

ILHAMENTO EM UM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

SÂMARA DE CAVALCANTE PAIVA*, YURI IOHANSEN RIBEIRO DAMASCENO[†], RICARDO LÚCIO DE ARAÚJO RIBEIRO[†], FLAVIO BEZERRA COSTA[†], THIAGO DE OLIVEIRA ALVES ROCHA [†]

**Universidade Federal Rural do Semi-Árido - UFERSA, RN 233, km 01, Sítio Esperança II, zona rural, 59780-000, Caraúbas, RN, Brasil*

[†]*Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, Avenida Senador Salgado Filho, 59078-970, Natal, RN, Brasil*

Emails: samara.paiva@ufersa.edu.br, rd.yuriiohanssen@outlook.com.br, rlucio@ct.ufrn.br, flaviocosta@ect.ufrn.br, thiago.rocha@ct.ufrn.br

Abstract— The penetration level of Distributed Generation (DG) sources has been growing in recent years due to environmental issues, reduction of losses in the transmission system, and secure connection. One or multiple DG systems, along with a set of loads, can operate in either connected or islanded mode as microgrids. Islanding conditions of that microgrid could occur due to intentional or unintentional disconnection of the central power grid. The detection of the islanding condition is crucial for reconfiguration of the control strategies of the microgrid. This work is used a passive technique for detecting the islanding conditions of microgrids based on the frequency and voltage variations and using the discrete Fourier transform (DFT). Simulated and experimental results in a microgrid setup following the codes established in IEEE 1547 are used to evaluate the performance of the technique anti-islanding protection

Keywords— Distributed generation, microgrid, islanding, DFT, RMS value.

Resumo— O nível de penetração das fontes de Geração Distribuída (GD) vem crescendo nos últimos anos devido a questões ambientais, redução de perdas no sistema de transmissão e de segurança de conexão. Um ou múltiplos sistemas de GD acompanhados por um conjunto de cargas podem operar no modo conectado ou ilhado na forma de microrredes. Condições de ilhamento na microrrede ocorrem devido a desconexão intencional ou não da rede elétrica principal. A detecção da condição de ilhamento é crucial para a reconfiguração das estratégias de controle da microrrede. Neste trabalho é utilizado uma técnica passiva de detecção das condições de ilhamento em microrredes, baseado nas variações de frequência e de tensão, usando a transformada discreta de Fourier (DFT, do inglês *Discrete Fourier Transform*). A técnica de proteção anti-ilhamento é avaliada por meio de resultados experimentais e de simulação, conforme os limiares da norma IEEE 1547, obtidos a partir de uma microrrede.

Palavras-chave— Geração distribuída, microrrede, ilhamento, DFT, valor eficaz.

1 Introdução

A geração distribuída (GD), principalmente a proveniente de fontes renováveis, conectada ao longo dos sistemas de distribuição de baixa e média tensão, diminui os impactos ambientais, diversifica a geração de energia elétrica, reduz as perdas nos sistemas de transmissão, visto estar localizada mais próxima às cargas, e possibilita o atendimento rápido do crescimento da demanda (Hashemi et al., 2017; He and Li, 2013; He et al., 2013). Uma ou mais unidades de GD fornecendo energia a um determinado grupo de cargas podem operar de forma conectada ou isolada à rede elétrica, e configuram uma microrrede (Hashemi et al., 2017; Sun et al., 2017). As microrredes são caracterizadas pela proximidade da geração com a carga, e são capazes de solucionar problemas energéticos locais pela injeção de energia diretamente na rede de distribuição de baixa e média tensão (Vieira, 2011). Além disso, quando uma microrrede está isolada do sistema elétrico as cargas conectadas podem continuar em operação após uma eventual desconexão, proporcionando uma diminuição no tempo de interrupção do fornecimento de energia elétrica, e aumentando, assim, a confi-

abilidade do sistema elétrico.

Uma microrrede deve ser desconectada do sistema na ocorrência de sub/sobretensão e sub/sobrefrequência de acordo com os limiares estabelecidos na norma IEEE 1547 (IEEE 1547, 2003). Quando uma microrrede opera de forma isolada do restante do sistema é dito que esta opera em modo isolado ou ilhado (Hashemi et al., 2017). Ilhamentos podem acarretar problemas como a perda da qualidade de energia elétrica (QEE) dos consumidores, comprometimento da segurança da equipe técnica que realiza manutenção e operação na rede, perda de coordenação dos dispositivos de proteção no interior da ilha, interferência na restauração manual ou automática de energia aos consumidores, entre outros (Bollen and Hassan, 2011). Apesar disso, sistemas ilhados podem operar se forem mantidos os níveis adequados para o fornecimento de energia de qualidade e se for garantido a segurança dos operadores técnicos (Bollen and Hassan, 2011).

As técnicas de detecção de ilhamento são divididas em técnicas remotas e locais (Paiva et al., 2014; Gupta et al., 2015; Funabashi et al., 2003). As técnicas remotas são baseadas em métodos de comunicação entre a rede principal e a GD. Essas

técnicas são as mais eficientes, sem zona de não-deteção (ZND), permitem a operação de múltiplas GDs e não degradam a QEE. Entretanto, possuem um elevado custo de implementação (Paiva et al., 2014; Gupta et al., 2015). As técnicas de detecção locais são divididas em técnicas passivas, ativas ou híbridas (Paiva et al., 2014; Gupta et al., 2015). Técnicas passivas permitem a operação de múltiplas GDs, possuem baixo custo de implementação e não degradam a QEE. Contudo, essas técnicas têm uma grande ZND. Técnicas híbridas combinam as técnicas passivas e ativas, possuem uma pequena ZND e permitem a operação de múltiplas GDs. No entanto, possuem um elevado custo de implementação e degradam a QEE (Paiva et al., 2014; Gupta et al., 2015).

Na literatura são encontradas várias técnicas de processamento digital de sinais aplicadas nos métodos passivos de detecção de ilhamento, como, por exemplo, a transformada discreta de Fourier (DFT, do inglês *Discrete Fourier Transform*) (Kim et al., 2011; Li et al., 2017), a transformada *wavelet* (Saleh et al., 2016) e a transformada-S (Kar and Samantaray, 2014). Os algoritmos baseados na análise de Fourier possuem implementação simples e alta eficiência no processo de filtragem de sinais.

Neste trabalho, uma técnica passiva é utilizada para detectar uma condição de ilhamento a partir da desconexão da GD em uma microrrede. A DFT é utilizada para estimar a frequência e o valor eficaz dos sinais de tensão no sistema de energia elétrica. A frequência estimada e o valor eficaz da tensão são utilizados para determinar uma possível condição de ilhamento e desconectar a GD do restante do sistema, de acordo com os limiares e intervalos de tempo estabelecidos em norma. Neste trabalho são utilizados dados de simulação e experimental de uma microrrede CA para análise das condições de ilhamento.

Este trabalho está organizado da seguinte forma: na seção 2 é descrito o sistema implementado por meio de simulação e na plataforma experimental utilizado neste estudo. Na seção 3 são apresentados os limites de tensão e de frequência e seus respectivos intervalos de tempo admissíveis para a desconexão da GD, de acordo com a norma IEEE 1547. A DFT também é descrita na seção 3. Os resultados de simulação são descritos na seção 4 e o resultado experimental na seção 5. Por último, na seção 6 são apresentadas as conclusões sobre a validação do método proposto.

2 Descrição do sistema

A microrrede utilizada neste trabalho é ilustrada na Figura 1. Ela está conectada à rede elétrica por meio de um transformador trifásico no ponto de acoplamento comum (PAC). Conectado ao PAC estão o sistema fotovoltaico trifásico de 8 kWp e,

por meio de uma linha de transmissão, uma plataforma de geração com máquina síncrona de polos salientes. O simulador de faltas e a carga linear estão em paralelo e conectados no meio da linha de transmissão. A linha de transmissão é implementada utilizando indutores com resistência r_s de $0,1 \Omega$ e indutância l_s de 2 mH.

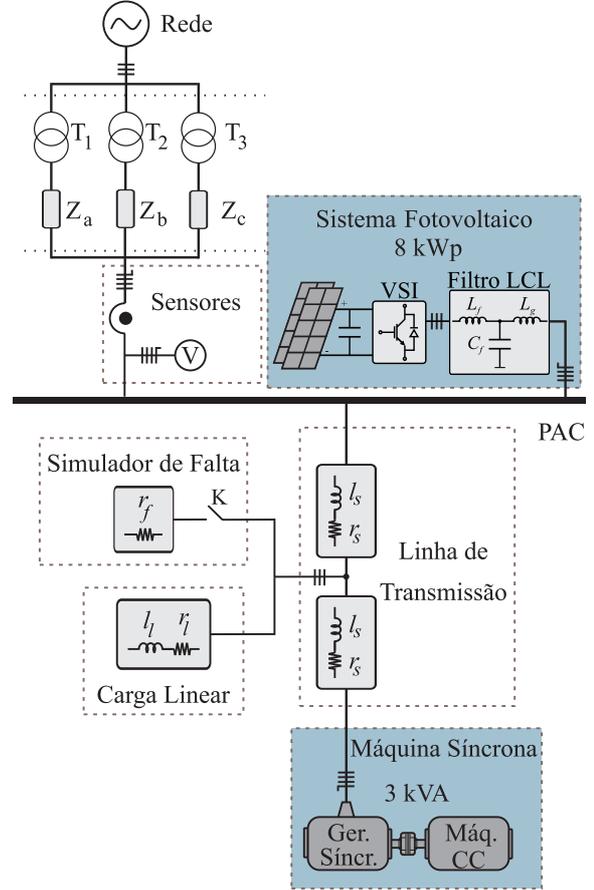


Figura 1: Microrrede CA.

O sistema fotovoltaico é constituído pela associação em paralelo de quatro *strings* de oito módulos fotovoltaicos Yingli YL245P-29b em série de 245 Wp cada. Um conversor de potência de dois estágios é utilizado para interconexão do painel fotovoltaico à rede elétrica. O primeiro estágio é implementado por um conversor CC/CC do tipo *boost*. Já no segundo estágio, utiliza-se um inversor trifásico do tipo fonte de tensão (em inglês, *Voltage Source Inverter* – VSI). Um banco de capacitores interconecta os dois estágios, operando como um barramento CC. O sistema fotovoltaico é conectado ao PAC através de um filtro LCL trifásico, que tem por função atenuar os componentes de alta frequência gerados pelo chaveamento do conversor de potência. A aquisição de dados e a execução do algoritmo de controle do sistema fotovoltaico são implementadas em uma plataforma de prototipagem rápida *dSPACE* 1103 (Nunes et al., 2017; Rocha, 2015).

A máquina síncrona é emulada por meio de um gerador síncrono de polos salientes acoplado a um motor CC. O sistema de controle e aquisição de dados da máquina síncrona são implementados em um DSP TMS320F28335 da *Texas Instruments*. A interconexão da máquina síncrona com o PAC é efetuada através de dois conjuntos trifásicos de impedâncias conectados em série, cujo objetivo é emular duas linhas de transmissão de 50 km cada. A carga linear em paralelo com um simulador de falta são conectados no ponto entre as duas linhas de transmissão. Quando há necessidade de emular faltas no sistema elétrico, a chave K , inicialmente aberta, é fechada. O PAC é alimentado por meio de um transformador trifásico, formado por um banco de transformadores monofásicos de 5 kVA cada, conectados em Y. Na Tabela 1 são sumarizadas as especificações da microrrede implementada.

Parâmetros	Valores
Tensão primária	380/220 V
Tensão secundária	220/127 V
Potência do trafo	15 kVA
Sistema fotovoltaico	8 kWp
Máquina síncrona	3 kVA
Carga linear	$r_l = 20\Omega$, $l_l = 60$ mH
Linha de Trans.	$r_s = 0,1\Omega$, $l_s = 2$ mH
Filtro LCL	$L_f = 1$ mH $L_g = 500$ μ H $C_f = 15$ μ F

3 Desconexão da GD em microrredes

Os sistemas de proteção e controle de microrredes devem detectar sub/sobretensões e sub/sobrefrequências na rede e desconectar a GD, de acordo com os intervalos de tempo estabelecidos pela norma IEEE 1547. As oscilações na tensão e na frequência da rede devem ser detectadas no PAC. Os tempos de desconexão de sistemas com GD, para as diferentes faixas de tensão e frequência, são sumarizadas nas Tabelas 2 e 3, respectivamente (IEEE 1547, 2003). Estes valores de tempo são máximos para uma GD menor ou igual a 30 kW e são valores padrões para uma GD maior que 30 kW.

Tabela 2: Tempo de desconexão de sistemas interconectados de acordo com as variações de tensão.

Faixa de Tensão(%)	Tempo (s)
$V < 50$	0,16
$50 \leq V < 88$	2,00
$110 < V < 120$	1,00
$V \geq 120$	0,16

Neste trabalho a DFT é aplicada nos sinais de tensão para estimar a sua frequência e para calcu-

Tabela 3: Tempo de desconexão de sistemas interconectados de acordo com as variações de frequência.

Tamanho da GD	Faixa de Freq. (Hz)	Tempo (s)
≤ 30 kW	$> 60,5$	0,16
	$< 59,3$	0,16
> 30 kW	$> 60,5$	0,16
	$< 59,8-57,0$ (Ajustável)	0,16 a 300 (Ajustável)
	$< 57,0$	0,16

lar o seu valor eficaz. Quando os valores estimados ultrapassarem os limiares estabelecidos pela norma, o sistema de GD deve ser desconectado do sistema principal, podendo levá-lo ao ilhamento.

3.1 Discrete Fourier Transform

O algoritmo de Fourier utiliza uma janela retangular de comprimento igual a um ciclo da componente fundamental. Os componentes fasoriais de Fourier (V_{hc} e V_{hs}) do h-ésimo componente harmônico da tensão são dados por (Phaddek and Thorp, 2008):

$$V_{hc}(k) = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v(n) \cos\left(\frac{2\pi hn}{N}\right), \quad (1)$$

$$V_{hs}(k) = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v(n) \sin\left(\frac{2\pi hn}{N}\right), \quad (2)$$

sendo $N = f_s/f$ o número de amostras por ciclo da frequência fundamental f e f_s a frequência de amostragem. O módulo do fasor \hat{V}_h do h-ésimo componente harmônico do sinal de tensão é dado por:

$$V_h(k) = \sqrt{(V_{hc}(k)^2) + (V_{hs}(k)^2)}. \quad (3)$$

4 Resultados de Simulação

A microrrede ilustrada na Figura 1 foi implementada por meio de simulação no *software* PSIM com uma frequência de amostragem de 10 kHz. Os sinais medidos foram reamostrados para a frequência de 1920 Hz para melhorar o desempenho da DFT. Foram realizados dois estudos de caso para verificar a necessidade de desconexão da GD. No primeiro caso uma oscilação na frequência é provocada pelo sistema fotovoltaico e no segundo caso é simulada uma falta trifásica no PAC, elevando-se as correntes de fase em dez vezes. Todas as análises foram realizadas em modo *offline*.

Na Figura 2 é ilustrada a tensão medida no PAC, seu valor eficaz e o valor médio da estimação da frequência pela DFT para o primeiro estudo de caso. A oscilação na frequência, em torno de 60 Hz, inicia no instante igual a 0,5 s. Neste instante é observada uma variação no valor eficaz

da tensão (Figura 2(b)). Entretanto, a variação na amplitude do valor eficaz da tensão é pequena, não ultrapassando os limiares necessários para a desconexão da GD. A variação na frequência também é detectada (Figura 2(c)). Porém, neste caso, a estimação da frequência utilizando a DFT informa que houveram perturbações na rede, mas não permite concluir se é necessário desconectar a GD. Neste estudo de caso, como o valor eficaz da tensão não ultrapassou os limiares normativos, não há necessidade de desconexão da GD.

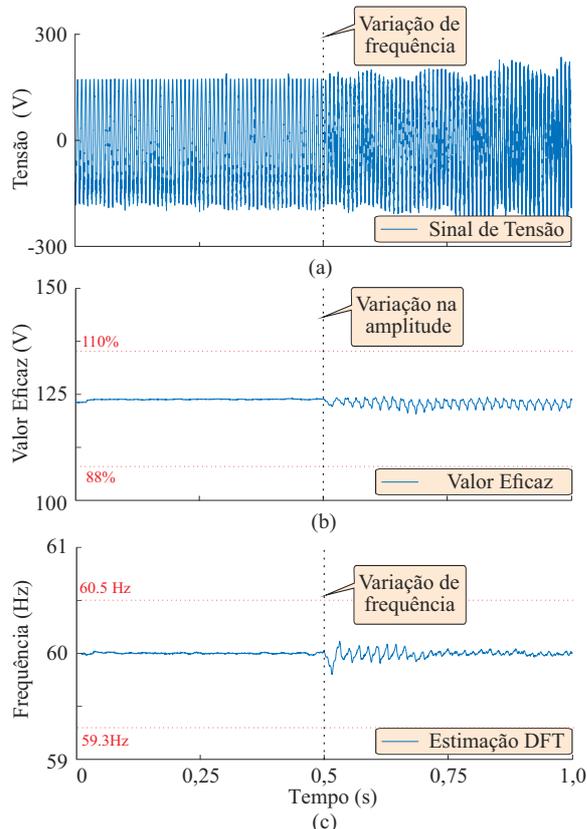


Figura 2: Primeiro estudo de caso: (a) Sinal de tensão; (b) Valor eficaz da tensão; (c) Estimação da frequência com a DFT.

Na Figura 3 é ilustrado o sinal de tensão, o valor eficaz da tensão e a estimação da frequência para o segundo estudo de caso. Uma falta trifásica temporária, com duração de 0,8 s, foi aplicada no PAC. A simulação da falta é feita a partir da conexão de uma carga resistiva trifásica, de 2,5 ohms por fase, em paralelo com a rede. Na ocorrência da falta a amplitude da tensão diminui e retorna ao seu valor nominal quando esta é extinta. A diminuição e a retomada do valor eficaz da tensão não ocorre de modo instantâneo devido ao efeito da janela de um ciclo e ao comportamento transitório do sinal, podendo levar aproximadamente um ciclo até atingir a região de convergência para um novo valor de tensão. O valor eficaz da tensão ultrapassa o limiar da norma, assim, a desconexão do sistema fotovoltaico é necessária. Uma

variação na frequência é observada quando a falta inicia e quando a falta termina, conforme Figura 3(c). Apesar da variação da frequência não certificar a necessidade de desconexão do sistema fotovoltaico, neste caso, a desconexão se faz necessária pela amplitude do afundamento na tensão.

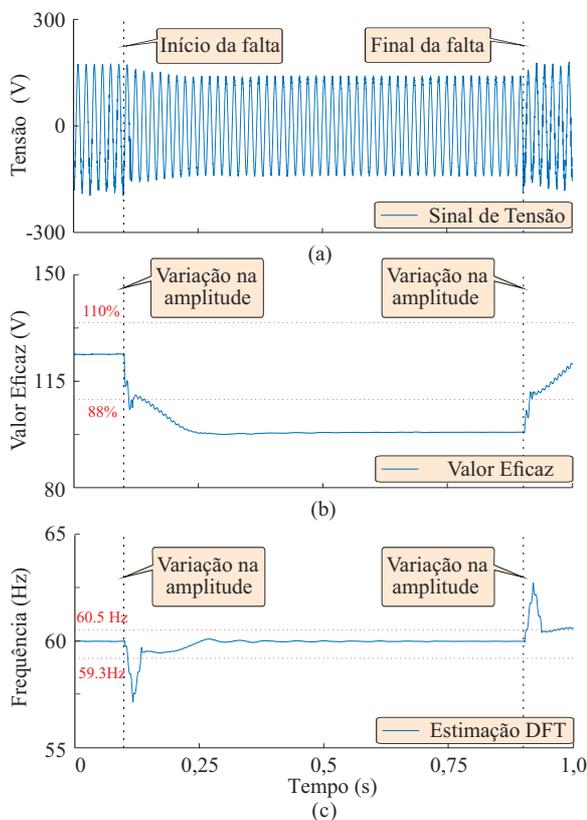


Figura 3: Segundo estudo de caso: (a) Sinal de tensão; (b) Valor eficaz da tensão; (c) Estimação da frequência com a DFT.

A estimação da frequência implementada neste trabalho permite verificar as oscilações de frequência que ocorrem no sistema, mas sem fornecer o valor exato destas variações. Então, para verificar a necessidade de desconexão de fontes de GD em microrredes utiliza-se outra informação, a variação do valor eficaz da tensão. Portanto, a estimação da frequência informa a ocorrência de algum distúrbio no sistema de forma instantânea, deixando o sistema sob alerta, e com a informação da tensão é possível tomar a decisão de desconectar ou não o sistema de GD, podendo levá-lo ao ilhamento.

5 Resultados Experimentais

A plataforma experimental é composta pela microrrede ilustrada na Figura 1. Assim como nos casos simulados, os sinais são amostrados com uma frequência de 10 kHz e são reamostrados para a frequência de 1920 Hz para melhorar o desempenho da DFT. Neste sistema foi aplicada uma falta trifásica temporária com duração de 0,8 s, no PAC

do sistema. Neste caso, a carga resistiva trifásica, colocada em paralelo com a rede para realização da falta, é de 5 ohms por fase, não sendo possível utilizar a mesma carga do caso simulado devido às restrições de potência da estrutura experimental. Na Figura 4 é ilustrada a tensão, seu valor eficaz e a estimação da frequência. Um afundamento na tensão ocorre durante a falta. Neste caso o afundamento na tensão não ultrapassa o limite de 88% estabelecido pela norma para desconexão da GD. Uma variação de frequência ocorre quando a falta inicia e quando termina, conforme ilustrado na Figura 4(c). Portanto, a variação de frequência mostra que algo ocorreu na microrrede durante o intervalo de 0,8 s. A partir das análises realizadas não há necessidade de desconectar a GD por se tratar de uma falta temporária com duração inferior a 0,16 s.

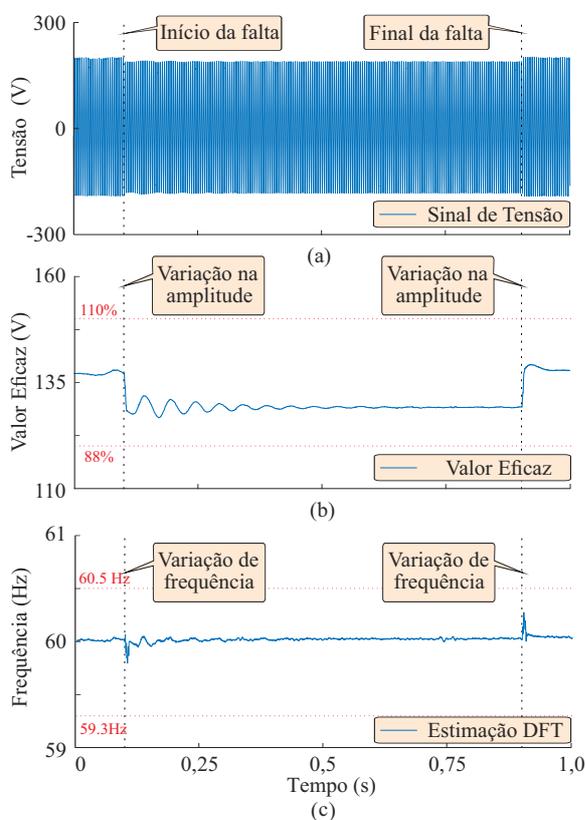


Figura 4: Resultado experimental: (a) Sinal de tensão; (b) Valor eficaz da tensão; (c) Estimação da frequência com a DFT.

6 Conclusões

Neste trabalho foram realizados estudos em uma microrrede para detecção da condição de ilha utilizando técnicas passivas. Sinais de tensão foram analisados para verificar a necessidade de desconexão do sistema de GD da microrrede em estudo. Nos casos analisados, a estimação da frequência pela DFT permite detectar as variações de frequência no sistema, mas não permite deter-

minar a amplitude desses valores. Por conta disso, foi empregado a análise da variação dos valores eficazes de tensão para determinar a necessidade de desconexão de acordo com a norma IEEE 1547. Dois casos simulados e um caso experimental foram estudados. Apenas no caso de ocorrência de falta é que foi verificada a necessidade de desconexão do sistema fotovoltaico da rede, pois os valores medidos de tensão ultrapassaram os limiares da norma. Em trabalhos futuros outros parâmetros do sistema serão verificados para uma maior confiabilidade da necessidade ou não de desconexão da GD do restante do sistema.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer à CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) e ao CNPq (Conselho Nacional de Pesquisa) pelo suporte financeiro e à PETROBRAS (Companhia de Petróleo Brasileiro) pelo financiamento via projeto P&D (Processo 2012/00042-2). Além disso, os autores gostariam de agradecer à UFRN e à UFRSA pelo suporte e colaboração no desenvolvimento deste trabalho.

Referências

- Bollen, M. H. J. and Hassan, F. (2011). *Integration of Distributed Generation in the Power System*, Wiley - IEEE Press, New Jersey.
- Funabashi, T., Koyanagi, K. and Yokoyama, R. (2003). A review of islanding detection methods for distributed resources, *2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, Vol. 2, pp. 6 pp. Vol.2-.
- Gupta, P., Bhatia, R. S. and Jain, D. K. (2015). Average absolute frequency deviation value based active islanding detection technique, *IEEE Transactions on Smart Grid* **6**(1): 26–35.
- Hashemi, F., Mohammadi, M. and Kargarian, A. (2017). Islanding detection method for microgrid based on extracted features from differential transient rate of change of frequency, *IET Generation, Transmission Distribution* **11**(4): 891–904.
- He, J. and Li, Y. W. (2013). Hybrid voltage and current control approach for dg-grid interfacing converters with lcl filters, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **60**(5): 1797–1809.
- He, J., Li, Y. W., Guerrero, J. M., Blaabjerg, F. and Vasquez, J. C. (2013). An islanding microgrid power sharing approach using enhanced virtual impedance control

- scheme, *IEEE Transactions on Power Electronics* **28**(11): 5272–5282.
- IEEE 1547 (2003). *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*.
- Kar, S. and Samantaray, S. R. (2014). Multiple features based anti-islanding protection relay for distributed generations, *2014 International Conference on Smart Electric Grid (ISEG)*, pp. 1–6.
- Kim, J. H., Kim, J. G., Ji, Y. H., Jung, Y. C. and Won, C. Y. (2011). An islanding detection method for a grid-connected system based on the goertzel algorithm, *IEEE Transactions on Power Electronics* **26**(4): 1049–1055.
- Li, Z., Santi, F., Pastina, D. and Lombardo, P. (2017). Multi-frame fractional fourier transform technique for moving target detection with space-based passive radar, *IET Radar, Sonar Navigation* **11**(5): 822–828.
- Nunes, E. A. F., Alves, D. K., Dantas, E. S., Rocha, T. O. A., Ribeiro, R. L. A. and Costa, F. B. (2017). Impact of pv systems on microgrids under different levels of penetration and operational scenarios, *2017 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*, pp. 1–6.
- Paiva, S. C., Sanca, H. S., Costa, F. B. and Souza, B. A. (2014). Reviewing of anti-islanding protection, *2014 11th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications*, pp. 1–8.
- Phadke, A. G. and Thorp, J. H. S. (2008). *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*, Springer, New York.
- Rocha, T. O. A. (2015). Contribuições para estratégia de controle aplicada à geração fotovoltaica interconectada à rede elétrica, *Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal* pp. 1–162.
- Saleh, S. A., Aljankawey, A. S., Meng, R., Meng, J., Chang, L. and Diduch, C. P. (2016). Apparent power-based anti-islanding protection for distributed cogeneration systems, *IEEE Transactions on Industry Applications* **52**(1): 83–98.
- Sun, Q., Guerrero, J. M., Jing, T., Vasquez, J. C. and Yang, R. (2017). An islanding detection method by using frequency positive feedback based on fll for single-phase microgrid, *IEEE Transactions on Smart Grid* **8**(4): 1821–1830.
- Vieira, J. C. M. (2011). Detecção de ilha de geradores distribuídos: Uma revisão bibliográfica sobre o tema, *Revista Eletrônica de Energia* **1**(1): 3–14.