

Uma Abordagem de Processamento Estatístico de Sinais para Detecção de Ilhamento

Robson Rosserrani de Lima
Núcleo de Instrumentação e
Processamento de Sinais

Universidade Federal de Juiz de Fora
Juiz de Fora, Brasil
robson.lima@engenharia.ufjf.br

Augusto Santiago Cerqueira
Núcleo de Instrumentação e
Processamento de Sinais

Universidade Federal de Juiz de Fora
Juiz de Fora, Brasil
augusto.santiago@ufjf.edu.br

Paulo Fernando Ribeiro
Instituto de Sistemas Elétricos e
Energia

Universidade Federal de Itajubá
Itajubá, Brasil
pfribeiro@ieee.org

Danton Diego Ferreira

Departamento de Automática
Universidade Federal de Lavras
Lavras, Brasil
danton@ufla.br

Resumo — Este artigo apresenta um método para detecção de ilhamento em geração distribuída (GD) baseado em processamento estatístico de sinais. Foi utilizado um modelo em MathWorks Simulink de uma matriz fotovoltaica (PV) de 250 kW conectada à rede de distribuição para simular o comportamento do sinal de tensão trifásico no ponto de acoplamento comum (PAC) sob a operação nominal, condição de ilhamento e condição de falta usando diferentes composições de carga. Foi utilizada a Análise de Componentes Principais para extrair os eventos transitórios dos sinais de tensão e então foram utilizados cumulantes de segunda, terceira e quarta ordens para gerar parâmetros e os melhores foram selecionados utilizando a Razão Discriminante de Fisher (RDF). Foi observado que, para esta configuração, usando apenas o primeiro atraso do cumulante de segunda ordem, foi alcançada uma taxa de detecção de 100% para as condições de ilhamento e também para a classificação da ocorrência de falta, independentemente da diferença de potência entre a carga e a GD.

Palavras-chave — detecção de ilhamento, geração distribuída, análise de componentes principais, estatísticas de ordem superior, cumulantes, matriz fotovoltaica, razão discriminante de Fisher.

I. INTRODUÇÃO

A crescente preocupação com a geração sustentável de eletricidade tem encorajado a adoção de sistemas de Geração Distribuída [1]. No Brasil, a geração por fontes eólicas e solares correspondem atualmente a aproximadamente 15% da potência supervisionada e 23% da potência concedida na matriz energética brasileira [2]. A Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD) anunciou que em 2021 o Brasil alcançou 5 GW de potência instalada em GD, com mais de 400 mil conexões e mais de 500 mil unidades consumidoras e estima que, mesmo com a crise gerada pela pandemia de corona vírus, até o final do ano se alcançará 7 GW de potência [3].

A integração dessas novas fontes através de GD nos sistemas de energia elétrica representa uma mudança no paradigma de geração no Brasil e no mundo [4], entretanto, isto traz consigo o surgimento de novos problemas que precisam de atenção. Um destes problemas é a ocorrência de ilhamentos não intencionais.

Os autores gostariam de agradecer à UFJF (Universidade Federal de Juiz de Fora) e à CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) pelo suporte e financiamento deste trabalho.

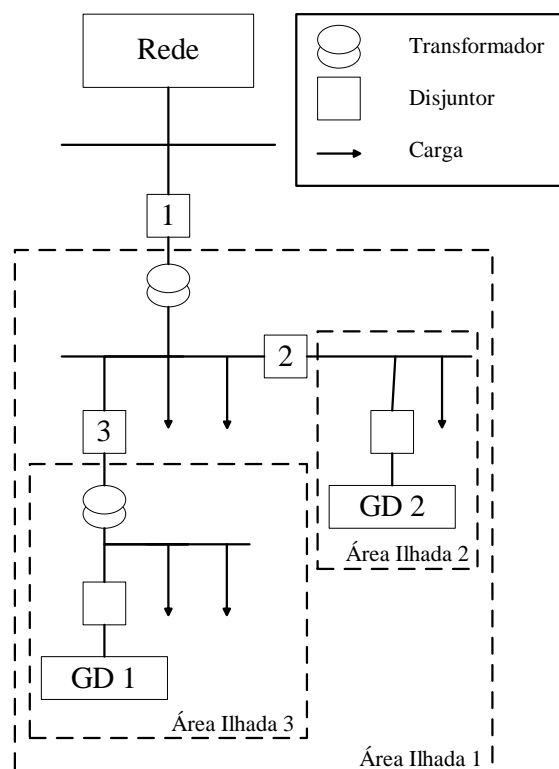


Fig. 1. Concepção simples de Ilhamento. As Áreas Ilhadas 1, 2 e 3 são formadas ao se abrir os disjuntores 1, 2 e 3, respectivamente. Fonte: adaptado de [7].

Ilhamento é uma condição em que parte da rede de distribuição é desconectada do sistema e as unidades consumidoras ainda são energizadas por uma ou mais GD conectadas a elas como mostrado na Fig. 1. Os principais problemas associados com a condição de ilhamento não intencional são [5]:

- Ameaça à segurança de técnicos que fazem a manutenção do sistema;
- Perda dos parâmetros de controle, como tensão e frequência da rede, pela concessionária;
- Perda de coordenação dos dispositivos de proteção contra curtos-circuitos dentro da ilha;
- O subsistema ilhado pode apresentar condições inadequadas de aterramento;

- Ilhas energizadas podem interferir com a restauração (manual ou automática) do suprimento de energia aos consumidores.

Apesar de não existirem testes específicos para operações de ilhamento, é possível se basear em alguns padrões internacionais tal qual o IEEE Std. 1547-2003 [6], que determina os padrões para tensão e corrente no ponto de acoplamento comum (PAC) além de especificar que o sistema de GD deve ser desconectado dentro de 2 segundos quando um ilhamento ocorrer.

Vários métodos de detecção de ilhamento (MDI) foram propostos ao decorrer dos anos, os quais podem ser classificados de maneira mais ampla como métodos clássicos e modernos. Os primeiros podem também ser sub-classificados como passivos, ativos, híbridos ou remotos, enquanto os últimos são baseados em processamento de sinais e classificadores [7]. Os métodos clássicos passivos, sendo o *Rate of Change of Frequency* (ROCOF) [8,9] um dos mais comuns, são baseados na medida de certos parâmetros, como a frequência, no PAC ou terminais da GD e comparados com limiares pré-determinados para detectar o ilhamento. Apesar de apresentarem um baixo custo de implementação e tempos de detecção rápidos, estes métodos sofrem com disparos por ruído e grandes zonas de não detecção (ZND), isto é, a região de operação de um MDI em que o ilhamento não pode ser determinado [7]. Com uma ZND menor, mas com a inconveniência de causar degradação da qualidade de energia da rede, os métodos ativos são baseados em enviar um sinal de distúrbio para algum parâmetro da rede e monitorar os efeitos deste sinal no PAC. Alguns dos MDI mais comuns nessa categoria são o *Slip Mode Frequency Shift* (SMS) [10,11,12], *Active Frequency Drift* (AFD) [13,14,15], *Sandia Frequency Shift* (SFS) [12,16,17] e *Sandia Voltage Shift* (SVS) [12,18]. As abordagens híbridas no braço clássico dos MDI tentam combinar ambas técnicas passivas e ativas para se obter as vantagens desses métodos. Normalmente, a técnica ativa é aplicada apenas depois de uma detecção de ilhamento passiva, diminuindo os efeitos na qualidade de energia e alcançando uma ZND baixa [7]. *Feedback* positivo (PF) e desbalanços de tensão (VU) [19], mudança de tensão e potência reativa [20], SFS híbrido e Q-f [21], mudança de tensão e potência ativa (RPS) [22] são algumas das técnicas híbridas. Finalmente, os métodos remotos, como *transfer trip scheme* [23, 24] e *power line carrier communication* (PLCC) [25, 26], são baseados na comunicação entre a rede concessionária e a GD. Eles possuem a vantagem de possuir uma ZND zero, mas para instalações de GD pequenas ou únicas, o seu custo de implementação se torna muito alto [7].

Recentemente, usando os métodos clássicos como pontos de partida – principalmente os passivos – métodos mais modernos baseados em ferramentas de processamento de sinais e classificadores trouxeram melhorias para a performance dos MDI, alcançando ZND muito pequenas, nenhum impacto na qualidade de energia e custos de implementação baixos. Os métodos de processamento de sinais usam essas ferramentas para extrair características dos sinais obtidos no PAC e realizar a detecção de ilhamento. Algumas das técnicas mais utilizadas nessa categoria são a Transformada *Wavelet* (TW) e suas variantes [27-31], Transformada de Stockwell (TS) [32,33], Transformada de Hilbert Huyang (THH) [34], Transformada Tempo-Tempo (TTT) [32, 35] e morfologia matemática (MM) [32]. Quando

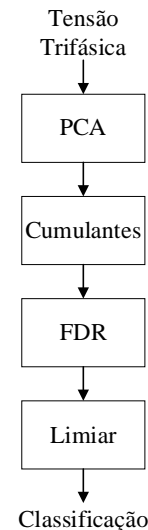


Fig. 2. Fluxograma do método de classificação.

o espaço de características dado pelos métodos de processamento de sinais não dá uma assinatura clara da condição de ilhamento, determinar um limiar para a detecção pode se mostrar difícil. Nestes casos, métodos de classificadores podem ser usados para processar essas características e definir um limiar altamente sensível e preciso. MDI baseados em redes neurais artificiais (RNA) [36-42], lógica *fuzzy* (LF) [43,44], sistemas de inferência neuro-*fuzzy* adaptativos (ANFIS) [45-47], árvores de decisão (AD) [48-50] e máquinas de vetores de suporte (SVM) [32,40] são prevalentes hoje em dia e podem alcançar ZND negligenciáveis.

Neste artigo, um MDI baseado em processamento de sinais é proposto para detecção de ilhamento utilizando técnicas de processamento estatístico de sinais como análise de componentes principais (PCA) e estatísticas de ordem superior (EOS). Utiliza-se a PCA como meio de se extrair uma representação unidimensional dos eventos transitórios do sinal de tensão trifásico no PAC, então cumulantes são utilizados como parâmetros para caracterizar os eventos entre operação nominal, distúrbios de elevação/afundamento de tensão causado por uma falta linha-linha e operação de ilhamento. A Fig. 2 apresenta o fluxograma do método proposto.

O restante do texto está organizado como se segue. A Seção 2 apresenta o modelo utilizado para simular o conjunto de dados. Na Seção 3, as condições e testes de simulação são descritos. O método proposto é apresentado na Seção 4. Os resultados são dados na Seção 5. Por fim, o artigo é concluído na Seção 6.

II. MODELAGEM DA DG

Para produzir o conjunto de dados usado para avaliar o método proposto, foi utilizada uma matriz fotovoltaica (PV) de 250 kW conectada à rede da concessionária via um conversor trifásico. Cada componente é detalhado a seguir.

A. Matriz PV

A matriz PV contém 88 *strings* paralelas, cada uma contendo 7 módulos SunPower SPR-415E-WHT-D conectados em série. Ela foi simulada considerando uma irradiância constante de 1000 W/m² e uma temperatura do módulo de 45 °C.

B. Conversor Trifásico CC/CA

O modelo do conversor foi construído utilizando uma ponte IGBT de três níveis controlada por PWM. Os harmônicos gerados pela ponte IGBT são filtrados utilizando o reator do inversor e um pequeno filtro de harmônicos. O Sistema é conectado à rede de distribuição com um transformador trifásico 250 V/25 kV de 250 kVA.

C. Controle do Inversor

O sistema de controle pode ser dividido em cinco subsistemas:

1) *Controlador Rastreador do Ponto de Potência Máxima (MPPT)*: é utilizado um controlador MPPT baseado na técnica “Perturbe e Observe” [51]. Esse sistema MPPT determina o sinal de referência V_{CC} para o regulador V_{CC} do inversor. Ele muda o sinal de referência para determinar a tensão CC que extrai a potência máxima da matriz PV.

2) *Regulador V_{CC}* : este subsistema define a corrente ativa (I_d) de referência para o regulador de corrente.

3) *Regulador de Corrente*: baseado na I_d e na I_q (corrente reativa), este regulador define a tensão de referência para o inversor. Aqui, a I_q de referência é definida como zero.

4) *Phased Locked Loop (PLL)*: um PLL [52] é usado para sincronizar o sistema de controle.

5) *Gerador de Modulação por Largura de Pulso (PWM)*: ele gera os sinais de disparo para a ponte IGBT baseado nas tensões de referência. Ele usa uma portadora com frequência de 1980 Hz.

D. Rede de Distribuição

A rede de distribuição foi simulada como um sistema de transmissão de 120 kV. Ele contém um transformador trifásico 120 kV/25 kV de 47 MVA, um transformador de aterramento, dois alimentadores de 14 km e 8 km e duas cargas, uma de 30 MW e 2 MVar e uma segunda de 2 MW.

E. Carga Local, Disjuntor e Falta Trifásica

Uma carga local variável foi adicionada para estudar a condição de ilhamento. A ilha pode ser formada pelo disjuntor localizado entre a carga e a rede de distribuição, quando ele é aberto a carga local é alimentada apenas pela matriz PV. Um componente de falta trifásica foi adicionado para simular os distúrbios de elevação/afundamento de tensão.

III. ESTRUTURA DE SIMULAÇÃO

Uma forma de determinar a ZND é usando o espaço de diferença de potência (EDP). Sob a condição de ilhamento, a frequência e tensão no PAC são determinados pela diferença das potências ativas e reativas entre a produção GD e o consumo da carga [7]. Os limites da ZND dentro dos quais um MDI falha [53] podem ser determinados por (1)-(2):

$$(V / V_{max})^2 - 1 \leq (\Delta P / P_{GD}) \leq (V / V_{min})^2 - 1 \quad (1)$$

$$Q_f(1 - (f / f_{min})^2) \leq (\Delta Q / P_{GD}) \leq Q_f(1 - (f / f_{max})^2) \quad (2)$$

Onde V é a tensão nominal, P_{GD} é a potência ativa da GD, ΔP e ΔQ são as diferenças de potência ativa e reativa, respectivamente, Q_f é o fator de qualidade e f é a frequência fundamental da rede. O IEEE Std. 1547-2003 determina os limites superiores e inferiores para a tensão e frequência como

$V_{max} = 110\%$, $V_{min} = 88\%$, $f_{max} = 60.5 \text{ Hz}$, $f_{min} = 59.3 \text{ Hz}$ com um $Q_f = 1$. Usando estes valores em (1) e (2) pode-se obter a ZND para este padrão:

$$-17.36\% \leq (\Delta P / P_{GD}) \leq 29.13\% \quad (3)$$

$$-2.37\% \leq (\Delta Q / P_{GD}) \leq 1.65\% \quad (4)$$

Usando os resultados de (3)-(4), as características da carga local foram determinadas para corresponder aos oito pontos na fronteira de ZND e seu ponto central. Os valores reais para a potência ativa e reativa da carga, considerando $P_{GD} = 250 \text{ kW}$, são apresentados na Tabela 1.

TABELA I. REQUERIMENTOS DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA PARA A CARGA LOCAL

Pontos da ZND	P (kW)	Q (kVar)
1 – ΔP min. e ΔQ min.	206.6	-5.9
2 – ΔP zero e ΔQ min.	250	-5.9
3 – ΔP max. e ΔQ min.	322.8	-5.9
4 – ΔP min. e ΔQ zero	206.6	0
5 – ΔP zero e ΔQ zero	250	0
6 – ΔP max. e ΔQ zero	322.8	0
7 – ΔP min. e ΔQ max.	206.6	4.1
8 – ΔP zero e ΔQ max.	250	4.1
9 – ΔP max. e ΔQ max.	322.8	4.1

Para cada um dos nove perfis de consumo para a carga local descritos na Tabela 1, três condições foram simuladas:

1) *Operação Nominal*: nenhuma falta ou ilhamento corre durante todas as simulações.

2) *Falta Linha-Linha*: uma falta de 50 ms ocorre entre as fases A e B.

3) *Operação em Ilhamento*: o disjuntor é aberto em um tempo aleatório causando o ilhamento da carga local.

Cada combinação carga/condição foi simulada por 0.6 s usando uma frequência de amostragem de 36.3 kHz considerando o sinal amostrado com uma razão sinal-ruído (SNR) de 60 db [54]. O sinal usado para análise foi a tensão trifásica no PAC. Finalmente, os primeiros 0.1 s dos sinais foram removidos para excluir o período antes da estabilização do sistema.

O conjunto de dados final possui 2700 sinais (900×3 fases, 100 para cada perfil de potência, como na Tabela 1) de 0.5 s (18150 amostras) para cada uma das três condições.

IV. MÉTODO PROPOSTO

A Análise de Componentes Principais (PCA) é uma transformação linear ortogonal utilizada para converter um conjunto de observações de variáveis possivelmente correlacionadas em um conjunto de valores lineares descorrelacionados chamado de Componentes Principais. Os eixos são rotacionados de tal forma que a primeira componente (a primeira coordenada neste novo espaço de parâmetros) coincida com a direção de maior variância nos

dados, a segunda componente com o de segunda maior variância e assim por diante. Este método pode ser usado para extrair as informações mais importantes do conjunto de dados [55]. Eq. (5) apresenta o modelo PCA, o objetivo é encontrar uma matriz de rotação \mathbf{R} que mapeie o conjunto de dados \mathbf{X} em \mathbf{P} . Matematicamente isto pode ser feito usando decomposição em autovalores e autovetores de matrizes positivas semidefinidas e decomposição em valores singulares (SVD) de matrizes retangulares.

$$\mathbf{P} = \mathbf{R}\mathbf{X} \quad (5)$$

Em (5) \mathbf{X} é uma matriz $n \times m$, onde n é o número de observações (18150 amostras) e m o número de variáveis (3 fases); \mathbf{R} é uma matriz de rotação $m \times m$ e \mathbf{P} é uma matriz $n \times m$ com as componentes principais. Uma vez que \mathbf{R} é encontrada, uma componente principal pode ser extraída ao se selecionar a coluna apropriada de \mathbf{R} . Neste método, cada fase do sinal de tensão é tratada como uma variável e apresentado ao algoritmo da PCA para extrair a componente senoidal do ruído e demais eventos.

Para extrair características relevantes para detecção de Ilhamento, foram usadas Estatísticas de Ordem Superior (EOS) em termos das cumulantes de segunda, terceira e quarta ordens. Em [56], é demonstrado que cumulantes são apropriadas para o uso em sinais elétricos e capazes de trazer boas caracterizações de distúrbios elétricos. Neste artigo, foram usadas as aproximações estocásticas para as cumulantes propostas em [56]. A formulação para as cumulantes de segunda, terceira e quarta ordens são mostradas em (6)-(8), respectivamente.

$$\hat{c}_{2,x}[i] := \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x[n]x[\text{mod}[n+i,N]] \quad (6)$$

$$\hat{c}_{3,x}[i] := \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x[n]x^2[\text{mod}[n+i,N]] \quad (7)$$

$$\hat{c}_{4,x}[i] := \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x[n]x^3[\text{mod}[n+i,N]] - \frac{1}{N^2} \sum_{n=0}^{N-1} x[n]x[\text{mod}[n+i,N]] \sum_{n=0}^{N-1} x^2[n] \quad (8)$$

Onde $x[n]$ é o n -ésimo elemento de um sinal aleatório; i é o i -ésimo atraso, com $i = 1, \dots, N$; N é o comprimento do sinal (18150 amostras); e $\text{mod}[n+1, N]$ é o restante inteiro da divisão de $n+1$ por N . Vale notar que os cumulantes de segunda ordem dados em (6) são simétricos, dessa forma a segunda metade dos parâmetros pode ser descartada [56].

Os melhores cumulantes (aqueles com maior capacidade de discriminação) são selecionados usando a Razão Discriminante de Fisher (RDF) [57]. A abordagem multiclasse para o RDF foi usada uma vez que três tipos de eventos são considerados. O RDF pode ser formulado como em (9).

$$\text{RDF} = \sum_i \sum_{j \neq i} (\mu_i - \mu_j)^2 / (\sigma_i^2 + \sigma_j^2), i, j = 1, \dots, M \quad (9)$$

Onde M é o número de classes; μ refere-se ao vetor de médias do parâmetro correspondente e σ^2 refere-se ao vetor de variâncias dos parâmetros.

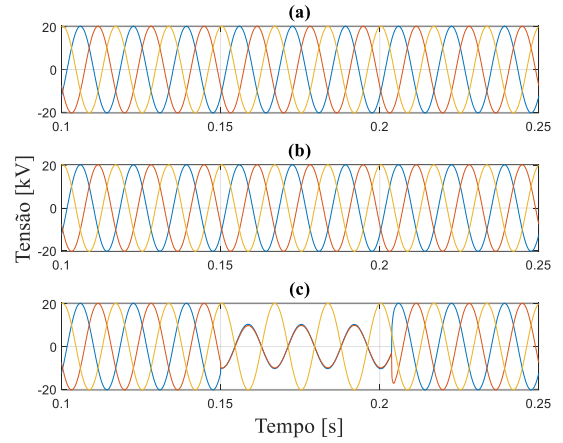


Fig. 2 Detalhe do sinal de tensão trifásico para (a) condição nominal, (b) condição de ilhamento e (c) falta linha-linha, considerando um carga local com requerimento de energia de 250 kW ($\Delta P = \Delta Q = 0$).

Finalmente, o método dos mínimos quadrados (MMQ) [57] foi utilizado para determinar os limiares para classificação. Ele pode ser calculado como em (10).

$$\mathbf{w} = (\mathbf{X}^T \mathbf{X})^{-1} \mathbf{X}^T \mathbf{y} \quad (10)$$

Onde \mathbf{w} é o vetor de pesos que descreve o hiperplano de classificação, \mathbf{X} é a matriz de dados e \mathbf{y} é um vetor com as saídas desejadas para cada elemento de \mathbf{X} .

V. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

Nesta seção, são apresentados os resultados para cada passo para a formulação final do método.

Na Fig. 2 são retratados os detalhes para um exemplo do sinal de tensão para cada condição analisada usando uma carga local com um requerimento de energia de 250 kW. Pode-se observar que o ilhamento e a condição nominal não apresentam nenhuma diferença visível. Isto ocorre por que, para este caso, não existe diferenças entre a potência gerada pela GD e a consumida pela carga, constituindo um dos piores casos para detecção de ilhamento [7].

A. Resultados da PCA

Aplicando PCA nos sinais, pode ser visto que as componentes senoidais são representadas pelas primeiras e segundas componentes principais, enquanto o ruído e os transitórios são representados na terceira componente, sendo esta a selecionada para análise. A Fig. 3 apresenta um exemplo da 3ª componente principal para cada condição analisada.

- [4] G. A. Quiroga, et al. "Study of the Distributed Generation impact on distributed networks, focused on quality of power." 2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP). IEEE, 2016.
- [5] R. A. Walling and N. W. Miller, "Distributed generation islanding-implications on power system dynamic performance," IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, vol.1, pp. 92-96, 2002.
- [6] "IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems". IEEE Std 1547-2003, pp.1-28, 2003.
- [7] Soham Dutta, et al. "Shifting of research trends in islanding detection method-a comprehensive survey." Protection and Control of Modern Power Systems, vol 3, pp.1-20, 2018.
- [8] M. A. Redfern, O. Usta, and G. Fielding. "Protection against loss of utility grid supply for a dispersed storage and generation unit." IEEE transactions on power delivery, vol. 8:3, pp. 948-954, 1993.
- [9] W. Freitas, Wilsun Xu, C. M. Affonso, and Zhenyu Huang, "Comparative analysis between ROCOF and vector surge relay for distributed generation applications," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, no. 2, pp. 1315-1324, 2005.
- [10] L. A. C. Lopes and Huili Sun, "Performance assessment of active frequency drifting islanding detection methods," in IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 21, no. 1, pp. 171-180, 2006.
- [11] F. Liu, Y. Kang, Y. Zhang, S. Duan, and X. Lin. "Improved SMS islanding detection method for grid-connected converters." IET renewable power generation, vol. 4, no. 1, pp. 36-42, 2010.
- [12] M. El-Moubarak, M. Hassan and A. Faza, "Performance of three islanding detection methods for grid-tied multi-inverters," 2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), pp. 1999-2004, 2015.
- [13] M. E. Ropp, M. Begovic, and A. Rohatgi. "Prevention of islanding in grid - connected photovoltaic systems." Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 7, no. 1, pp. 39-59, 1999.
- [14] B. Wen, D. Boroyevich, R. Burgos, Z. Shen, and P. Mattavelli, "Impedance-Based Analysis of Active Frequency Drift Islanding Detection for Grid-Tied Inverter System," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 52, no. 1, pp. 332-341, 2016.
- [15] M. E. Ropp, M. Begovic, and A. Rohatgi, "Analysis and performance assessment of the active frequency drift method of islanding prevention," in IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 14, no. 3, pp. 810-816, 1999.
- [16] H. H. Zeineldin, and S. Conti. "Sandia frequency shift parameter selection for multi-inverter systems to eliminate non-detection zone." IET Renewable Power Generation, vol. 5, no. 2, pp. 175-183, 2011.
- [17] X. Wang, W. Freitas, W. Xu, and V. Dinavahi, "Impact of DG Interface Controls on the Sandia Frequency Shift Antiislanding Method," in IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 22, no. 3, pp. 792-794, 2007.
- [18] C.L. Trujillo, D. Velasco, E. Figueres, G. Garcerá. "Analysis of active islanding detection methods for grid-connected microinverters for renewable energy processing." Applied Energy, vol. 87, no. 11, pp. 3591-3605, 2010.
- [19] V. Menon and M. H. Nehrir, "A Hybrid Islanding Detection Technique Using Voltage Unbalance and Frequency SetPoint," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, no. 1, pp. 442-448, 2007.
- [20] J. Yin, L. Chang, and C. Diduch, "A new hybrid anti-islanding algorithm in grid-connected three-phase inverter system," 2006 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference, pp. 1-7, 2006.
- [21] H. Vahedi, R. Noroozian, A. Jalilvand, and G. B. Gharehpetian, "Hybrid SFS and Q-f Islanding Detection Method for inverter-based DG," 2010 IEEE International Conference on Power and Energy, pp. 672-676, 2010.
- [22] P. Mahat, Z. Chen and B. Bak-Jensen, "A Hybrid Islanding Detection Technique Using Average Rate of Voltage Change and Real Power Shift," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 24, no. 2, pp. 764-771, 2009.
- [23] A. Etxegarai, P. Eguía, and I. Zamora. "Analysis of remote islanding detection methods for distributed resources." Int. conf. Renew. Energies power quality, 2011.
- [24] R. A. Walling, "Application of direct transfer trip for prevention of DG islanding," 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-3A, 2011.
- [25] M. Ropp, D. Joshi, R. Reedy, K. Davis, D. Click, and A. Shaffer, "New results for power line carrier-based islanding detection and an updated strengths and weaknesses discussion," 2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 002584-002587, 2011.
- [26] S. Perlenfein, M. Ropp, J. Neely, S. Gonzalez, and L. Rashkin, "Subharmonic power line carrier (PLC) based island detection," 2015 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), pp. 2230-2236, 2015.
- [27] Yanping Zhu, Qiuxia Yang, Junjuan Wu, Dezhong Zheng, and Yuexin Tian, "A novel islanding detection method of distributed generator based on wavelet transform," 2008 International Conference on Electrical Machines and Systems, pp. 2686-2688, 2008.
- [28] A. Pigazo, M. Liserre, R. A. Mastromauro, V. M. Moreno and A. Dell'Aquila, "Wavelet-Based Islanding Detection in Grid-Connected PV Systems," in IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 56, no. 11, pp. 4445-4455, 2009.
- [29] M. Hanif, U. D. Dwivedi, M. Basu, and K. Gaughan, "Wavelet-based islanding detection of DC-AC inverter interfaced DG systems," 45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010, pp. 1-5, 2010.
- [30] M. Hanif, M. Basu, and K. Gaughan. "Development of EN50438 compliant wavelet-based islanding detection technique for three-phase static distributed generation systems." IET renewable power generation, vol. 6, no. 4, pp. 289-301, 2012.
- [31] W. G. Morsi, C. P. Diduch and L. Chang, "A new islanding detection approach using wavelet packet transform for wind-based distributed generation," The 2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, pp. 495-500, 2010.
- [32] S. R. Mohanty, N. Kishor, P. K. Ray, and J. P. S. Catalo, "Comparative Study of Advanced Signal Processing Techniques for Islanding Detection in a Hybrid Distributed Generation System," in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 6, no. 1, pp. 122-131, 2015.
- [33] Prakash K. Ray, Soumya R. Mohanty, and Nand Kishor. "Disturbance detection in grid-connected distributed generation system using wavelet and S-transform." Electric Power Systems Research, vol 81, no. 3, pp. 805-819, 2011.
- [34] A. H. Mohammadzadeh Niaki, and S. Afsharnia. "A new passive islanding detection method and its performance evaluation for multi-DG systems." Electric Power Systems Research, vol. 110, pp. 180-187, 2014.
- [35] S. R. Mohanty, N. Kishor, P. K. Ray, and J. P. S. Catalão, "Islanding detection in a distributed generation-based hybrid system using intelligent pattern recognition techniques," 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), pp. 1-5, 2012.
- [36] K. El-Arroudi, G. Joos, I. Kamwa and D. T. McGillis, "Intelligent-Based Approach to Islanding Detection in Distributed Generation," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 22, no. 2, pp. 828-835, 2007.
- [37] Y. Fayyad and A. Osman, "Neuro-wavelet based islanding detection technique," 2010 IEEE Electrical Power & Energy Conference, pp. 1-6, 2010.
- [38] M. S. ElNozahy, E. F. El-Saadany, and M. M. A. Salama, "A robust wavelet-ANN based technique for islanding detection," 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-8, 2011.
- [39] N. W. A. Lidula and A. D. Rajapakse, "Fast and reliable detection of power islands using transient signals," 2009 International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS), pp. 493-498, 2009.
- [40] Soumya R. Mohanty, Prakash K. Ray, Nand Kishor, B.K. Panigrahi. "Classification of disturbances in hybrid DG system using modular PNN and SVM." International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 44, no. 1, pp. 764-777, 2013.
- [41] Meng Hui Wang, Mei-Ling Huang, and Kang-Jian Liou. "Islanding detection method for grid-connected photovoltaic systems." IET Renewable Power Generation, vol. 9, no. 6, pp. 700-709, 2015.
- [42] H. T. Do, X. Zhang, N. V. Nguyen, S. S. Li, and T. T. Chu, "Passive-Islanding Detection Method Using the Wavelet Packet Transform in Grid-Connected Photovoltaic Systems," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 31, no. 10, pp. 6955-6967, 2016.
- [43] Eugeniusz Rosolowski, Arkadiusz Burek, and Leszek Jedut. "A new method for islanding detection in distributed generation." Wroclaw University of Technology, Poljska, 2007.

- [44] S. R. Samantaray, K. El-Arroudi, G. Joós, and I. Kamwa, "A Fuzzy Rule-Based Approach for Islanding Detection in Distributed Generation," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 3, pp. 1427-1433, 2010.
- [45] H. Shayeghi, and B. Sobhani. "Zero NDZ assessment for anti-islanding protection using wavelet analysis and neuro-fuzzy system in inverter-based distributed generation." *Energy conversion and management*, vol. 79, pp. 616-625, 2014.
- [46] H. Bitaraf, M. Sheikholeslamzadeh, A. M. Ranjbar and B. Mozafari, "Neuro-fuzzy islanding detection in distributed generation," *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, pp. 1-5, 2012.
- [47] S. D. Kermany, M. Joorabian, S. Deilami, and M. A. S. Masoum, "Hybrid Islanding Detection in Microgrid with Multiple Connection Points to Smart Grids Using Fuzzy-Neural Network." in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 4, pp. 2640-2651, 2017.
- [48] K. El-Arroudi, G. Joos, I. Kamwa and D. T. McGillis, "Intelligent-Based Approach to Islanding Detection in Distributed Generation," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 2, pp. 828-835, 2007.
- [49] Mehrdad Heidari, Ghodrattollah Seifossadat, and Morteza Razaz. "Application of decision tree and discrete wavelet transform for an optimized intelligent-based islanding detection method in distributed systems with distributed generations." *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 27, pp. 525-532, 2013.
- [50] M. Vatani, T. Amraee, A. M. Ranjbar and B. Mozafari. "Relay logic for islanding detection in active distribution systems." *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, no. 12, pp. 1254-1263, 2015.
- [51] J. J. Nedumgatt, K. B. Jayakrishnan, S. Umashankar, D. Vijayakumar and D. P. Kothari, "Perturb and observe MPPT algorithm for solar PV systems-modeling and simulation," 2011 Annual IEEE India Conference, pp. 1-6, 2011.
- [52] Guan-Chyun Hsieh and J. C. Hung, "Phase-locked loop techniques. A survey," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 43, no. 6, pp. 609-615, 1996.
- [53] Zhihong Ye, A. Kolwalkar, Yu Zhang, Pengwei Du, and Reigh Walling, "Evaluation of anti-islanding schemes based on non-detection zone concept," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, no. 5, pp. 1171-1176, 2004.
- [54] J. J. Tomic, M. D. Kusljevic and V. V. Vujicic, "A New Power System Digital Harmonic Analyzer," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 2, pp. 772-780, 2007.
- [55] H. Abdi, and J. L. Williams. "Computational Statistics: Principal Component Analysis." *Wiley Interdisciplinary Reviews*, 2010.
- [56] D. D. Ferreira. "Análise de Distúrbios Elétricos em Sistemas de Potência". UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, 2010
- [57] S. Theodoridis, and K. Koutroumbas. "Pattern recognition and neural networks." *Advanced Course on Artificial Intelligence*. Springer, Berlin, Heidelberg, 1999.