Esquema do teste padrão para validar o método de detecção de ilhamento implementado.

A equação 1 mostra o cálculo da carga de forma a realizar o teste de anti-ilhamento.

$$\begin{cases} R = \frac{V_{rms}^2}{P} \\ L = \frac{V_{rms}^2}{2\pi * f * P * Q_f} \\ C = \frac{P * Q_f}{2\pi * f * V_{rms}^2} \end{cases} \quad (1)$$

Em que:

- V_{rms} é a tensão rms entre fases no PCC;
- P é a potência ativa nominal trifásica injetada;
- f é a frequência fundamental da rede, em Hz;
- Q_f é o fator de qualidade da carga RLC.

3. MÉTODO ATIVO DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO BASEADO NA ESTIMAÇÃO DE IMPEDÂNCIA

O método ativo adotado para detectar o ilhamento é baseado na estimação de impedância vista do PCC, em que varia-se a potência ativa e reativa do inversor, de forma a causar uma operação momentânea em dois pontos de operação distintos (Ciobotaru, 2007). Ao fazer isso, torna-se possível estimar a impedância vista do PCC (Z_{grid}). A Fig. 2 ilustra o esquema para obter a impedância do sistema a partir de dois pontos de operação distintos.

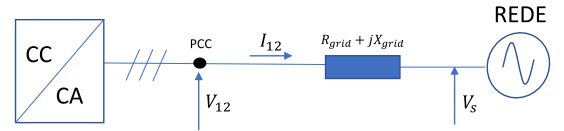


Figura 2. Esquemático da conexão do conversor com a rede CA.

Em que V_{12} e I_{12} são as tensões e correntes no sistema para dois pontos de operação distintos, respectivamente.

As equações 2 e 3 podem ser deduzidas aplicando-se as leis de circuito à Fig. 2.

$$V_1 = I_1 \cdot Z_{grid} + V_s \quad (2)$$

$$V_2 = I_2 \cdot Z_{grid} + V_s \quad (3)$$

Com algumas manipulações algébricas e definindo $\Delta V = V_1 - V_2$ e $\Delta I = I_1 - I_2$, na notação de vetores complexos nos eixos dq de referência, a obtenção de Z_{grid} , pode ser reescrita conforme a equação 4:

$$Z_{grid} = \frac{\Delta V_d + j\Delta V_q}{\Delta I_d + j\Delta I_q} \quad (4)$$

Como $Z_{grid} = R_{grid} + jX_{grid}$, tem-se:

$$\begin{cases} R_{grid} = \frac{\Delta V_d \Delta I_d + \Delta V_q \Delta I_q}{\Delta I_d^2 + \Delta I_q^2} \\ X_{grid} = \frac{\Delta V_q \Delta I_d - \Delta V_d \Delta I_q}{\Delta I_d^2 + \Delta I_q^2} \end{cases} \quad (5)$$

Desta forma, observa-se que a estimação da resistência e da reatância são feitas de forma simples, podendo ainda ser simplificada pela utilização de um *Phase Locked Loop* (PLL). Se a tensão de eixo direto estiver alinhada com o vetor de tensão, esse representará o valor da tensão, enquanto que V_q será igual a zero (Remus Teodorescu, 2011). Considerando, ainda, a existência do acoplamento entre I_d e I_q , foi proposto em (Kim, 2014) que se a variação de potência ativa e reativa forem dadas em tempos distintos, então há um desacoplamento entre a estimação da resistência e da reatância. Isto pode ser verificado na equação 6:

$$\begin{cases} R_{grid} = \frac{\Delta V_d}{\Delta I_d} \\ X_{grid} = \frac{-\Delta V_d}{\Delta I_q} \end{cases} \quad (6)$$

4. MODELAGEM E CONTROLE DO SISTEMA UTILIZADO

Para verificar os métodos de detecção de ilhamento, utilizou-se o sistema de baixa tensão do Benchmark Cigré (C6.04, 2014), apresentado na Fig. 3. Com a finalidade de verificar o impacto da geração distribuída na rede elétrica, a geração solar fotovoltaica foi conectada inicialmente na barra 12 por ser a mais distante eletricamente da barra infinita e ser mais propícia a apresentar problemas de estabilidade de tensão.

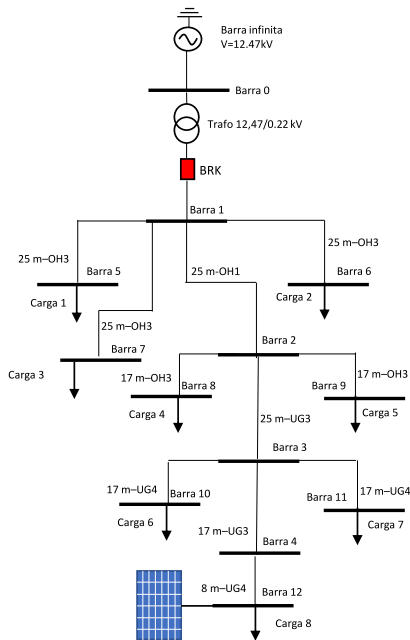


Figura 3. Benchmark Cigré-Sistema de Baixa Tensão 12.47/0.22 kV.

4.1 Controle do Inversor

Os inversores conectados à rede podem desempenhar diversas funções, regulando a tensão no ponto de conexão ou apenas injetando o máximo de potência no sistema (Rodríguez, 2012). O inversor neste estudo atua como um seguidor de rede, injetando a máxima potência do arranjo solar fotovoltaico no sistema. Logo, o controle do inversor é composto de duas malhas de controle, uma malha interna de corrente e uma externa de tensão. A malha interna de corrente fornece uma referência de tensão para ser comparada com uma onda triangular, a fim de gerar os pulsos de chaveamento para o conversor. A malha externa de tensão tem por objetivo controlar a tensão no elo CC em um valor determinado, gerando-se então a referência de potência ativa. A partir da equação de potências instantâneas (Akagi, 2007), de posse da tensão e das potências de referência, é possível calcular as correntes que servirão de referência para a malha interna, como pode ser observado na Fig. 4. A potência reativa de referência foi fixada em zero, uma vez que não se deseja nenhum serviço ancilar. Como as correntes $I_{\alpha\beta}^{ref}$ são grandezas senoidais será necessário utilizar um controlador capaz de rastrear-las com erro nulo em regime permanente. Tal controlador é chamado de proporcional e ressonante (D. Zmood, 2003).

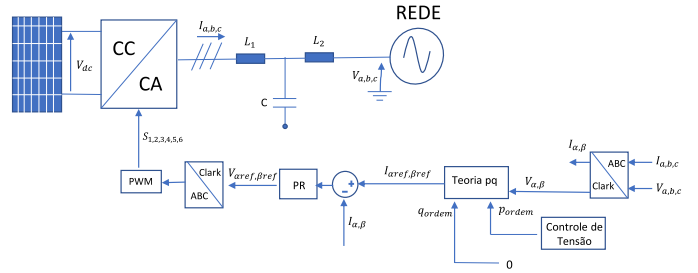


Figura 4. Diagrama de Controle do Inversor, mostrando a malha interna de corrente e externa de tensão.

Desse modo, conforme a Fig. 4, o inversor realiza o controle de tensão do elo CC de forma a maximizar a potência injetada no sistema CA. Com intuito de operar sempre no ponto de máxima potência utilizou-se o algoritmo *perturb and observe* (P&O) para que, a partir da tensão e corrente de saída do módulo solar fotovoltaico fosse possível obter a tensão de referência que extrai o máximo de potência para uma determinada irradiação. A Fig. 5 mostra a malha externa de controle de tensão utilizado. Consiste no equilíbrio entre a potência gerada, variação de potência no elo CC e a potência injetada na rede (Yazdani, 2010).

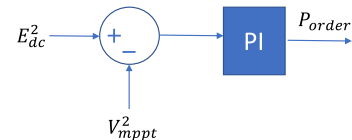


Figura 5. Malha de controle externa para o controle de tensão no elo CC.

Os projetos para os controladores das malhas interna e externa foram baseados na linearização da planta de corrente e tensão, metodologia descrita em Yazdani (2010).

Ambos os controladores foram projetados utilizando resposta em frequência, para se obter a dinâmica desejada. O controlador interno foi projetado de forma a possuir uma banda passante de 3500 rad/s . Já o controlador externo foi projetado para que a malha de tensão fosse muito mais lenta que a malha interna (5 vezes mais lenta), escolhendo-se uma banda passante de 700 rad/s .

4.2 Arranjo Solar Fotovoltaico

O arranjo solar fotovoltaico consiste em 15 módulos em série e 6 *strings* em paralelo, totalizando 90 módulos fotovoltaicos. A Tabela 1 indica os principais parâmetros do arranjo.

Tabela 1. Parâmetros do módulo Solar Fotovoltaico

Arranjo Solar Fotovoltaico	
Corrente de Curto-Circuito (A)	51.78
Tensão de Circuito Aberto (V)	558.60
Tensão _{MPP} (V)	453.00
$P_{Nominal}$ (kW)	22.00

5. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Para verificar a eficiência dos métodos propostos em detectar o ilhamento, foram realizadas duas análises: variação apenas da potência ativa, estimando a resistência vista do PCC; variação apenas da potência reativa, observando os desvios de frequência medidas pelo PLL.

A escolha de variar apenas a potência ativa se baseou no fato de que, como o sistema modelado é de baixa tensão, a resistência dos cabos é muito superior a indutância (6 vezes maior, no caso analisado). Isso faz com que a impedância seja composta quase que totalmente por sua parcela resistiva, não sendo necessário estimar a indutância vista do PCC. Assim, apenas a variação de potência ativa é necessária para estimar a impedância vista do PCC (equação 6).

Como será mostrado nos resultados, a potência reativa está atrelada à frequência no PCC (Chen and Li, 2014). Assim, pode-se combinar o método ativo e passivo para detectar o ilhamento quando se injeta apenas potência reativa, caracterizando um método híbrido.

O método de variação de potência reativa proposto originalmente em (Z. Ye, 2004) consiste em aplicar uma realimentação positiva de frequência na malha de controle da potência reativa, de forma que o sistema só variasse essa potência quando houvesse um desvio na frequência. O problema desse método é que se a NDZ for grande, então a variação de frequência será quase imperceptível, dificultando a detecção do ilhamento, além de ser necessário ajustar o ganho da malha de realimentação positiva. Já em (Raipala et al., 2017), para evitar perturbar a rede de maneira cíclica, foi proposto combinar uma curva de droop Q/f com a taxa de variação da frequência (*ROCOF*, em inglês). Esse método apresenta um bom desempenho, mesmo quando inversores estão operando em paralelo. Todavia, a necessidade de calcular o índice *ROCOF* aumenta o custo computacional do método.

Assim, o segundo método proposto neste trabalho consiste em apenas variar a potência reativa de forma cíclica, verificando a frequência no PCC através do PLL. Ao custo de perturbar a rede em determinados intervalos de tempo, o método proposto não depende da variação de frequência no momento do ilhamento e nem de aumento no custo computacional para implementá-lo.

As perturbações tanto de potência ativa e reativa foram realizadas a cada 0.3 s. O intervalo de tempo entre duas perturbações não é imposta por nenhuma norma, mas não deve ser pequeno de forma a perturbar a rede em excesso e não pode ter longa duração, uma vez que a norma determina que a detecção do ilhamento seja feito em até 2s após a desconexão da rede CA.

Para realização dos testes de detecção de ilhamento, a carga RLC foi ajustada como proposto pela norma IEEE 1547, utilizando um fator de qualidade $Q_f = 1$, fazendo com que o sistema opere dentro da NDZ.

5.1 Variação de Potência Ativa na Barra 12

A estimação da resistência consiste em fazer pequenas perturbações na ordem de potência ativa injetada na rede. Para isso, é necessário que o módulo fotovoltaico opere fora do MPP - *maximum power point* - de maneira intermitente.

Para deslocar o ponto de operação aplicou-se uma redução na ordem de tensão na malha externa de 10% como apresentado na Fig. 6.

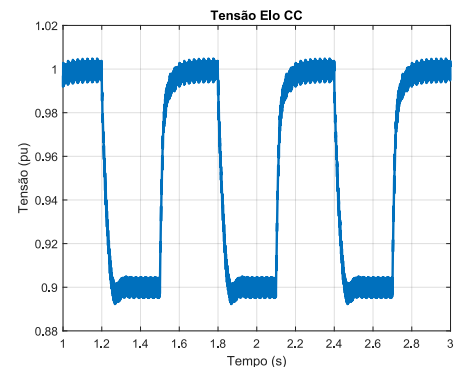


Figura 6. Perturbação na ordem de tensão.

Essa redução na ordem de tensão causa uma redução de aproximadamente 5% na potência ativa injetada como mostra a Fig. 7. Na literatura ainda não foi abordado o impacto que a magnitude da variação de potência tem sobre a estimação de impedância. Em (Ciobotaru, 2007) os autores utilizaram uma variação de potência de 20% (potência nominal de 3 kW). Já em (Matheus Soares, 2018), os autores utilizaram uma variação de 2% (potência nominal de 12 kW). Assim, observou-se que quanto maior a potência injetada na rede pelo inversor, menor é a perturbação necessária para o método poder estimar a impedância vista do PCC de maneira satisfatória. Este trabalho visou implementar o método descrito sem afetar significativamente a rede a qual se está conectada. Logo, estipulou-se uma variação de 5% na potência ativa, sem verificar o valor mínimo em que o método começaria a falhar.

Com essa perturbação na potência ativa é possível estimar a resistência, uma vez que causa uma variação de corrente de eixo direto e da tensão de eixo direto, através da equação (6). Verifica-se na Fig. 7 que ocorre um sobre/sub-sinal quando há uma ordem de variação de tensão do elo CC (carga e descarga). Todavia, essas variações são pequenas, chegando a 3.4% para o sobre-sinal e 3.24% para o sub-sinal, em relação aos seus respectivos valores de regime.

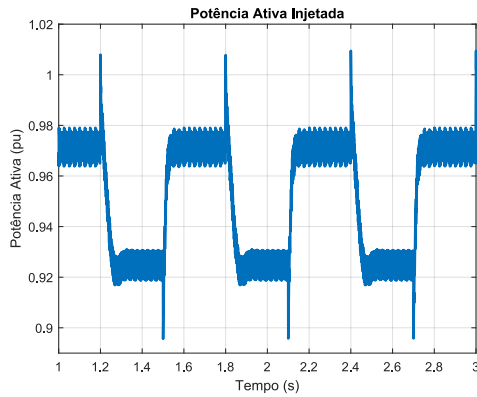


Figura 7. Perturbação na ordem de potência ativa.

A Fig. 8 mostra a variação da resistência ao longo do tempo, para uma perturbação cíclica a cada 0.3 s e para um ilhamento que ocorre em 2 s. O cálculo da estimativa da resistência foi feito utilizando-se a interface PSCAD - código em C, que permitiu uma grande flexibilidade na implementação do método. A norma alemã VDE 0126-1-1 estipula diretrizes para desconexão da GD em decorrência de uma variação de impedância vista do PCC. A norma exige que a GD seja desconectada em até 5 s caso uma variação de 1 Ω seja verificada. Entretanto, como a carga teste utilizada nos estudos baseou-se na norma IEEE 1547, optou-se por detectar o ilhamento caso o método aponte uma variação entre a resistência em um dado instante de tempo cerca de 10 vezes maior do que a resistência no instante anterior. Isso pode ser verificado na Fig. 8, em que a resistência estimada no PCC antes do ilhamento era de aproximadamente 0.04 Ω e após o ilhamento a resistência estimada foi de aproximadamente 1.4 Ω , caracterizando que o sistema está operando ilhado e é necessário que seja desconectado.

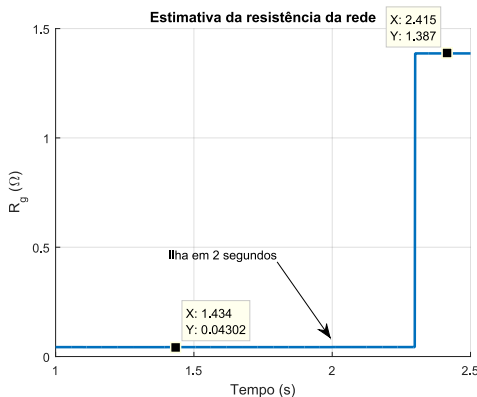


Figura 8. Estimativa da resistência.

5.2 Variação de Potência Reativa na Barra 12

As Fig. 9 e 10 mostram como a variação de potência reativa impacta na frequência e tensão do sistema, respectivamente. Por este motivo é possível combinar o método ativo de variação de potência reativa com o método de detecção passiva de sub/sobre frequência.

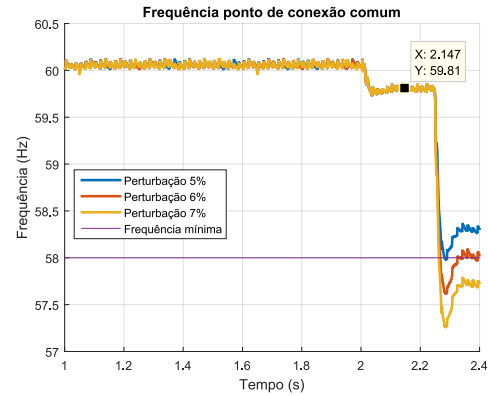


Figura 9. Variação da frequência do sistema antes e após o ilhamento ocorrer.

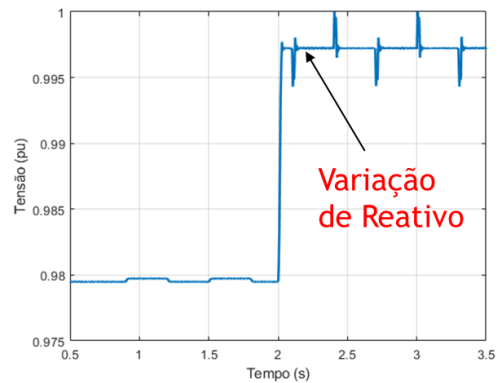


Figura 10. Variação da tensão antes e depois do ilhamento quando ocorre uma injeção de potência reativa de 5%.

Pode-se verificar ainda na Fig. 9 e Fig. 10 que após o ilhamento e antes da primeira perturbação de potência reativa em (2.25 s), a frequência do sistema no PCC diminui muito pouco (aproximadamente 59.81 Hz) e a tensão se eleva menos que 0.02 pu, fazendo com que o sistema opere na NDZ onde os relés de sub/sobre frequência/tensão não são capazes de detectar o ilhamento do sistema. Sabe-se que a frequência mínima de operação do sistema é de 58 Hz. Para avaliar a perturbação de potência reativa como método de detecção de ilhamento, aplicou-se sucessivas perturbações. Pode-se observar na Fig. 9 que antes de ilhar, a perturbação é insignificante na variação de frequência e que após o ilhamento há uma queda na frequência, sendo esta queda acentuada com a perturbação de potência reativa. Para verificar o seu impacto na detecção, variou-se a intensidade da potência reativa injetada em 5%, 6% e 7%. Como pode-se observar na Fig.9, somente com uma variação de 7%, foi possível detectar o ilhamento. Vale ressaltar que essa variação de 7% de potência reativa corresponde a um fator de potência

de 0.9976, estando dentro dos limites de 0.92 (capcitivo ou indutivo) impostos pelo módulo 8 do Prodist (Aneel, 2018).

Esse resultado mostra que, se o sistema se encontrar em NDZ, perturbações de potência reativa iguais ou superiores a 7% da potência nominal serão capazes de tornar o ilhamento detectável.

5.3 Variação de Potência Ativa no Sistema de Baixa Tensão

Para verificar a eficácia do método de estimação de impedância, variou-se a posição da GD solar fotovoltaica dentro do sistema de baixa tensão. Para todos os casos a variação de tensão e potência foram de 10% e 5%, respectivamente (Figs. 6 e 7). A Tabela 2 expõe os resultados.

Tabela 2. Variação de Impedância antes e durante o ilhamento para diferentes barras do sistema.

Barra	Z_{antes} (Ω)	Z_{ilhado} (Ω)	Ilhamento Detectado
2	0.018	2.478	Sim
3	0.023	2.487	Sim
4	0.029	2.487	Sim
5	0.04	2.487	Sim
8	0.033	2.489	Sim
10	0.042	2.489	Sim

Observa-se na Tabela 2 que o ilhamento foi detectado em todos os casos analisados, decorrente do aumento do valor da impedância vista do PCC.

5.4 Variação de Potência Reativa no Sistema de Baixa Tensão

Como no teste anterior, a GD foi posicionada em diferentes barras do sistema de baixa tensão para verificar a eficácia do método. A variação de potência reativa foi de 7% para todos os casos analisados. A Tabela 3 mostra o resultado obtido.

Tabela 3. Frequência no Sistema após o Ilhamento.

Barra	Frequência (Hz)	Ilhamento Detectado
2	57.5	Sim
3	57.4	Sim
4	57.5	Sim
5	57.5	Sim
8	57.5	Sim
10	57.5	Sim

Observa-se na Tabela 3 que as frequências do sistema, com a perturbação da potência reativa, ficaram inferiores ao valor limite de 58 Hz, indicando que o método não tem sua eficácia alterada pela sua posição dentro do sistema. Esses resultados já eram esperados pois a carga teste RLC utilizada é a mesma em todos as barras.

6. DISCUSSÃO

Em um sistema de baixa tensão há um maior acoplamento entre a potência ativa e tensão e entre a potência reativa e

frequência. Assim, a variação da tensão no PCC dependerá da potência de curto circuito da barra e de quanto será a perturbação de potência ativa. A Fig. 11 apresenta como a tensão medida no PCC varia com a perturbação de potência ativa. Antes do ilhamento a variação de tensão é de apenas 0.08%, não causando danos a operação do sistema. Após o ilhamento, essa variação é de aproximadamente 2.55%.

A variação de frequência no PCC com a perturbação na ordem de potência reativa pode ser observada na Fig. 9, sendo imperceptível antes do ilhamento.

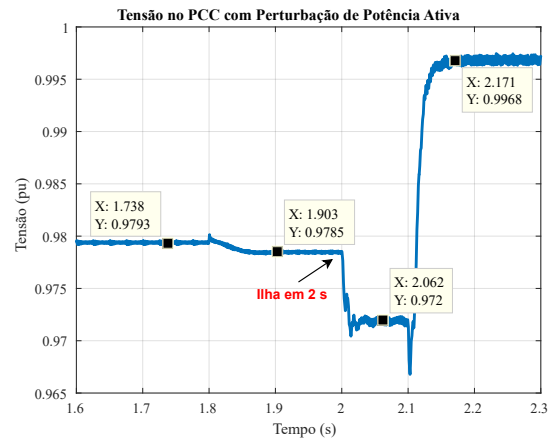


Figura 11. Tensão no PCC para perturbações de potência ativa de cerca de 5%.

Os métodos de detecção de ilhamento propostos são simples de serem implementados e robustos o suficiente para indicar ao sistema quando o ilhamento ocorre, tanto no caso em que se varia apenas a potência ativa, estimando a impedância vista do PCC, como no caso em que se varia apenas a potência reativa, verificando os desvios na frequência. Como os métodos utilizados precisam perturbar a rede intermitentemente é necessário quantizar o quanto isso pode ser maléfico ao sistema. Logo, em uma rede com alta penetração de inversores, estes métodos podem não ser os mais apropriados, uma vez que perturbariam demais o sistema, podendo levar a instabilidades e piora na qualidade de energia.

Outra desvantagem do método de variação de potência ativa é a necessidade do sistema operar fora do MPP, mesmo que por um pequeno período de tempo, quando se quer estimar impedância da rede, não aproveitando ao máximo a energia gerada. O método de injeção de potência reativa apresenta então uma vantagem em relação ao primeiro método, uma vez que o conversor pode operar injetando máxima potência ativa e ainda assim detectar o ilhamento.

Já em relação ao método baseado na variação de potência reativa, pode-se citar como outra desvantagem o fato do inversor poder operar em uma faixa limitada de Fator de Potência (Aneel, 2018), limitando a quantidade de potência reativa que pode ser injetada na rede de distribuição.

Ambos os métodos apresentados foram bem sucedidos em apontar o ilhamento quando a GD foi posicionada na barra 12 (Fig. 3). Em relação ao ponto de conexão

escolhido, o método de variação de potência reativa não apresentou variação de performance nos demais pontos de conexão da microrrede, uma vez que a mesma carga teste foi utilizada, como pode ser observado na Tabela 3. Já o método de variação de potência ativa tem o valor de impedância antes do ilhamento alterada, já que a impedância equivalente vista do PCC muda com o posicionamento da GD dentro da microrrede. Entretanto, como pode ser visto na Tabela 2, todos os valores de resistência após o ilhamento foram superiores a 10 vezes o valor quando a GD estava operando conectada à rede. Ainda em relação ao método de estimação de impedância, a norma alemã VDE 0126-1-1 apresenta diretrizes sobre a variação de impedância vista do PCC, mas sem indicar qual variação percentual consistiria em ilhamento. Logo, para esse método especificamente, questões como manobra da rede devem ser investigadas em detalhe, uma vez que alteram a impedância vista do PCC sem constituir um ilhamento.

Os métodos propostos utilizaram uma carga RLC teste de acordo com a norma IEEE 1547 para verificar sua eficácia. Essa carga constitui o pior cenário dentro de uma microrrede, uma vez que toda potência fornecida pela GD é consumida, quase não havendo alteração na tensão e frequência no PCC quando o ilhamento ocorre. Todavia, as cargas em uma microrrede real são muito diferentes, podendo haver máquinas rotativas, desbalanço entre fases, cargas não-lineares e diferentes tipos de cargas modeladas (ZIP) (Kundur, 1994). Uma vantagem dessa configuração heterogênea de cargas é auxiliar na detecção do ilhamento, uma vez que é provável que haverá uma diferença entre geração e carga, fazendo com que tensão e frequência no PCC atinjam seus níveis limites e sejam detectados. Entretanto, a diversidade de cargas pode alterar a eficácia dos métodos de detecção de ilhamento, fazendo com que não atuem ou atuem de maneira equivocada. Em particular, métodos de ilhamento baseados em estimação de impedância teriam seus valores de resistência e reatância alterados pela modelagem da carga. Equipamentos de eletrônica de potência em particular podem ser modelados como cargas de potência constante (Smithson and Williamson, 2012), se comportando como uma impedância negativa em determinados momentos (Karimipour and Salmasi, 2015). Caso o sistema apresente um grande quantidade de conversores operando dessa maneira, métodos baseados em estimação de impedância podem operar de maneira errônea.

7. CONCLUSÃO

Este artigo apresentou uma análise sobre a modelagem e conexão de um sistema de geração fotovoltaico a uma rede de baixa tensão ($R \gg X$) e a aplicação de dois métodos de detecção de ilhamento. Analisou-se o funcionamento de um método ativo derivado da estimação de impedância, o qual consiste em aplicar apenas perturbações na potência ativa e estimar a resistência vista do PCC. Avaliou-se também um método híbrido de detecção de ilhamento, em que o inversor injeta ciclicamente potência reativa no sistema, verificando o desvio de frequência de operação dos valores nominais, sem a necessidade de cálculos adicionais. As simulações realizadas em *PSCAD-EMTDC* mostraram que o ilhamento foi detectado com sucesso antes do tempo estabelecido pelas normas.

REFERÊNCIAS

- Akagi, H; Watanabe, E.H.A.M. (2007). Instantaneous power theory and applications to power conditioning. *IEEE Press*.
- Aneel (2017). Nota técnica n° , 0056/2017-srd/aneel-projeções.
- Aneel (2018). Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/modulo-8>. acesso em: 18 jan. 2020.
- C6.04, C.T.F. (2014). Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources. *Cigré*.
- Chen, X. and Li, Y. (2014). A nondestructive islanding detection method based on adaptive and periodic disturbance on reactive power output of inverter-based distributed generation. *Hindawi Publishing Corporation - Journal of Applied Mathematics*.
- Ciobotaru, M. (2007). Online grid impedance estimation for single-phase grid-connected systems using pq variations. *IEEE*.
- D. Zmood, D.H. (2003). Stationary frame current regulation of pwm inverters with zero steady-state error. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 18(3), 814–822.
- Karimipour, D. and Salmasi, F.R. (2015). Stability analysis of ac microgrids with constant power loads based on popov's absolute stability criterion. *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs*, 62(7), 696–700.
- Kim, J.H.C..K.Y.C..Y.W.K..R.Y. (2014). A novel p-q variations method using a decoupled injection of reference currents for a precise estimation of grid impedance. *IEEE Press*.
- Kundur, P. (1994). Power system stability and control. *McGraw-Hill*.
- Matheus Soares, Marcello Neves, T.T.F.D.G.F.G.M.A. (2018). Precision assessment of grid impedance estimation method based on pq variations applied to a three-phase photovoltaic converter under various grid and weather conditions. *Research gate*.
- Pukar Mahat, Z.C. and Bak-Jensen, B. (2008). Review of islanding detection methods for distributed generation. *IEEE*.
- Raipala, O., Mäkinen, A., Repo, S., and Järventausta, P. (2017). An anti-islanding protection method based on reactive power injection and rocof. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 32(1), 401–410.
- Remus Teodorescu, Marco Liserre, P.R. (2011). Grid converters for photovoltaic and wind power systems. *John Wiley & Sons, Ltd*.
- Rodríguez, J.R..A.L..F.B..P. (2012). Control of power converters in ac microgrids. *IEEE Press*.
- Smithson, S.C. and Williamson, S.S. (2012). Constant power loads in more electric vehicles - an overview. In *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, 2914–2922.
- Yazdani, A., I.R. (2010). Voltage-sourced converters in power systems: Modeling, control, and applications. *Wiley - IEEE Press*.
- Z. Ye, R.W. (2004). Study and development of anti-islanding control for grid-connected inverters. *National Renewable Energy Laboratory*.