

Detecção de Ilhamento Através da Estimação da Impedância da Linha Utilizando Mínimos Quadrados Recursivo

Laila S. Ribeiro* José Leandro F. Salles** Jussara F. Fardin***
Domingos Sávio L. Simonetti****

* *Laboratório de Eletrônica de Potência e Acionamento Elétrico, Universidade Federal do Espírito Santo, ES, (e-mail: laila.sindra@gmail.com).*

** *(e-mail: jleandro@ele.ufes.br)*

*** *(e-mail: jussara@ele.ufes.br)*

**** *(e-mail: d.simonetti@ele.ufes.br)*

Abstract: Standard 1547 by IEEE recommends that a distributed generation device should be able to detect an island and cease to energize in no more than 2 seconds. To follow this recommendation, this work presents an island detection method based on grid impedance estimation using recursive least squares. The voltages and currents measured are converted to dq coordinates before being utilized in the island detection algorithm. MATLAB and Simulink simulation results with the performance of estimated grid and load resistances and reactances and island detection signals are presented. The presented method is robust to measurements noise, and the island detection is fast and precise, allowing the equipment to cease to energize within the recommended time.

Resumo: O padrão 1547 do IEEE recomenda que um dispositivo de geração distribuída seja capaz de detectar uma ilha e interromper a energização da rede em menos de 2 segundos. A fim de cumprir tal recomendação, este trabalho apresenta um método de detecção de ilhamento através da estimação da impedância da rede utilizando mínimos quadrados recursivo. As medidas de tensão e corrente são convertidas para coordenadas dq antes de serem utilizadas no algoritmo de detecção de ilha. São apresentadas simulações no MATLAB e Simulink mostrando o desempenho da estimativa dos parâmetros de resistência e reatância da linha e da carga e também o sinal de detecção de ilha. O método apresentado é robusto a ruídos nas medições e a detecção de ilha é precisa e rápida, permitindo que o equipamento seja desenergizado dentro do tempo recomendado.

Keywords: Grid Impedance Estimation; Forgetting Factor Recursive Least Squares; Island detection; Distributed Generation.

Palavras-chaves: Estimação da Impedância da Rede; Mínimos Quadrados Recursivo com Fator de Esquecimento; Detecção de Ilhamento; Geração Distribuída.

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, ocorre uma crescente procura por fontes de energia renováveis, como a solar, a eólica e a célula combustível, aumentando a geração distribuída (GD) (do Prado et al., 2019). Entretanto, vários cuidados devem ser tomados ao operar com os recursos de GD conectados ao sistema elétrico de potência, estabelecidos pelo padrão 1547 do Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE) (IEEE, 2018). Um dos aspectos abordados no padrão é o comportamento especial que a GD deve ter quando ocorrer uma ilha. O próprio padrão 1547 define o ilhamento como uma condição na qual uma porção do sistema elétrico de potência é energizado somente por um ou mais sistemas de geração local, através do ponto de acoplamento comum (PAC), enquanto que o restante do sistema elétrico fica eletricamente isolado.

O ilhamento pode ser intencional ou não. Quando a ilha é não-intencional devido a falhas na rede principal, a GD pode trazer riscos à segurança de pessoas e equipamentos se operada inadequadamente (Walling e Miller, 2002). Desta forma, é fundamental que a detecção de ilhamento seja rápida e eficiente para que os dispositivos de GD possam alterar seu comportamento e se adequar às condições definidas pelo padrão 1547, garantindo funcionamento seguro. O padrão define que sistema de controle e monitoramento da GD deve detectar a ilha não intencional e interromper a energização em menos de 2 segundos, podendo ser estendido para no máximo 5 segundos, mediante acordo com o operador local do sistema elétrico de potência.

Existem diversos métodos para detecção de ilhas, que podem ser classificados em locais ou remotos. Os métodos remotos são altamente confiáveis, porém mais caros. Já os métodos locais podem ser classificados em passivos,

ativos ou híbridos e cada uma dessas categorias tem suas vantagens e desvantagens (Mahat et al., 2008). Os métodos passivos, por exemplo, têm como vantagens tempo de detecção curto, não perturbam o sistema e são precisos quando há grande diferença entre geração e demanda no sistema ilhado. Como desvantagem, a ilha é difícil de ser detectada quando a potência da carga local e da geração são próximas. Além disso deve-se tomar cuidado ao definir os limiares de detecção para evitar falsos positivos. A Figura 1 resume a classificação dos métodos de detecção e suas vantagens e desvantagens.

Vários trabalhos que exploram esses métodos de detecção são encontrados na literatura. O trabalho de Liu et al. (2015), por exemplo, usa um método passivo e trata especialmente dos casos em que a potência da carga local é próxima da potência de saída da GD. Neste caso, os autores detectam a ilha estimando a impedância da rede através de medidas de tensão e corrente, porém com a frequência fundamental retirada através de um filtro. A impedância é estimada utilizando Mínimos Quadrados Recursivos (MQR) e posteriormente utilizada como dado de entrada para um classificador de regressão logística previamente treinado, que indica se há uma ilha ou não.

Já o trabalho de Jarraya et al. (2019) propõe estimar a impedância da rede de maneira *online*, utilizando medidas de tensão e corrente para estimar a impedância da rede através do método de MQR. Utilizando a impedância da rede estimada e o valor da impedância da carga local, o autor estima a impedância do PAC. Caso a impedância do PAC seja muito próxima à da carga local, então o sistema encontra-se ilhado. Essa metodologia é interessante por não necessitar de treinamento prévio de algum classificador, como no trabalho de Liu et al. (2015), ter baixo custo e também ter facilidade de implementação, conforme exposto por Mahat et al. (2008). Deve-se, entretanto, avaliar com cuidado a definição do limiar de detecção para

evitar falsos positivos, mas manter a região de não detecção pequena.

Este trabalho apresentou um algoritmo para detecção de ilhamento com lógica semelhante à de Jarraya et al. (2019), porém utilizando medidas de tensão e corrente em coordenadas dq para estimar impedância da rede e também da carga local. Nas seções seguintes serão apresentados a descrição do sistema elétrico analisado, a metodologia para detecção de ilhamento, os resultados obtidos em simulações, as conclusões e referências consultadas.

2. SISTEMA ELÉTRICO E ALGORITMO DE DETECÇÃO

2.1 Sistema Elétrico

O sistema elétrico considerado neste trabalho é mostrado na Figura 2. Neste sistema, v_{inv} representa um inversor conectado à rede de distribuição através de um filtro LCL. A tensão do alimentador é representada por v_g . A impedância do alimentador (Z_g) é modelada por uma resistência R_g em série com uma indutância L_g . No mesmo ponto de conexão do conjunto formado pelo inversor e pelo filtro, é conectada uma carga (Z_{load}), modelada como RLC série. As medidas que serão utilizadas no algoritmo de detecção são v_g , v_{PCC} , i_g e i_{inv} , transformadas para coordenadas dq .

Após coletadas as medidas, v_{PCC} passa por um *Second Order Generalized Integrator* (SOGI) e por um *Phase-Locked Loop* (PLL) para criar um sistema em coordenadas dq fictícias (Kulkarni e John, 2013a) (Kulkarni e John, 2013b). O SOGI atua como filtro e apresenta como saída dois sinais senoidais: $v_{PCC \alpha}$ e $v_{PCC \beta}$, sendo que $v_{PCC \alpha}$ é sincronizado com a componente fundamental de v_{PCC} , e $v_{PCC \beta}$ é $v_{PCC \alpha}$ atrasado de 90° . O PLL utiliza as duas

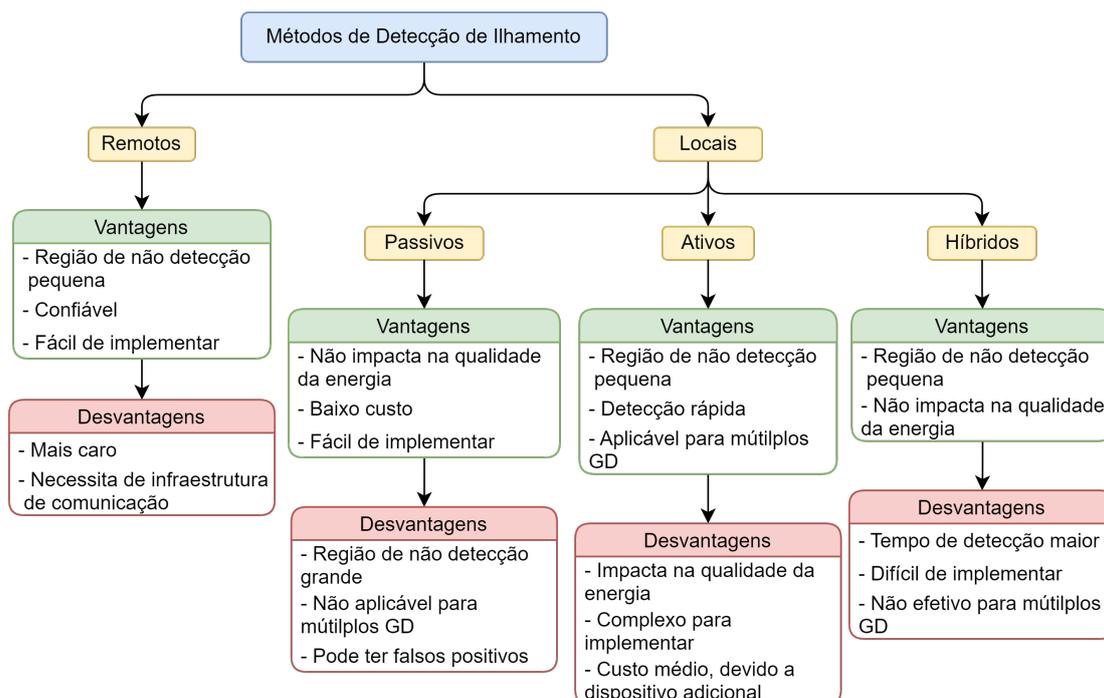


Figura 1. Classificação dos métodos de detecção de ilhamento.

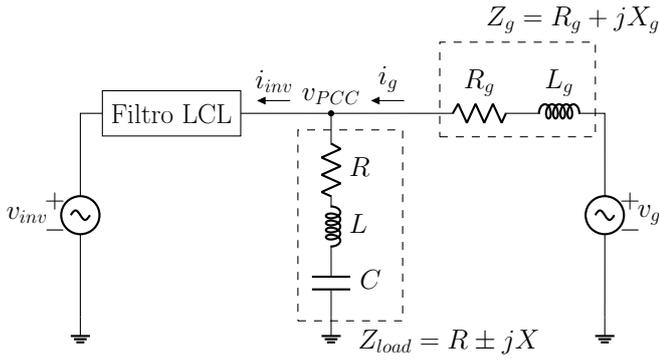


Figura 2. Representação do sistema elétrico em estudo.

saídas do SOGI para aplicar em uma transformada $\alpha\beta$ para dq e posteriormente um controlador PI para gerar um sinal ωt síncrono. Nesse sistema, uma senoide sincronizada com v_{PCC} é mapeada para um valor constante no eixo d , enquanto que uma senoide atrasada em 90° é mapeada para um valor constante no eixo q . A Figura 3 mostra o diagrama de blocos do SOGI e do PLL.

As outras medidas (v_g , i_g e i_{inv}) passam também por um SOGI e em seguida aplica-se transformada $\alpha\beta$ para dq , utilizando o sinal ωt proveniente do PLL para obter seus valores em coordenadas dq .

2.2 Algoritmo de Detecção

A detecção da ilha se baseia em monitorar o módulo da impedância no ponto de conexão do inversor. Neste ponto, Z_{PCC} pode ser calculada através do paralelo entre as impedâncias estimadas Z_g e Z_{load} , conforme (1).

$$Z_{PCC} = \frac{Z_g Z_{load}}{Z_g + Z_{load}} \quad (1)$$

Caso ocorra ilhamento, Z_g torna-se muito elevada e Z_{PCC} tende ao valor de Z_{load} . Desta forma, caso o módulo de Z_{PCC} esteja próximo ao de Z_{load} , o sistema encontra-se ilhado. O fluxograma da Figura 4 mostra a ideia do algoritmo implementado.

2.3 Mínimos Quadrados Recursivo com Fator de Esquecimento

Para estimar n parâmetros utilizando a técnica de MQR, parte-se de um modelo com o formato mostrado em (2), onde $\Psi_{(n \times 1)}(k)$ é o vetor de regressores, $\theta_{(n \times 1)}(k-1)$ é o vetor de parâmetros a serem estimados e $\xi(k)$ é o resíduo

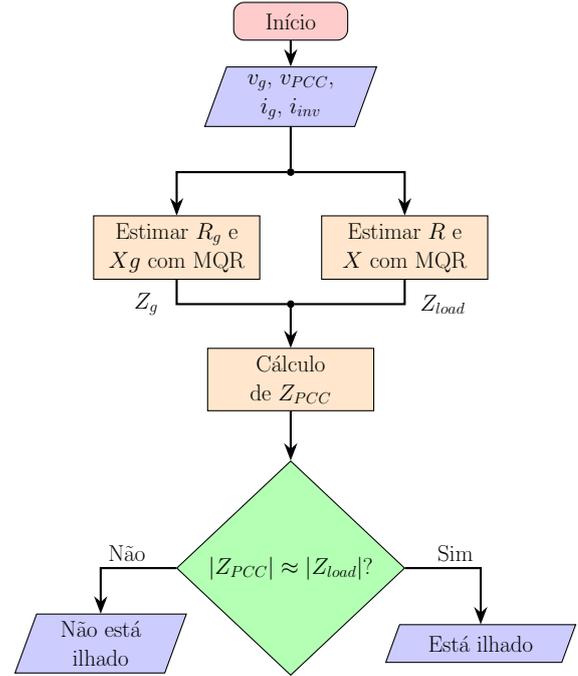


Figura 4. Fluxograma do algoritmo de detecção.

gerado pelo modelo. A estimativa é feita realizando os passos descritos na Tabela 1.

$$y(k) = \Psi(k)^T \theta(k-1) + \xi(k) \quad (2)$$

Tabela 1. Resumo do Algoritmo MQR.

Definição de Variáveis:	
n	número de parâmetros a serem estimados
k	iteração atual
$\theta(k)_{n \times 1}$	vetor de parâmetros estimados
$P(k)_{n \times n}$	matriz de covariância
$\Psi_{n \times 1}$	vetor de regressores
$E(k)$	inovação do erro
$K(k)$	ganho
λ	fator de esquecimento
Inicialização de Parâmetros:	
$\theta(0) = [0]_{n \times 1}$	
$P(0) = \alpha I_{n \times n}$	(α é um escalar grande)
Para $k = 1, 2, \dots$ calcular:	
$\Psi(k)$	
$E(k) = Y(k) - \Psi(k)^T \theta(k-1)$	
$K(k) = [P(k-1) \cdot \Psi(k)]^{-1} \cdot [\lambda + \Psi(k)^T \cdot P(k-1) \cdot \Psi(k)]$	
$\theta(k) = \theta(k-1) + K(k) \cdot E(k)$	
$P(k) = 1/\lambda \cdot [P(k-1) - K(k) \cdot \Psi(k)^T \cdot P(k-1)]$	

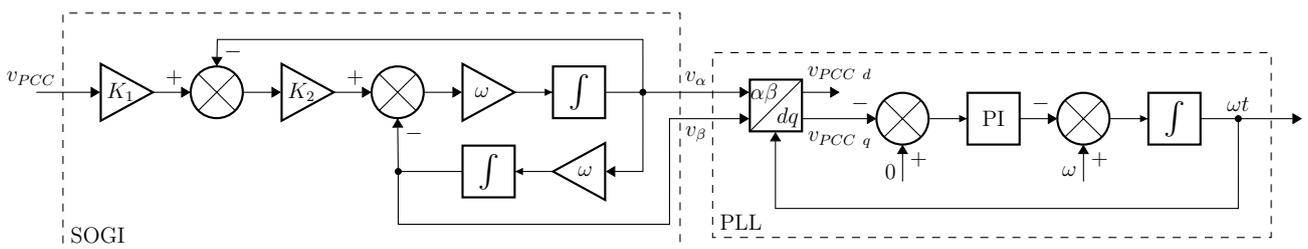


Figura 3. Diagrama de blocos do SOGI e do PLL

2.4 Estimativa de Z_g

O modelo utilizado para estimar os termos de R_g e X_g é obtido a partir da relação entre tensão e corrente em regime apresentada em (3). Utilizando coordenadas dq, obtém-se o sistema mostrado em (4).

$$v_g \angle \theta_{v_g} - v_{PCC} \angle 0^\circ = R_g i_g \angle - \theta_{i_g} + j X_g i_g \angle - \theta_{i_g} \quad (3)$$

$$\begin{cases} R_g I_{g,d} - X_g I_{g,q} = V_{g,d} - V_{PCC,d} \\ R_g I_{g,q} + X_g I_{g,d} = V_{g,q} - V_{PCC,q} \end{cases} \quad (4)$$

Manipulando o sistema (4), encontram-se as equações (5) e (6). Para estimar X_g e R_g , primeiramente aplica-se MQR para resolver (5), utilizando $I_{g,d}^2 + I_{g,q}^2$ como regressor e $I_{g,d}(V_{g,q} - V_{PCC,q}) - I_{g,q}(V_{g,d} - V_{PCC,d})$ como saída, estimando X_g . Depois, resolve-se (6), utilizando $I_{g,d}$ como regressor e $V_{g,d} - V_{PCC,d} + X_g I_{g,q}$ como saída para estimar R_g .

$$I_{g,d}(V_{g,q} - V_{PCC,q}) - I_{g,q}(V_{g,d} - V_{PCC,d}) = (I_{g,d}^2 + I_{g,q}^2) X_g \quad (5)$$

$$V_{g,d} - V_{PCC,d} + X_g I_{g,q} = I_{g,d} R_g \quad (6)$$

Vale ressaltar que o modelo obtido leva em consideração a presença de corrente circulando na rede elétrica. Caso o inversor forneça corrente suficiente para suprir a carga, i_g se torna muito pequena, o que faz com que os vetores de regressores se tornem também pequenos, podendo levar a erros na estimação dos parâmetros devido a problemas numéricos. Isto proporciona uma região de não detecção (NDZ) no algoritmo, comumente encontrada nos métodos passivos como mostrado nas características da Figura 1. O fator de esquecimento utilizado na estimativa de Z_g foi de 0,9.

2.5 Estimativa de Z_{load}

De maneira semelhante ao caso de Z_g , o modelo para estimativa de Z_{load} é obtido pela relação entre a tensão e corrente em Z_{load} , em regime, apresentada em (7). Na

equação, i_{load} não é medida, mas calculada a partir de $i_g - i_{inv}$. Em coordenadas dq, obtém-se (8).

$$v_{PCC} \angle 0^\circ = R i_{load} \angle - \theta_{i_{load}} + j X i_{load} \angle - \theta_{i_{load}} \quad (7)$$

$$\begin{cases} R I_{load,d} - X I_{load,q} = V_{PCC,d} \\ R I_{load,q} + X I_{load,d} = V_{PCC,q} \end{cases} \quad (8)$$

De maneira análoga ao caso de Z_g , manipula-se (8) para obter (9) e (10). Aplica-se então MQR à (9) para estimar X e posteriormente à (10) para estimar R .

$$I_{load,d} V_{PCC,q} - I_{load,q} V_{PCC,d} = (I_{load,d}^2 + I_{load,q}^2) X \quad (9)$$

$$V_{PCC,d} + X I_{load,q} = I_{load,d} R \quad (10)$$

Destaca-se que o modelo obtido considera uma corrente circulando na carga, portanto caso esta seja muito pequena podem ocorrer problemas numéricos. O fator de esquecimento escolhido para estimação de Z_{load} foi de 0,992.

3. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Para realização das simulações foram considerados diversos cenários, descritos na Tabela 2. Outros parâmetros do sistema elétrico foram mantidos constantes e são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3. Parâmetros do Sistema Elétrico

Grandeza	Símbolo	Valor
Frequência da rede	f	60Hz
Tensão da rede	v_g	127,28 $\angle 0^\circ V_{RMS}$
Tensão do inversor	v_{inv}	128,69 $\angle 0,0573^\circ V_{RMS}$
Ruído branco gaussiano	-	Média 0 Variância 0,1
Intervalo entre estimação de parâmetros	T_s	0,1ms
Ganho de normalização	K_1	1/180 para tensões 1/45 para correntes
Ganho do SOGI	K_2	1,414
Frequência nominal	ω	376,99rad
Ganho Proporcional PLL	K_P	376,99
Ganho Integral PLL	K_I	13,16

Tabela 2. Descrição dos Cenários Avaliados.

Tipo	nº	Z_{load} muda em 0.2s		Z_g muda em 0.6s	
		Início	Final	Início	Final
Sem Ruído	1	$R = 4\Omega$ $L = 10^{-2}H$ $C = 3 \cdot 10^{-3}F$	$R = 8\Omega$ $L = 2 \cdot 10^{-2}H$ $C = 6 \cdot 10^{-3}F$	$R_g = 0,5\Omega$ $L_g = 10^{-3}H$	$R_g = 1\Omega$ $L_g = 2 \cdot 10^{-3}H$
		$R = 4\Omega$ $L = 10^{-2}H$ $C = 3 \cdot 10^{-3}F$	$R = 8\Omega$ $L = 2 \cdot 10^{-2}H$ $C = 6 \cdot 10^{-3}F$	$R_g = 0,5\Omega$ $L_g = 10^{-3}H$	$R_g = 1\Omega$ $L_g = 2 \cdot 10^{-3}H$
Com Ruído	2	$R = 4\Omega$ $L = 10^{-2}H$ $C = 3 \cdot 10^{-3}F$	$R = 8\Omega$ $L = 2 \cdot 10^{-2}H$ $C = 6 \cdot 10^{-3}F$	$R_g = 0,5\Omega$ $L_g = 10^{-3}H$	$R_g = 1\Omega$ $L_g = 2 \cdot 10^{-3}H$
		$R = 8\Omega$ $L = 2 \cdot 10^{-2}H$ $C = 0F$	$R = 16\Omega$ $L = 4 \cdot 10^{-2}H$ Mantém	$R_g = 1\Omega$ $L_g = 2 \cdot 10^{-3}H$	Mantém os valores
	3	$R = 8\Omega$ $L = 0H$ $C = 6 \cdot 10^{-3}F$	$R = 16\Omega$ Mantém $C = 3 \cdot 10^{-3}F$	$R_g = 1\Omega$ $L_g = 2 \cdot 10^{-3}H$	Mantém os valores
Com Ruído e Ilha	5	$R = 4\Omega$ $L = 10^{-2}H$ $C = 3 \cdot 10^{-3}F$	$R = 8\Omega$ $L = 2 \cdot 10^{-2}H$ $C = 6 \cdot 10^{-3}F$	$R_g = 0,5\Omega$ $L_g = 10^{-3}H$	Linha Aberta
		$R = 8\Omega$ $L = 2 \cdot 10^{-2}H$ $C = 0F$	$R = 16\Omega$ $L = 4 \cdot 10^{-2}H$ Mantém	$R_g = 1\Omega$ $L_g = 2 \cdot 10^{-3}H$	Linha Aberta
	6	$R = 8\Omega$ $L = 0H$ $C = 6 \cdot 10^{-3}F$	$R = 16\Omega$ Mantém $C = 3 \cdot 10^{-3}F$	$R_g = 1\Omega$ $L_g = 2 \cdot 10^{-3}H$	Linha Aberta

No primeiro cenário não foi adicionado ruído na medição, a fim de verificar a eficácia do algoritmo, enquanto que nos outros foi adicionado um ruído branco gaussiano de média 0 e variância 0,1 nas medições de tensão e corrente. A Figura 5 mostra os valores de R_g e X_g estimados durante o teste, enquanto a Figura 6 mostra os valores de R e X . Ambos os valores estimados são próximos aos parâmetros reais. Observa-se que a troca de impedância de carga causa leve perturbação na estimação dos parâmetros da rede.

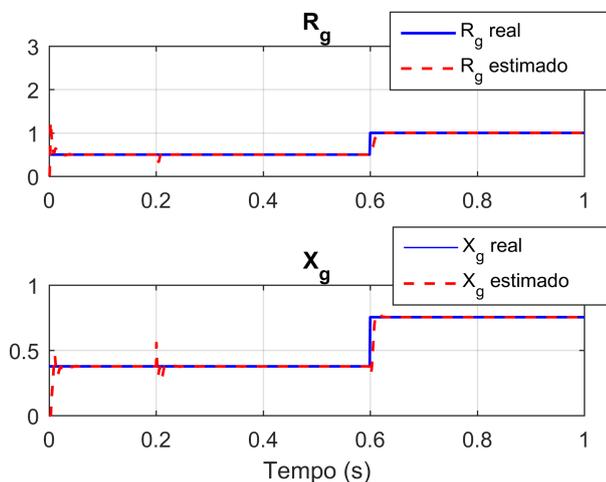


Figura 5. Parâmetros real e estimado de Z_g no cenário 1.

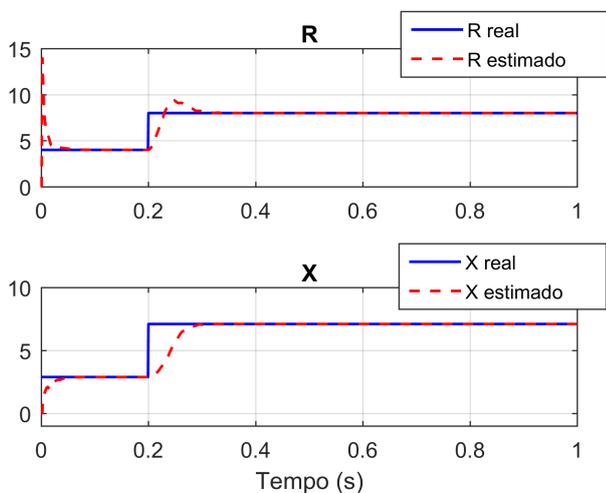


Figura 6. Parâmetros real e estimado de Z_{load} no cenário 1.

Do segundo cenário em diante foi adicionado ruído na medição para simular imprecisão dos sensores de tensão e corrente. Para visualização dos efeitos do ruído nas medidas de tensão e corrente, a Figura 7 mostra o comportamento da tensão e corrente da rede próximo aos seus valores de pico. A Figura 8 e a Figura 9 mostram os valores dos parâmetros de Z_g e Z_{load} , respectivamente, obtidos neste teste. Observa-se que o comportamento dos valores estimados para Z_g e Z_{load} são quase idênticos ao caso sem ruído, demonstrando que a estratégia adotada neste trabalho possui excelente robustez ao ruído de medição inserido.

Por fim, serão apresentados os resultados do cenário 7. Os parâmetros estimados para impedância da rede e carga são

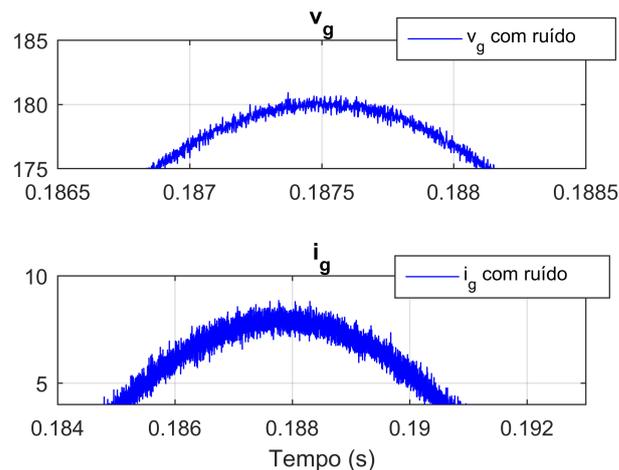


Figura 7. Efeito do ruído sobre os picos de v_g e i_g .

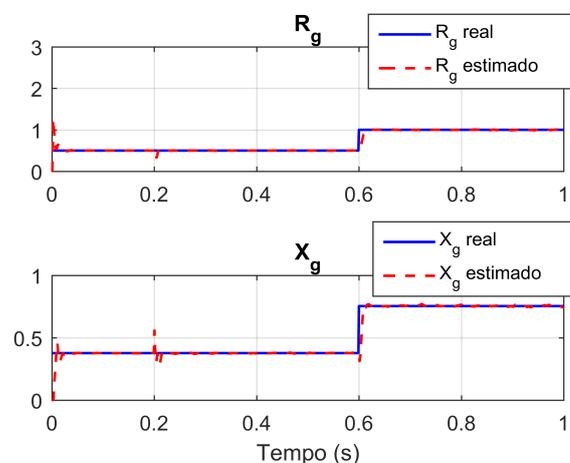


Figura 8. Parâmetros real e estimado de Z_g no cenário 2.

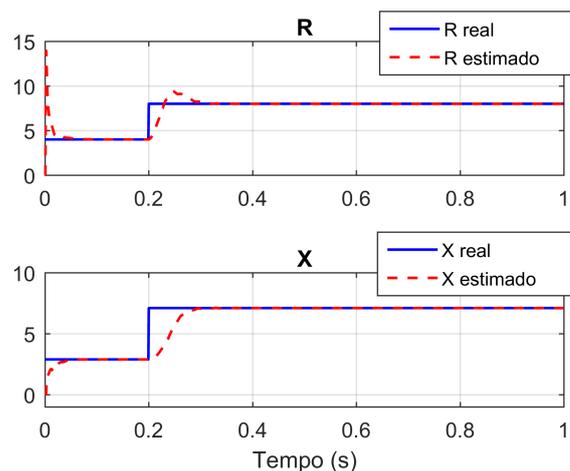


Figura 9. Parâmetros real e estimado de Z_{load} no cenário 2.

mostrados nas Figuras 10 e 11, respectivamente. Observa-se que após abertura da linha, os valores estimados para Z_g oscilam muito. Por causa disto, após detectada a ilha foram observados falsos negativos no sinal de detecção, motivo pelo qual foi adicionada uma lógica a mais de modo a eliminar falsos negativos de curta duração. Assim, para zerar novamente o sinal após detectada a ilha, é necessário

que algoritmo resulte em “não-ilhado” por um intervalo de $50ms$ (3 ciclos de rede, para sistemas a $60Hz$). Quanto aos parâmetros da carga Z_{load} , os valores estimados de R e X continuaram próximos aos reais após abertura da linha.

Por fim a Figura 12 mostra o sinal de detecção de ilha. Observa-se que a ilha foi rapidamente detectada, após $17.7ms$, pouco mais de 1 ciclo de rede.

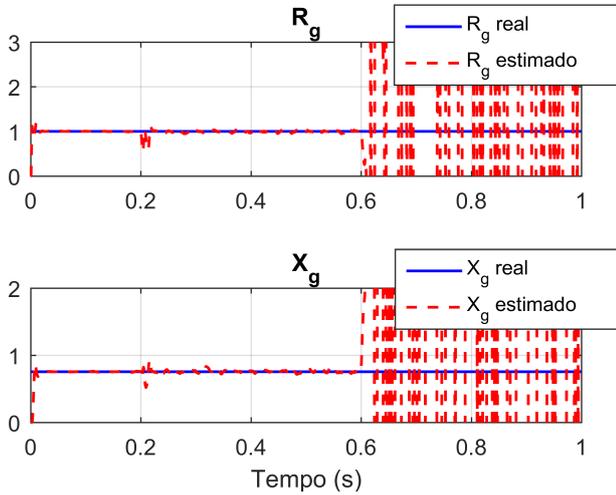


Figura 10. Parâmetros real e estimado de Z_g no cenário 7.

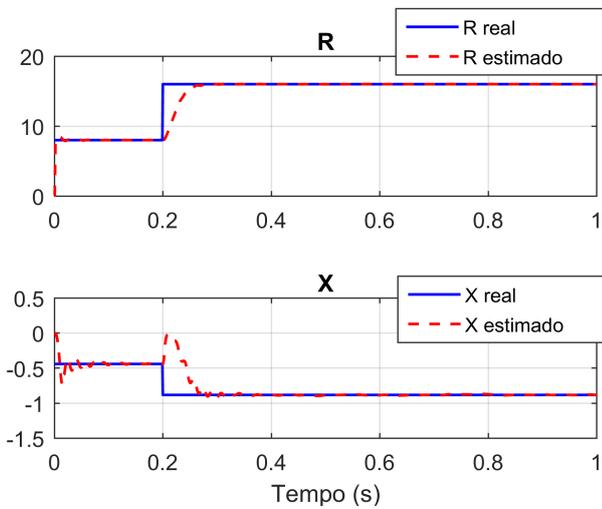


Figura 11. Parâmetros real e estimado de Z_{load} no cenário 7.

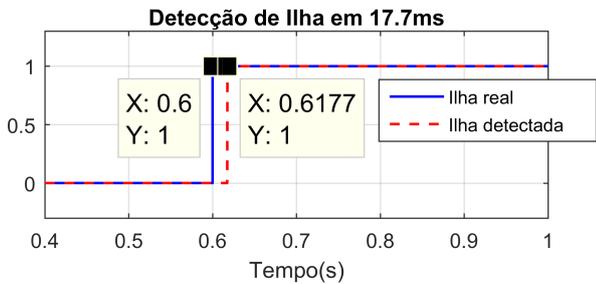


Figura 12. Detecção de ilha no cenário 7.

Os outros testes realizados possuem resultados semelhantes, de modo que não serão mostrados gráficos destes.

Entretanto, o tempo de detecção da ilha difere entre os cenários. Para o cenário 5, a ilha foi detectada após $14,7ms$, enquanto que no cenário 6 em $19,7ms$ e no 7 a detecção ocorre em $17,7ms$.

Outro ponto a ser destacado é que para valores menores de corrente na rede, a detecção fica mais difícil. O algoritmo não consegue detectar a ilha quando o valor RMS de i_g fica em torno de $0,4A$, formando uma NDZ quando a corrente é baixa. Para valores de corrente entre $0,4A$ e $0,6A$ ocorre detecção, porém com falsos negativos. Para correntes acima de $0,6A$, a detecção ocorre corretamente. Para demonstrar isso foi realizada uma simulação com carga resistiva de $R = 20\Omega$ e parâmetros da rede $R_g = 1\Omega$ e $L_g = 2 \cdot 10^{-3}H$. Quando v_{inv} é ajustado para $126,92\angle 0,4010^\circ V_{RMS}$, têm-se a corrente da Figura 13, com detecção realizada corretamente em $22,6ms$. Porém quando $v_{inv} = 126,92\angle 0,5157^\circ V_{RMS}$, têm-se a corrente da Figura 14, e a detecção ocorre com erros. Por fim, quando $v_{inv} = 126,92\angle 0,5730^\circ V_{RMS}$, têm-se a corrente da Figura 15, e não ocorre detecção.

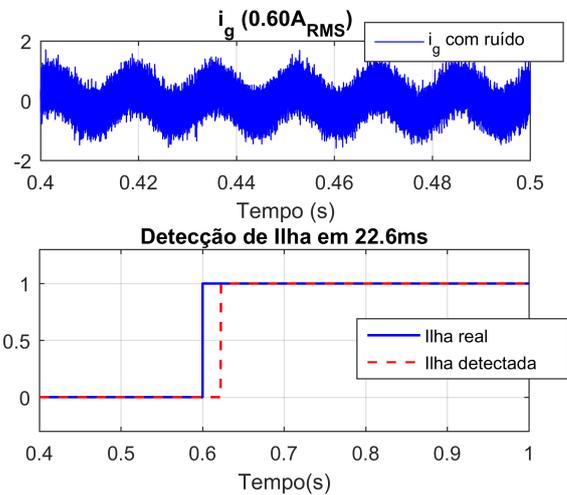


Figura 13. Corrente e detecção de ilha com $v_{inv} = 126,92\angle 0,4010^\circ V_{RMS}$.

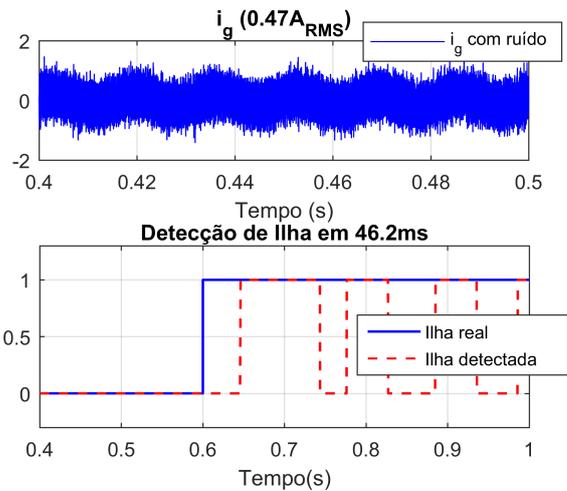


Figura 14. Corrente e detecção de ilha com $v_{inv} = 126,92\angle 0,5157^\circ V_{RMS}$.

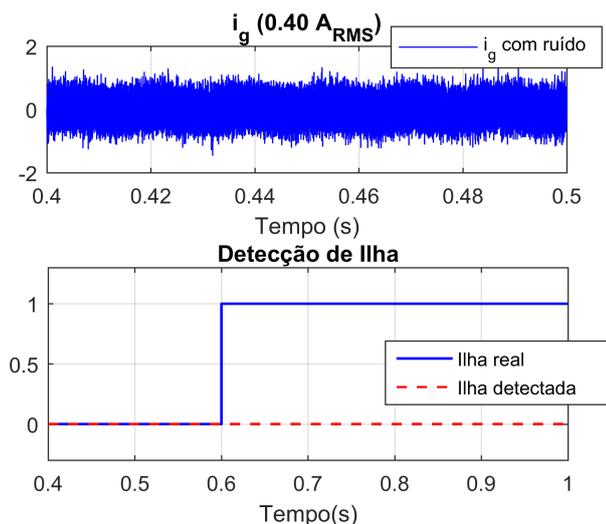


Figura 15. Corrente e detecção de ilha com $v_{inv} = 126,92 \angle 0,5730^\circ V_{RMS}$.

4. CONCLUSÃO

Este trabalho apresenta uma metodologia para detecção de ilhamento através da estimação da impedância da rede utilizando a técnica de mínimos quadrados recursivo com fator de esquecimento. A estratégia de detecção proposta utiliza SOGI e transformada $\alpha\beta$ para dq nas grandezas de tensão e corrente medidas, que em conjunto com o algoritmo de MQR permite que os valores estimados de impedância da rede e carga sejam robustos a ruídos de medição, conforme os resultados apresentados.

Observa-se que o algoritmo estima com boa precisão os parâmetros de Z_g , Z_{load} e destaca-se que nas simulações realizadas as ilhas foram detectadas rapidamente (em menos de $23ms$). Tal rapidez na detecção permite que o equipamento atenda à recomendação da norma 1547 do IEEE de interromper a energização em menos de $2s$. Além disso, o algoritmo apresentado possui uma baixa NDZ, sendo que a corrente i_g pode atingir valores menores que $1A_{RMS}$ e a detecção ocorrer corretamente.

Por fim, sugere-se como melhoria futura a comparação do algoritmo desenvolvido com outras técnicas passivas, a fim de avaliar se possui melhor desempenho que outros métodos de detecção.

AGRADECIMENTOS

À FAPES pelo apoio financeiro como bolsista durante o curso de mestrado.

REFERÊNCIAS

- do Prado, J.C., Qiao, W., e Thomas, S. (2019). Moving towards distribution system operators: Current work and future directions. In *2019 IEEE Power Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 1–5. doi:10.1109/ISGT.2019.8791572.
- IEEE (2018). IEEE standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces. *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*, 1–138. doi:10.1109/IEEESTD.2018.8332112.
- Jarraya, I., Hmad, J., Trabelsi, H., Houari, A., e Machmoum, M. (2019). An online grid impedance estimation using recursive least square for islanding detection. In *2019 16th International Multi-Conference on Systems, Signals Devices (SSD)*, 193–200. doi:10.1109/SSD.2019.8893148.
- Kulkarni, A. e John, V. (2013a). Analysis of bandwidth–unit-vector-distortion tradeoff in pll during abnormal grid conditions. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 60(12), 5820–5829. doi:10.1109/TIE.2012.2236998.
- Kulkarni, A. e John, V. (2013b). A novel design method for sogi-pll for minimum settling time and low unit vector distortion. In *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 274–279. doi:10.1109/IECON.2013.6699148.
- Liu, S., Li, Y., e Xiang, J. (2015). An islanding detection method based on system identification. In *The 27th Chinese Control and Decision Conference (2015 CCDC)*, 5515–5520. doi:10.1109/CCDC.2015.7161781.
- Mahat, P., Chen, Z., e Bak-Jensen, B. (2008). Review of islanding detection methods for distributed generation. In *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, 2743–2748. doi:10.1109/DRPT.2008.4523877.
- Walling, R. e Miller, N. (2002). Distributed generation islanding-implications on power system dynamic performance. In *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, volume 1, 92–96. doi:10.1109/PESS.2002.1043183.