

# ESTRATÉGIAS DE ANTI-ILHAMENTO APLICADAS A SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Moacyr A. G. de Brito<sup>1</sup>, Marcos G. Alves<sup>2</sup>, Leonardo P. Sampaio<sup>3</sup>, Carlos A. Canesin<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Universidade Federal do Mato Grosso do Sul, Campo Grande – MS, Brasil

<sup>2</sup>Universidade Estadual Paulista, UNESP-FE/IS-LEP, Ilha Solteira – SP, Brasil

<sup>3</sup>Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Cornélio Procópio – PR, Brasil

e-mail: <sup>1</sup>moacyr.brito@ufms.br, <sup>2</sup>canesin@dee.feis.unesp.br

**Resumo** – Neste trabalho são avaliados alguns dos principais algoritmos de anti-ilhamento, com modelos em ambiente MatLab/Simulink®, a partir de um inversor fonte de tensão monofásico projetado para injetar potência ativa na rede de distribuição em baixa tensão, utilizando como fonte primária energia solar fotovoltaica. Os testes são realizados empregando uma carga RLC em paralelo, com fator de qualidade e frequência de ressonância projetados de modo a atender às exigências da norma NBR IEC 62116. Uma vez que os métodos passivos para detecção do ilhamento não possuem boa eficácia e, que os métodos remotos são dispendiosos economicamente, este trabalho tem seu foco nos métodos ativos. Normalmente, uma estratégia híbrida, que contempla um algoritmo ativo e proteções de sub/sobretensão e sub/sobrefrequência é escolhida para compor a estratégia de anti-ilhamento. Finalmente, um protótipo de 1 kW é utilizado para os testes experimentais de uma das estratégias de anti-ilhamento.

**Palavras-Chave** – Anti-ilhamento, Carga RLC, Geração Distribuída, Inversor.

## ANTI-ISLAND STRATEGIES APPLIED AT DISTRIBUTED GENERATION SYSTEMS

**Abstract** – In this work, some of the main anti-islanding algorithms are evaluated through MatLab/Simulink® platform employing a single-phase voltage source inverter designed to inject active power into the low-voltage distribution network, using solar photovoltaic as energy source. The tests are carried out by using a parallel RLC load, in which its resonance frequency and quality factor are designed in order to meet the requirements of the NBR IEC 62116 standard. Since the passive methods to detect islanding do not present good performance and remote ones are economically expensive, only the active algorithms are taken into account in the test procedures. Normally, a hybrid strategy, which contemplates an active algorithm with under/over voltage and under/over frequency protections, is chosen to compose the anti-islanding detection strategy. Finally, a 1 kW inverter prototype is used for experimental evaluation of one of the anti-islanding algorithms.

**Keywords** – Anti-Island, Distributed Generation, Inverter, RLC Load.

## I. INTRODUÇÃO

Devido a grande preocupação ambiental e a possibilidade de redução da oferta de combustíveis fósseis, a intensificação do uso de fontes alternativas de energia, especialmente a solar fotovoltaica (FV), em integração aos sistemas de distribuição tem se tornado uma realidade cada vez mais presente [1]-[3].

Para se realizar a conexão segura de sistemas de geração distribuída (SGD) à rede é necessário tomar certas precauções tais como a detecção de ilhamento e sincronização [4]-[6]. O fenômeno de ilhamento para um SGD é definido quando o mesmo continua a alimentar as cargas locais na ausência da rede de alimentação. Ou seja, o sistema além de alimentar as cargas especificadas para o mesmo, supre energia para as demais cargas conectadas à rede, resultando em problemas operacionais devido a incapacidade de geração local, dentre outros até mais graves. Embora a probabilidade de ocorrência deste efeito seja extremamente baixa, normas que versam sobre a interconexão de sistemas fotovoltaicos à rede requerem métodos eficazes para detectar o ilhamento, tais como IEEE 929-2000, IEEE 1547, UL1741 e ABNT NBR IEC 62116:2012, devido a diversos problemas resultantes [7]-[9]. Durante o ilhamento problemas de segurança, qualidade de energia e confiabilidade podem ocorrer. A rede de energia não consegue mais controlar a tensão e a frequência durante o ilhamento. Este efeito pode criar uma situação de risco para operários de linhas de distribuição ou até mesmo para pessoas comuns, uma vez que uma parte da rede de distribuição continua energizada mesmo quando desconectada da rede principal. Ainda, a reconexão da rede durante um ilhamento pode danificar equipamentos e até o sistema de geração distribuída, por causa de uma conexão fora de fase, além de poder interferir com a restauração do serviço pela rede [4]-[6].

Em virtude da necessidade clara da detecção de ilhamento pelo SGD diversos métodos de detecção de ilhamento têm sido propostos na literatura. Estes são divididos, basicamente, em métodos passivos e ativos residentes no inversor, ativo residente na rede e baseados em comunicação entre a rede e o inversor [10]-[14]. Um esboço de um sistema de geração distribuída FV *grid-tied* é apresentado na Figura 1, o qual é composto pelo arranjo de painéis, conversor, carga local, transformador de distribuição e chave de desconexão física.

---

Artigo submetido em 08/11/2017. Primeira revisão em 27/12/2017. Aceito para publicação em 15/02/2018 por recomendação do Editor Marcelo Cabral Cavalcanti.

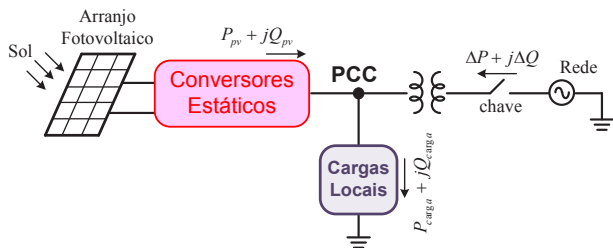


Fig. 1. Diagrama geral de um sistema de geração distribuída.

Os métodos passivos não são eficazes para determinar o efeito de ilhamento, os métodos remotos são, ainda, dispendiosos econômica e tecnicamente; tendo, portanto, os métodos ativos maior eficácia [12]-[14]. Neste sentido, este artigo tem como propósito apresentar uma revisão dos principais algoritmos de anti-ilhamento frente a uma típica carga RLC (pior condição de teste), apresentando estratégias para implementação destes algoritmos e uma vez avaliados qualitativamente, um sistema fotovoltaico é empregado para a implementação experimental e testes práticos do algoritmo de melhor eficácia global.

## II. MODELO DA CARGA

A carga utilizada como modelo, para os testes dos algoritmos, é uma carga RLC em paralelo com fator de qualidade  $Q_f = 1,0$  e frequência de ressonância igual à frequência da rede ( $f = 60\text{Hz}$ ). O uso deste modelo se baseia no fato de que a maioria dos algoritmos de anti-ilhamento apresenta dificuldades para a detecção com algum tipo de carga RLC. Em geral, cargas não lineares ou cargas de potência constante não apresentam dificuldade para a detecção, pois na ausência da rede os padrões normais de tensão são facilmente alterados, fato que não ocorre na presença de cargas RLC, ainda mais quando existe equilíbrio entre carga e potência gerada [12], [13]. O modelo de simulação é apresentado pela Figura 2, que contempla o inversor fonte de tensão (VSI), a indutância de conexão com a rede, a carga RLC local e a chave de desconexão do sistema. A carga local pode ser modelada conforme [7]-[9]:

$$R = \frac{V_{RMS}^2}{P} \quad (1)$$

$$L = \frac{V_{RMS}^2}{2\pi f Q_f P} \quad (2)$$

$$C = \frac{Q_f P}{2\pi f V_{RMS}^2} \quad (3)$$

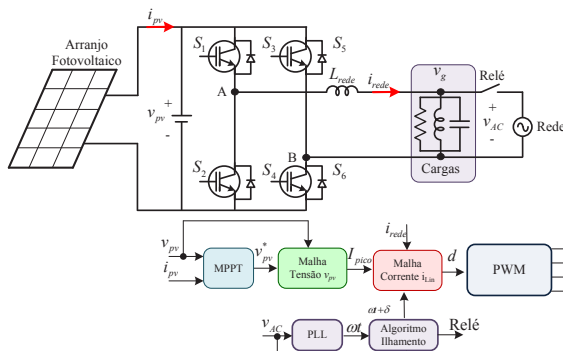


Fig. 2. Diagrama para os testes dos algoritmos de anti-ilhamento.

## III. INTERAÇÃO ENTRE CARGA E GERAÇÃO

Os efeitos da desconexão da rede nos terminais do inversor e na carga local dependem da relação entre a carga e a potência disponibilizada pelo sistema FV. Isto ocorre, uma vez que o conversor é usualmente controlado para injetar o máximo de energia disponível (sistema com algoritmo de rastreamento de máxima potência - MPPT [15]-[17]), independente da carga local, deixando a rede responsável por manter o equilíbrio. Em caso de falta de energia em relação à gerada, a rede se encarrega de suprir a necessidade adicional e, em caso de excesso, a mesma absorve. Portanto, em caso de falha na rede, se houver mais potência gerada do que exigida, a tensão se eleva ou vice-versa. Da mesma forma, se houver um perfeito equilíbrio entre a carga e a potência gerada, o efeito da perda da rede torna-se imperceptível com o algoritmo convencional, uma vez que não ocorrem alterações na tensão de saída do inversor. Estas condições estão ilustradas pelas Figuras 3 a 5.

Observa-se que o pior caso para a detecção do ilhamento ocorre quando há o equilíbrio entre a geração fotovoltaica e o consumo. Nestes casos, os métodos passivos não são eficazes, tendo, portanto, os métodos ativos maior atratividade.

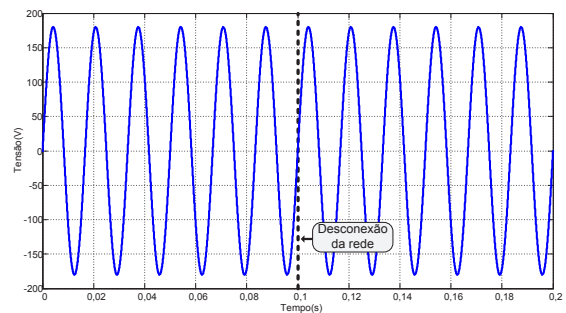


Fig. 3. Efeito após ilhamento para potência gerada igual ao consumo.

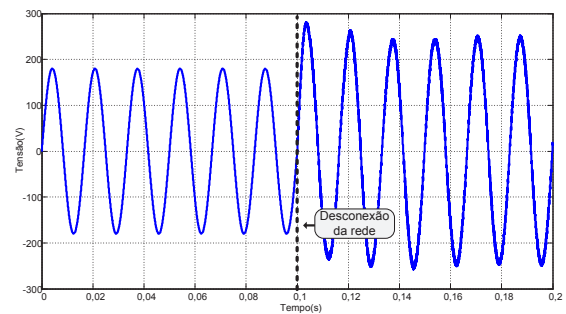


Fig. 4. Efeito após ilhamento para potência gerada maior do que o consumido.

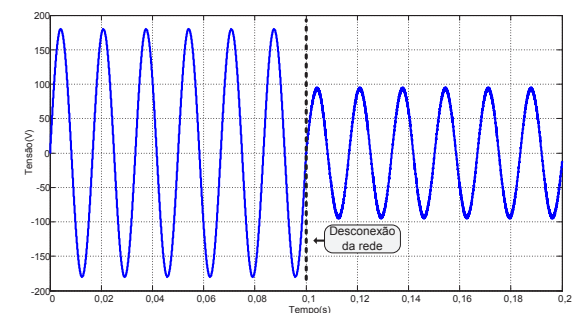


Fig. 5. Efeito após ilhamento para potência gerada menor do que o consumo.

#### IV. ESTRATÉGIA PARA INJEÇÃO DE POTÊNCIA

Nesta estratégia o conversor se comporta como uma fonte de corrente em relação à rede, onde a corrente injetada é sincronizada à tensão por meio de um algoritmo *PLL* (*phase-locked loop*) [18], que provê a frequência e a fase da tensão no ponto de acoplamento. O valor eficaz da corrente é obtida por meio do controle da energia disponível no arranjo F, a partir de uma malha de potência. Neste trabalho, as condições nominais de operação são 1 kW e rede elétrica em 220 V/60 Hz. Esta estratégia é apresentada na Figura 6.

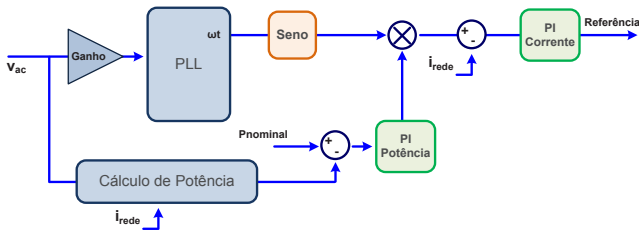


Fig. 6. Estratégia de controle para a injeção de energia na rede.

A equação que representa a dinâmica da injeção de corrente, em termos da equação média de estados, é dada por:

$$mv_{CC} - v_{ac} = L_{rede} \frac{di_{rede}}{dt} + R_{Lrede} i_{rede} \quad (4)$$

a qual é obtida considerando os terminais de saída da ponte inversora como uma fonte de tensão variável em conexão à rede através de um filtro indutivo de acoplamento.

Aplicando a análise de pequenos sinais obtém-se função de transferência que relaciona a injeção de corrente na rede ( $i_{rede}$ ) em função do índice de modulação ( $m$ ), dada por:

$$G_{i_{rede}_m}(s) = \frac{i_{rede}(s)}{m(s)} = \frac{v_{CC}}{(sL_{rede} + R_{Lrede})}. \quad (5)$$

A Figura 7 apresenta a planta de controle de corrente compensada com os parâmetros apresentados na Tabela I.

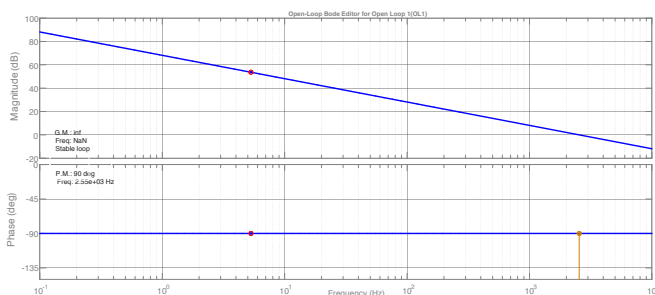


Fig. 7. Diagramas de Bode da planta com compensador adicionado.

**TABELA I**  
**Dados da Malha de Injeção de Corrente**

Planta $i_{rede}/m$ + Compensador	
Indutância de conexão com a rede	$L_{rede} = 5,0 \text{ mH}$
Resistência do indutor $L_{in}$	$r_L = 0,1 \Omega$
Tensão do barramento CC	$V_{CC} = 400 \text{ V}$
Ganhos do controlador PI	$k_p = 0,19$ $k_i = 3,92$
Margem de fase do sistema compensado	$MF = 90^\circ$
Frequência de cruzamento do sistema compensado	$f_c = 2,5 \text{ kHz}$

#### V. ALGORITMOS ATIVOS DE ANTI-ILHAMENTO

Nesta seção são apresentados os principais algoritmos de anti-ilhamento com estratégias para suas implementações.

##### A. Injeção de Reativo

O método da injeção de reativo busca dificultar o equilíbrio com a carga local, onde em condições normais a rede fica responsável por prover o equilíbrio entre potência gerada e consumida. Após a desconexão da rede, o excesso ou a falta de reativo provocará mudanças na tensão no ponto de acoplamento de carga (PCC). Este método é implementado adicionando-se uma malha para o controle da energia reativa alterando a fase da corrente em relação à fase da tensão da rede. O reativo excedente provocará mudanças mais aparentes na frequência da tensão da carga local. O diagrama do método é apresentado pela Figura 8 [19]-[21].

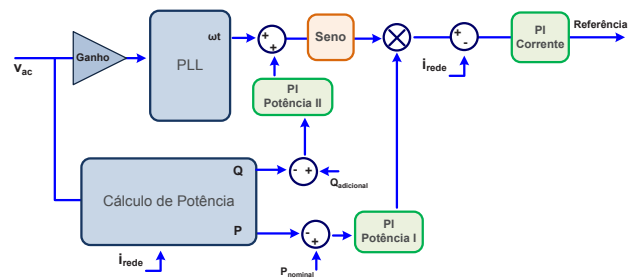


Fig. 8. Estratégia para teste do método da injeção de reativo.

##### B. Desvio Ativo de Frequência (AFD)

Este método opera com uma forma de onda ligeiramente distorcida, com frequência ligeiramente superior à da rede e sincronizada com o cruzamento por zero da mesma (vide Figura 9). Após o cruzamento da corrente por zero, esta é mantida nula até coincidir com a passagem por zero da tensão da rede. Desta forma, há uma tendência constante da frequência se alterar em ilhamento. É possível definir a fração de corte ( $C_{hf}$  – porcentagem de tempo com relação ao meio período de rede na qual a corrente injetada é nula) para o método AFD, em função do tempo de corrente nula ( $T_z$ ) e da metade do período ( $T$ ) da rede através de:

$$C_{hf} = 2 \frac{T_z}{T}. \quad (6)$$

Ainda, é possível estabelecer a condição para o algoritmo detectar ilhamento em função da carga RLC através de:

$$\tan^{-1} \left[ R \left( \omega C - \frac{1}{\omega L} \right) \right] = \pi \frac{C_{hf}}{T}. \quad (7)$$

Uma estratégia para a implementação deste método é apresentada na Figura 10. Este método apresenta uma degradação da qualidade da potência de saída do inversor e aumento das emissões eletromagnéticas devido à distorção na forma de onda de corrente e, obviamente há uma limitação no tamanho do deslocamento em frequência imposto para manter a distorção harmônica total (DHT) de corrente em nível menor do que o especificado [22]-[25].

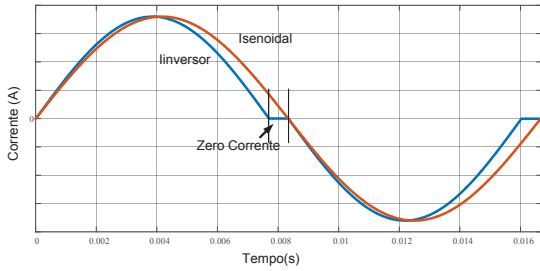


Fig. 9. Extensão do zero de corrente usado no método AFD.

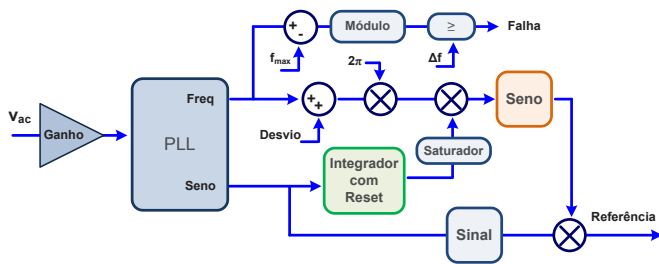


Fig. 10. Estratégia para teste do algoritmo AFD.

### C. Desvio de Frequência no Modo Escorregamento (SMS)

Neste método o ângulo de fase entre a corrente injetada e a tensão no PCC não é controlada para ser sempre nula, mas sim uma função da tensão no PCC. A curva de fase do inversor é projetada de tal forma que a fase do inversor aumente mais rapidamente do que a fase da carga local. É realizada uma realimentação positiva de tal forma que a frequência da rede se torne instável para o inversor, ficando em 60Hz apenas na presença da mesma. A equação que rege este método é dada por:

$$\theta = \theta_{max} \text{sen} \left( \frac{\pi f_{pll} - f}{2 f_{max} - f} \right) \quad (8)$$

e o ângulo máximo que deve ser imposto para que o método seja eficaz na presença da carga RLC pode ser obtido por:

$$\frac{\theta_{max}}{f_{max} - f} \geq \frac{12Qf}{\pi^2}. \quad (9)$$

Na Figura 11 verifica-se uma possibilidade para implementação deste método [24]-[27].

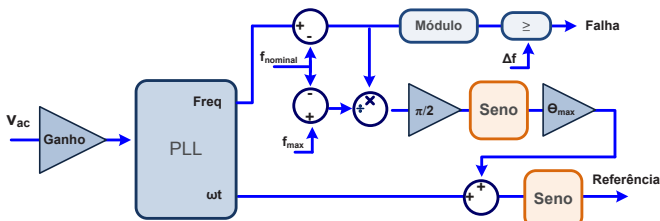


Fig. 11. Estratégia para teste do algoritmo SMS.

### D. Desvio ativo de frequência com realimentação positiva (Sandia Frequency Shift - SFS)

Este método aplica realimentação positiva na frequência da corrente injetada de tal forma que esta corrente apresente uma frequência ligeiramente superior à tensão da rede, mas sincronizada com os zeros da forma de onda de tensão. Neste sentido, o presente método é uma extensão do método AFD, mas com menor interferência na forma de onda da corrente injetada já que o zero de corrente é uma função da tensão da

rede. Com este método a frequência da tensão no PCC só se mantém em 60Hz caso a rede esteja presente. Uma opção para a fração de corte deste método é dada por:

$$C_f = C_{f0} + k(f_{pll} - f_{rede}). \quad (10)$$

Outras funções também podem ser aplicadas com sucesso e, através da Figura 15, verifica-se uma possibilidade de implementação desta estratégia [28]-[31].

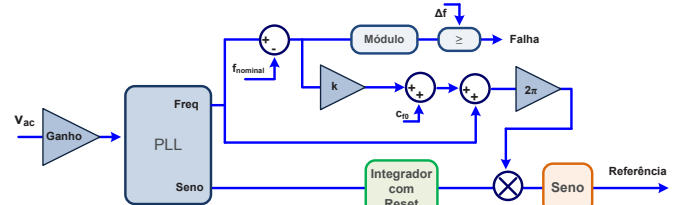


Fig. 12. Estratégia de implementação do método SFS.

### E. Método da Realimentação Positiva da Tensão (Sandia Voltage Shift - SVS)

Este método aplica realimentação positiva na tensão do PCC de tal forma que quando houver diminuição no valor eficaz desta tensão a potência ativa injetada pelo conversor também decresce e, assim, sucessivamente até a detecção do ilhamento. A alteração é realizada na malha de potência do inversor e uma possibilidade de implementação é apresentada na Figura 13. O algoritmo opera de forma análoga para um aumento do valor eficaz da tensão na carga local [31]-[33].

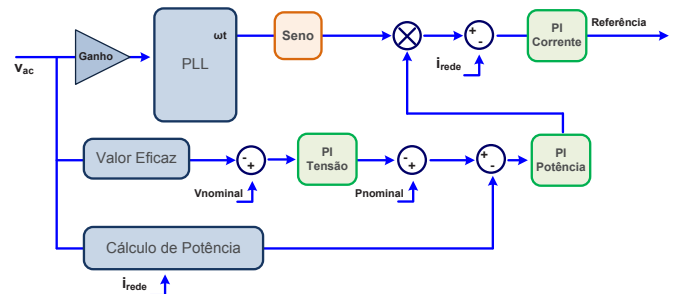


Fig. 13. Estratégia de implementação do método SVS.

### F. Método da Medição de Impedância em uma Frequência Específica.

Neste método são introduzidas variações na corrente injetada pelo inversor de modo a observar seu efeito na tensão no PCC. Como a frequência desta perturbação é previamente conhecida, seus efeitos na tensão são mais fáceis de serem detectados. É necessário garantir que esta perturbação não extrapole o nível máximo de DHT da corrente injetada que é de 5% [8], [9]. A alteração é dada na malha de controle de potência e pode ser observada na Figura 14 [34]-[36].

## VI. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

A variação de frequência para a detecção de ilhamento foi considerada como 1,5Hz [9] e de acordo com as Figuras 10, 11 e 12 o termo falha se refere ao sinal booleano que em nível lógico alto indica detecção pelo algoritmo.

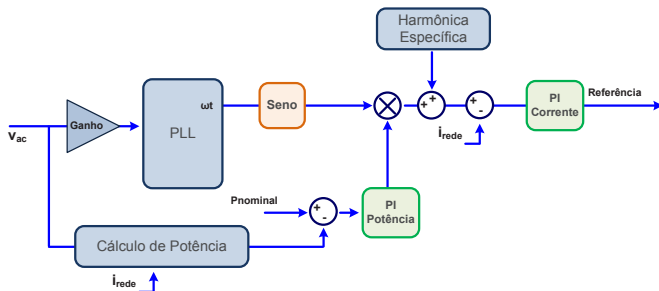


Fig. 14. Estratégia de implementação do método da medição de impedância em uma frequência específica.

### A. Injeção de Reativo

A partir dos resultados de simulação, este método se mostrou muito eficaz para a detecção de ilhamento com a presença da carga ressonante e, apenas uma pequena quantidade de reativo se fez necessária para alterar os parâmetros da tensão na carga local. A injeção de reativo correspondeu a 10% da potência ativa total. O principal problema é que em potência nominal o fator de potência da estrutura sempre será inferior ao fator de potência ótimo. Na Figura 15 verifica-se a mudança de frequência após a retirada da rede.

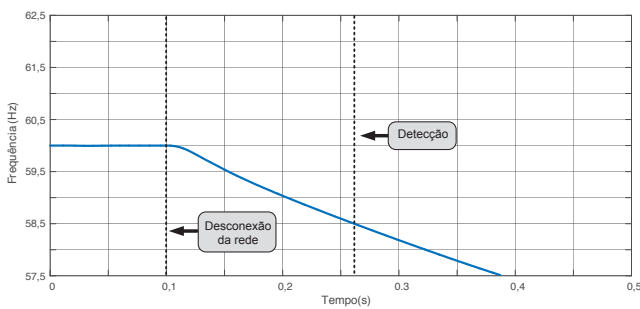


Fig. 15. Mudança de frequência após desconexão da rede – Injeção de Reativo.

### B. Desvio Ativo de Frequência (AFD)

Para este algoritmo especificou-se uma variação de 4 Hz para a frequência da corrente injetada na rede, correspondendo a uma fração de 6,7% do período da rede em 60Hz. A curva deste algoritmo em conjunto com a curva da carga RLC, em função da variação de frequência é apresentada na Figura 16. O ponto de cruzamento é o equilíbrio entre a carga e o algoritmo após retirada da rede. Após a retirada da rede, a frequência da tensão na carga local sobe conforme pode ser observado na Figura 17.

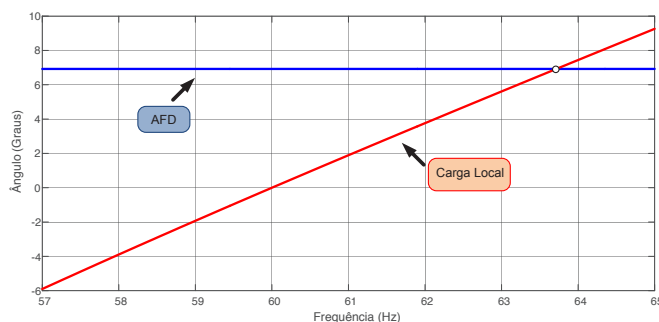


Fig. 16. Variação de fase da carga local e do AFD em função da frequência.

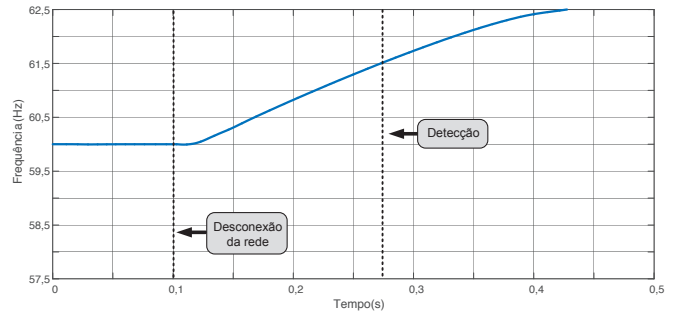


Fig. 17. Mudança de frequência após desconexão da rede – Método AFD.

### C. Desvio de Frequência no Modo Escorregamento (SMS)

A curva do algoritmo SMS em conjunto com a curva da carga RLC, em função da variação de frequência, é apresentada na Figura 18. O ponto de cruzamento é o equilíbrio entre a carga e a algoritmo após retirada da rede. Qualquer valor de frequência entre estes dois pontos de equilíbrio podem ser escolhidos para a detecção do ilhamento pelo sistema. O valor de desvio máximo foi adotado para ocorrer na variação de mais ou menos 1,5Hz para o ângulo máximo de variação de 8°. Na Figura 19 mostra-se a mudança de frequência após a retirada da rede

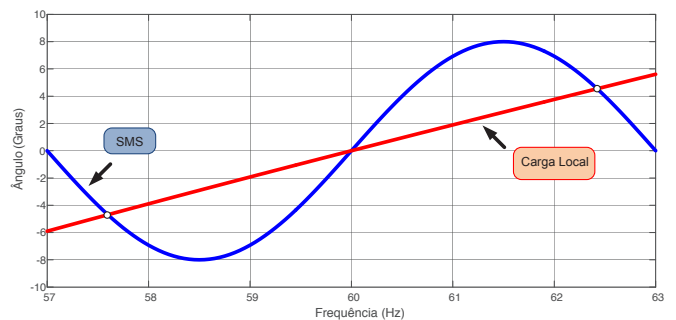


Fig. 18. Variação da fase da carga e do algoritmo SMS em função da frequência.

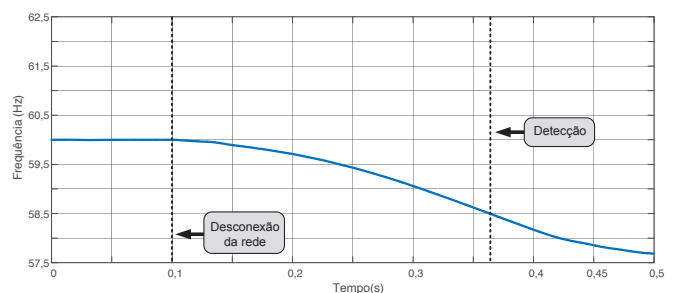


Fig. 19. Mudança de frequência após desconexão da rede – Método SMS.

### D. Desvio Ativo de Frequência com Realimentação Positiva (Sandia Frequency Shift - SFS)

Especificou-se o desvio inicial de frequência com sendo  $C_{f0} = 0,1$  Hz e a aceleração do ganho para o erro entre as frequências como sendo  $k = 2$ . Após a retirada da rede, a frequência da tensão na carga local se altera conforme pode ser observado na Figura 20.

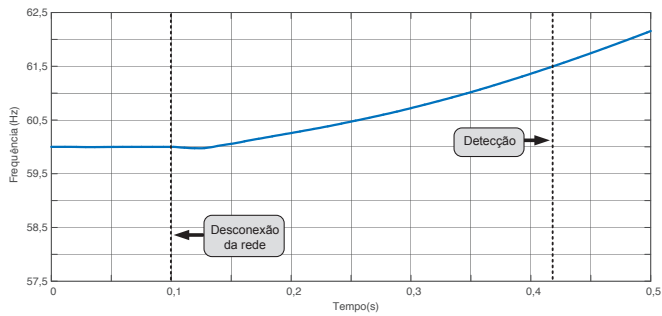


Fig. 20. Mudança de frequência após desconexão da rede – Método SFS.

### E. Método da Realimentação Positiva da Tensão (Sandia Voltage Shift - SVS)

A especificação para a detecção pelo SVS foi de 85% da tensão nominal e, o tempo para a detecção pode ser visualizado na Figura 21, onde após o tempo de 0,1s, a rede é desconectada e o algoritmo passa a reduzir a potência injetada até atingir a tensão para detecção.

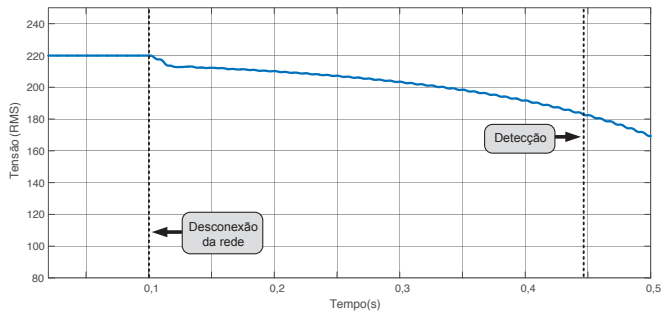


Fig. 21. Tempo de detecção de ilhamento pelo algoritmo SVS.

### F. Método da Medição de Impedância em uma Frequência Específica

Este método não se mostrou eficaz para o teste com a carga RLC já que um valor relativamente elevado de corrente injetada em uma frequência acima da frequência da rede se fez necessária para alterar os parâmetros da tensão na carga local. Injetou-se 1A eficaz de corrente na sétima harmônica para observar um aumento de 5V eficazes na sétima harmônica de tensão da carga local. Com a injeção de 1A eficaz de corrente na sétima harmônica, a DHT da corrente injetada na rede, em operação normal passa dos 15% (valor impraticável). Estes dados podem ser visualizados nas Figuras 22 e 23 para ilustrar esta questão. Neste sentido, o referente método não foi utilizado como comparativo frente aos demais métodos. Normalmente, a carga RLC apresenta características de filtro passa baixa para correntes de alta frequência, quase não impactando a tensão nesta frequência específica, quando da saída da rede.

É possível verificar através da Tabela II as principais características dos algoritmos avaliados como tipo de detecção (frequência ou tensão), tempo de detecção, DHT de corrente, facilidade de implementação e grau de distúrbio na rede. Observa-se que o algoritmo SMS apresenta o melhor custo benefício, com relação ao tempo de detecção, facilidade de implementação e grau de distúrbio injetado na rede. O método

da injeção de reativo e o SVS são simples no sentido de implementação pois não é necessário se modificar o formato da corrente injetada na rede. Levando-se este critério em consideração, os métodos AFD e SFS apresentam maior dificuldade para a construção do formato da onda de corrente injetada, que deve ser sincronizada com o zero da tensão da rede e possuir a correta fração de corte. Como o algoritmo SMS injeta corrente puramente senoidal mas sua implementação é baseada em multiplicações e cálculos de funções senoidais este possui dificuldade de implementação intermediária

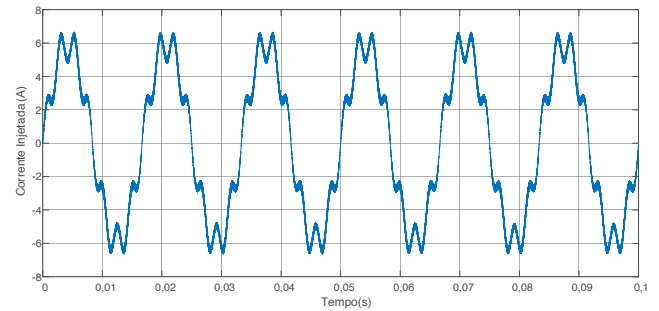


Fig. 22. Forma de onda de corrente injetada na rede com forte conteúdo de 7ª harmônica.

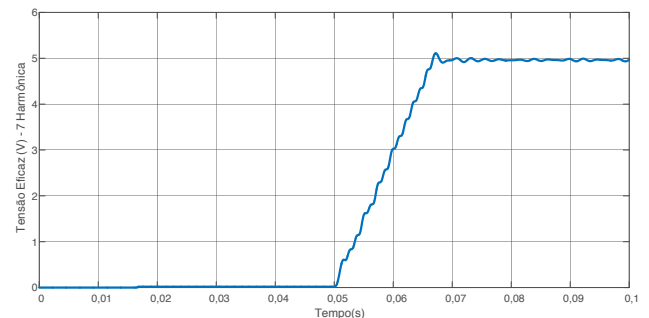


Fig. 23. Valor eficaz da 7ª harmônica de tensão na carga local.

## VII. RESULTADO EXPERIMENTAL

Os resultados apresentados são da injeção de potência ativa na rede e do tempo de detecção do ilhamento pelo algoritmo SMS. Observa-se pela Figura 24, a injeção de potência ativa na rede com corrente (em azul) e tensão (em magenta) em fase e pela Figura 25, o tempo de detecção do ilhamento obtido pelo algoritmo SMS, que nas condições propostas, apresentou tempo de 285 ms.

A quantidade de ciclos de máquina despendidos pelo processador digital é de 45 ciclos para realizar o cômputo da rotina do SMS. Observa-se, portanto, que o referido algoritmo pode ser implementado em processadores digitais de baixo custo. Adicionalmente, na Figura 26, é apresentado o tempo desta rotina considerando-se a utilização de um processador da família C28x rodando à 60 MHz, que está em torno de 750ns (destacados pelas barras verticais).

Finalmente, a Tabela III sumariza os principais componentes do sistema.

**TABELA II**  
**Principais Características dos Algoritmos Avaliados**

Métodos	Frequência/Tensão para detecção	Tempo para Detecção	DHT Corrente Injetada	Dificuldade de Implementação	Grau de Distúrbio na rede
Injeção de Reativo	58,5 Hz	160 ms	2,5%	Pequena	Médio (FP reduzido)
AFD	61,5 Hz	175 ms	7,0%	Maior	Alto (DHT elevada)
SMS	58,5 Hz	260 ms	2,5%	Média	Mínimo
SFS	61,5 Hz	320 ms	3,0%	Maior	Baixo
SVS	187 V	345 ms	2,5%	Pequena	Mínimo

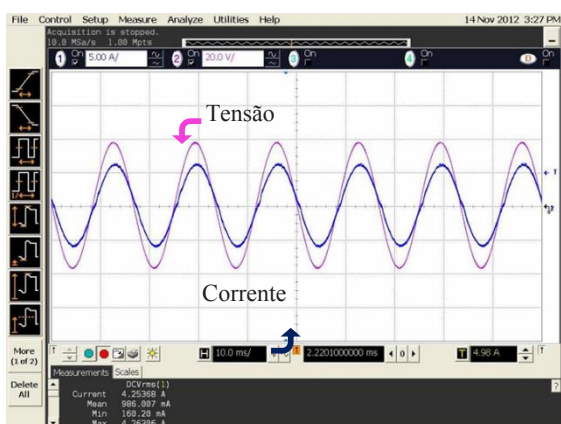


Fig. 24. Injeção de potência ativa na rede. Corrente em azul e tensão em magenta. Escalas: Corrente (5 A/div) e tensão (100V/div). Tempo (10 ms/div).

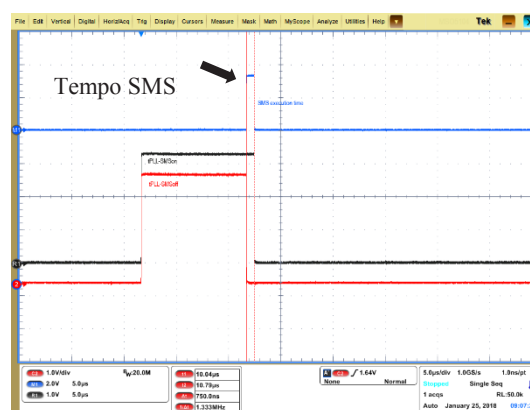


Fig. 26. Tempo de processamento do algoritmo SMS utilizando um processador C28x à 60MHz. Em azul rotina SMS, em vermelho rotina PLL e em preto rotina PLL + SMS. Escala: Tempo (5 μs/div).

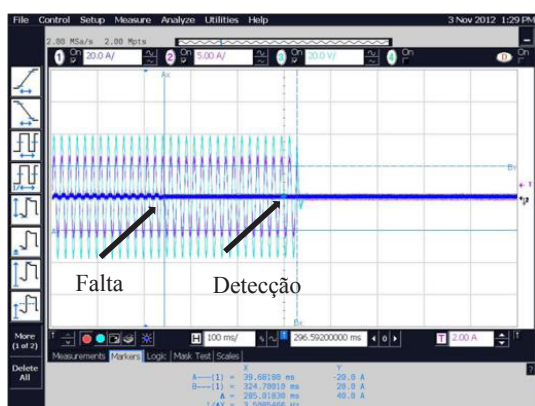


Fig. 25. Tempo para detecção de ilhamento pelo algoritmo SMS. Escala: Tempo (100 ms/div).

**TABELA III**  
**Principais Dados para Implementação Experimental**

Inversor em Ponte Completa + Carga RLC	
Tensão do Barramento CC	$V_{CC} = 400,0 \text{ V}$
Tensão Eficaz da Rede	$V_{RMS} = 220,0 \text{ V}$
Frequência da Rede	$f_{rede} = 60,0 \text{ Hz}$
Frequência de Chaveamento	$f_s = 30,0 \text{ kHz}$
Indutância da Carga Local	$L = 128,4 \text{ mH}$
Capacitância da Carga Local	$C = 54,8 \text{ μF}$
Resistência da Carga Local	$R = 48,4 \text{ Ω}$
Filtro CA de conexão	$L_{rede} = 5,0 \text{ mH}$

## VIII. CONCLUSÕES

Os métodos passivos não se enquadram nos requisitos mínimos necessários para detectar o fenômeno de ilhamento na presença de cargas RLC e, os métodos remotos apresentam custo elevado tendo, portanto, os métodos ativos posição de destaque. Neste contexto, a fim de melhorar a eficácia dos métodos de detecção de ilhamento, as singularidades dos métodos passivos são adicionadas aos ativos.

Com relação à parcela ativa dos métodos, o método da injeção de reativo se mostrou como o mais eficaz, apresentando o menor tempo para a detecção. No entanto, a injeção de reativo na rede não é interessante por reduzir de maneira significativa o fator de potência da estrutura. O método AFD apresenta um tempo relativamente reduzido para a detecção mas para garantir a eficácia na presença da carga RLC introduz na rede elevado grau de distúrbio. Os métodos SMS e SFS se apresentam como boas soluções devido ao tempo relativamente baixo para detecção e baixo distúrbio na rede, tendo o método SMS maior simplicidade de implementação e maior rapidez para detecção nas condições propostas.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à FAPESP, CNPq e à CAPES pelo apoio financeiro e de infraestrutura à pesquisa.

## REFERÊNCIAS

- [1] G. Spagnuolo, G. Petrone, S. V. Araujo, C. Cecati, E. Friis-Madsen, E. Gubia, D. Hissel, M. Jasinski, W. Knapp, M. Liserre, P. Rodriguez, R. Teodorescu, P. Zacharias, "Renewable Energy Operation and Conversion Schemes", *IEEE Transaction on Industrial Electronics*, vol. 4, n° 1, pp. 38–51, March 2010.
- [2] R. F. Arritt, R. C. Dugan, "Distribution System Analysis and the Future Smart Grid", *IEEE Transactions on Industrial Applications*, vol. 47, n° 6, p. 2343-2350, September 2011.
- [3] S. M. Amin, B. F. Wollenberg, "Toward a Smart Grid: Power Delivery for the 21st Century", *IEEE Power Energy Magazine*, vol. 3, n° 5, pp. 34–41, September 2005.
- [4] R. A. Walling, N.W. Miller, "Distributed Generation Islanding - Implications on Power System Dynamic Performance", in *Prof. of IEEE/PES Summer Power Meeting*, pp. 92-96, 2002.
- [5] M. Begović, A. Pregelj, A. Rohatgi, D. Novosel, "Impact of Renewable Distributed Generation on Power Systems", in *Proc. of Hawaii International Conference on System Sciences*, pp. 1-10, 2001.
- [6] V. Task, "Risk analysis of Islanding of Photovoltaic Power Systems within low Voltage Distribution Networks", *Tech. Rep. IEA-PVPS T5-08:2002*, March 2002.
- [7] *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. IEEE Std. 1547, 2003.
- [8] *IEEE Recommended Practice for Grid Interface of Photovoltaic (PV) Systems*, IEEE Std. 929, 2000.
- [9] *Procedimento de Ensaio de Anti-ilhamento para Inversores de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica*, ABNT NBR IEC 62116, 2012.
- [10] L. Severo, R. F. Coelho, D. C. Martins, "Modelagem, Controle e Implementação de um Conversor Monofásico Fotovoltaico utilizando métodos Passivos de Proteção Anti-ilhamento" *Eletrônica de Potência*, vol. 17, n° 4, pp. 681–689, Nov. 2012.
- [11] M. A. G. de Brito, L. P. Sampaio, L. G. Junior, C. A. Canesin, "Research on photovoltaics: Review, Trends and Perspectives", in *Proc. of Brazilian Power Electronics Conference*, pp. 1-7, 2011.
- [12] P. Mahat, Z. Chen, B. Bak-jensen, "Review of Island Detection Methods for Distributed Generation", in *Proc. of Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies Conference*, pp. 2743-2748, 2008.
- [13] W. Bower, M. Ropp, "Evaluation of Islanding Detections Methods for Photovoltaic Utility-interactive Power Systems", *Report IEA PVPS T5-09*, 2002.
- [14] M. Ropp, D. Larson, S. Meendering, D. MacMahon, J. Ginn, J. Stevens, W. Bower, S. Gonzalez, K. Fennell, L. Brusseau, "Discussion of a Power Line Carrier Communications-based Anti-islanding Scheme using a Commercial Automatic Meter Reading System", in *Proc. of Photovoltaic Energy Conversion Conference*, pp. 2351-2354, 2006.
- [15] T. Esum, P. L. Chapman, "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, n° 2, pp. 439-449, June 2007.
- [16] M. A. G. de Brito, L. Galotto, L. P. Sampaio, G. D. A. e Melo, C. A. Canesin, "Evaluation of the Main MPPT Techniques for Photovoltaic Applications", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, n° 3, pp. 1156–1167, March 2013.
- [17] H. P. Desai, H. K. Patel, "Maximum Power Point Algorithm in PV Generation: An Overview", in *Proc. of 7th International Conference on Power Electronics and Drive Systems*, pp. 624–630, 2007.
- [18] J. Svensson, "Synchronization Methods for Grid-Connected Voltage Source Converters", *IEE Proceedings in General Transmission Distribution*, vol. 148, n° 3, pp. 229-235, May 2001.
- [19] G. Choe, H. Kim, Y. Choi, C. Kim, "The Characteristic Analysis of Grid Frequency Variation under Islanding Mode for Utility Interactive PV System with Reactive Power Variation Scheme for Anti-Island", in *Proc. of PESC*, pp. 1-5, 2006.
- [20] X. Li, R. S. Balog, "Analysis and Comparison of two Active Anti-islanding Detection Methods", in *Proc. of IEEE International Midwest Symposium on Circuits and Systems*, pp. 443-446, 2014.
- [21] X. Chen, Y. Li, "An Islanding Detection Algorithm for Inverter-Based Distributed Generation Based on Reactive Power Control", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, n° 9, pp. 4672-4683, October 2014.
- [22] L. A. C. Lopes, S. Huili, "Performance Assessment of Active Frequency Drifting Islanding Detection Methods", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, n° 1, pp. 171-180, February 2006.
- [23] M. E. Ropp, M. Begovic, A. Rohatgi, "Analysis and Performance Assessment of the Active Frequency Drift Method of Islanding Prevention", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 14, n° 3, pp. 810-816, September 1999.
- [24] G. A. Smith, P. A. Onions, D. G. Infield, "Predicting Islanding Operation of Grid Connected PV Inverters ", *IEE Proceedings – Electric Power Applications*, vol. 147, n° 1, pp. 1-6, January 2000.
- [25] M. Ropp, M. Begovic, "Determining the Relative Effectiveness of Islanding Detection Methods Using Phase Criteria and Non Detection Zones, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 15, n° 3, pp. 290-296, September 2000.
- [26] G. K. Hung, C. C. Chang, C. L. Chen, "Automatic Phase-shift Method for Islanding Detection of Grid-connected Photovoltaic Inverters", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 18, n° 1, pp. 169-173, March 2003.
- [27] L. Lopes, H. Sun, "Performance Assessment of Active Frequency Drifting Islanding Detection Methods", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, n° 1, pp. 171-180, Mar. 2006.
- [28] H. Zeineldin, S. Kennedy, "Sandia Frequency-shift Parameter Selection to Eliminate Nondetection Zones", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, n° 1, pp. 486-487, January 2009.



- [29] M. Ciobotaru, V. Agelidis, R. Teodorescu, "Accurate and Less Disturbing Active Anti-islanding Method Based on PLL for Grid-connected PV Inverters", in *Proc. of IEEE PESC*, pp. 4569–4576, 2008.
- [30] P. Du, Z. Ye, E. Aponte, J. Nelson, L. Fan, "Positive-Feedback-based active anti-islanding schemes for inverter-based Distributed Generators: Basic Principle Design Guideline and Performance Analysis", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, n° 12, pp. 2941-2948, Dec. 2010.
- [31] M. Hassan, A. Faza, "Performance of Three Islanding Detection Methods for Grid-tied Multi-inverters", in *Proc. of International Conference on Environment and Electrical Engineering*, pp. 1999-2004, 2015.
- [32] M. Robitaille, K. Agbossou, M. L. Doumbia, "Modeling of an Islanding Protection Method for a Hybrid Renewable Distributed Generator", in *Proc. of Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, pp. 1477-1481, 2005.
- [33] V. John, Y. Zhihong, A. Kolwalkar, "Investigation of Anti-Islanding Protection of Power Converter Based Distributed Generators Using Frequency Domain Analysis", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, n° 5, p. 1177-1183, Sep. 2004.
- [34] M. Ropp, J. Ginn, J. Stevens, W. Bower, S. Gonzalez, "Simulation and Experimental Study of the Impedance detection anti-islanding method in the single-inverter case," in *Proc. of World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, pp. 2379–2382, 2006.
- [35] Evaluation of Islanding Detection Methods for Photovoltaic Grid-interactive Power Systems", *Tech. Rep. IEA-PVPS T5-09:2002*, December 2002.
- [36] A. Woyte, R. Belmans, J. Nijs, P. Hakes, F. Philippen, "Mains Monitoring and Protection in a European context", in *Proc. of European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 1-4, 2001.

#### DADOS BIOGRÁFICOS

**Moacyr Aureliano Gomes de Brito**, nascido em Andradina (SP) em 1982. É engenheiro eletricitista (2005), mestre (2008), desenvolvendo projeto com reatores eletrônicos para múltiplas lâmpadas fluorescentes com correção ativa do fator de potência de entrada e doutor (2013), desenvolvendo projeto sobre inversores monofásicos e trifásicos integrados para aplicações fotovoltaicas conectadas à rede, tendo recebido o prêmio de melhor Tese do ano de 2013, ambos na área de eletrônica de potência, todos pela Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho" – UNESP-FE/IS, em Ilha Solteira (SP). Atualmente é professor Adjunto da Universidade Federal do Mato Grosso do Sul – Campus de Campo Grande- MS atuando nos cursos de Graduação em Engenharia Elétrica, Eletrotécnica Industrial e de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Suas áreas de interesse são: reatores eletrônicos, drives para LEDs, controle aplicado

à Eletrônica de Potência, uso de FPGAs, inversores isolados ou em conexão com a rede de energia elétrica para fontes alternativas do tipo solar fotovoltaica.

**Marcos Gutierrez Alves**, possui graduação em Engenharia de Computação pelo Centro Universitário FIEO (2009), mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho (2013 e 2017), e curso-técnico-profissionalizante pelo Módulo Centro Universitário (2003). Tem experiência na área de Engenharia Elétrica e de Engenharia de Computação, com ênfase em Circuitos Elétricos, Magnéticos e Eletrônicos. Atuando principalmente na programação de circuitos embarcados para controle e gerenciamento, tais como DSPs, DSCs e uC, além de dispositivos lógicos programáveis como FPGAs e CPLDs. Tem como principais áreas de estudos os seguintes temas: geração distribuída, inversores para geração fotovoltaica, técnicas de rastreamento de máxima potência, técnicas de anti-ilhamento e aplicações em eletrônica de potência. Atualmente desenvolve pesquisa de pós-doutorado nas dependências do LEP/UNESP.

**Leonardo Poltronieri Sampaio**, nascido em São José do Rio Preto (SP), em 1983. Possui Doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual Paulista (2013), campus de Ilha Solteira - SP, na área de Eletrônica de Potência, onde obteve o título de Mestre (2010) e graduou-se em Engenharia Elétrica (2008). É Professor Adjunto na Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR - Campus de Cornélio Procópio, professor permanente do mestrado e colaborador do doutorado do programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Atua principalmente nos seguintes temas: aproveitamento de energias alternativas, qualidade de energia, desenvolvimento de ferramentas educacionais, análise e modelagem de conversores estáticos de potência e programação de controladores digitais de sinais.

**Carlos Alberto Canesin**, nascido em Lavínia (SP), em 1961, é engenheiro eletricitista (1984) pela Universidade Estadual Paulista – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira (UNESP-FE/IS), mestre (1990) e doutor (1996) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC INEP, Florianópolis-SC. Atualmente é professor titular do Departamento de Engenharia Elétrica (DEE) da UNESP-FE/IS. Foi editor geral da Revista Eletrônica de Potência (2003-2004), ex-presidente da SOBRAEP (11/2004 – 10/2006), é editor associado da *IEEE Transactions on Power Electronics*, desde 2003, e Membro do Conselho de Política Energética do Estado de São Paulo, desde 2010. Suas áreas de interesse incluem: energias renováveis e complementares, qualidade da energia elétrica, técnicas de comutações não-dissipativas, técnicas de correção ativa do fator de potência, técnicas de mitigação harmônicas, veículos elétricos puros, reatores eletrônicos para iluminação e técnicas modernas para o ensino de eletrônica de potência