

MÉTODO DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO NEURO-FUZZY PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

Eduardo A. Cardoso
Universidade Federal do ABC
(UFABC)
Santo André, Brasil
eduardo.cardoso@ufabc.edu.br

Alfeu J. Sguarezi Filho
Universidade Federal do ABC
(UFABC)
Santo André, Brasil
alfeu.sguarezi@ufabc.edu.br

José L. Azcue
Universidade Federal do ABC
(UFABC)
Santo André, Brasil
jose.azcue@ufabc.edu.br

Resumo— Este trabalho analisa o método de desvio ativo de frequência com um controle Neuro-Fuzzy para a detecção do ilhamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede monofásica de acordo com os requisitos sugeridos pela norma IEEE STD 929-2000. O método ativo introduz uma distorção na potência injetada na rede aumentando ou reduzindo a frequência da tensão em um sistema ilhado. O fator de distorção K é definido para injetar diferentes níveis de distorções na corrente de referência do inversor em caso de alteração na frequência. A simulação foi realizada no programa MATLAB/Simulink® e os resultados mostraram que o método proposto é aproximadamente 3,5% mais rápido em comparação com o método de desvio ativo de frequência adaptado.

Palavras chave— Efeito Fotovoltaico, Ilhamento, Método de desvio ativo de Frequência, Qualidade da Energia, Controle Neuro-Fuzzy.

I. INTRODUÇÃO

A utilização de fontes de energia renováveis é considerada uma solução eficiente para que mais pessoas tenham acesso à eletricidade, apesar de 73,5% do consumo mundial de energia elétrica em 2017 tenha vindo de fontes não renováveis. A energia gerada por módulos fotovoltaicos (PV) tem se destacado dentre as fontes renováveis sendo utilizada tanto em sistemas isolados como em Sistemas de Geração Distribuídas (SGD). Mesmo observando que a contribuição da energia solar represente apenas 1,9% da energia oriunda das demais fontes renováveis como biomassa, recursos hídricos, eólicas, etc. O investimento neste segmento tem aumentado e ao mesmo tempo há uma redução dos custos para fabricação e instalação, com isto muitos incentivos são oferecidos para a sua utilização em países emergentes, deste modo, a energia solar tem se tornado uma solução competitiva para atender a demanda por energia [1].

A energia solar tem se tornado economicamente viável devido à grande difusão de seus componentes e avanços de sua tecnologia. Como resultado, há a possibilidade de instalação de SGD em lugares afastados e em pequena escala injetando o excedente da geração na rede elétrica, constituindo uma alternativa sustentável para diminuir a dependência energética

por combustíveis fósseis [2]. Além da ampla disponibilidade da energia solar, o sistema não causa danos ambientais, como poluição atmosférica e geração de resíduos [3].

O SGD próximo às cargas apresenta vantagens na redução de perdas na transmissão e na distribuição da energia elétrica, porém, os algoritmos ativos de detecção de ilhamento reduzem a qualidade da energia e pode causar problemas de segurança e confiabilidade à rede elétrica [4]. Por isso, há requisitos técnicos a ser atendidos para detectar falhas e evitar prejuízos às pessoas e aos equipamentos. Normas como a IEEE STD 929-2000 [5] e a brasileira ABNT NBR 62116, [6] especificam ensaios mínimos para avaliar a eficácia de sistemas de prevenção de ilhamento utilizados por conversores fotovoltaicos.

O ilhamento de um SGD é uma condição na qual ocorre a falta da energia elétrica fornecida pela concessionária, mas, parte do sistema continua energizado devido a energia oriunda deste SGD [7]. O SGD é considerado ilhado caracterizando uma falha técnica e risco à segurança das pessoas, caso haja necessidade de realização de atividades de reparos no SGD ilhado [8].

Os chamados métodos ativos buscam melhorar a detecção deste estado de ilhamento. Eles geram pequenas perturbações controladas na corrente de saída que produzem como respostas variações na frequência.

Sistema de controle com Inteligência Artificial (IA) inseridos nos métodos básicos de detecção de ilhamento, nos quais geram sistemas híbridos, apresentam um melhor desempenho em comparação com os métodos analisados em [10], [13] e [15] como será demonstrado nas próximas seções deste trabalho.

Neste sentido, o trabalho propõe uma estratégia de controle de IA com uma rede Neuro-Fuzzy para o método ativo de detecção de ilhamento. A análise do método híbrido proposto mostra que o processo de detecção é mais eficiente do que utilizar o método ativo sozinho. A seguir, na seção II, é apresentada o modelo proposto para o SGD. Na seção III a estratégia de controle para o sistema de anti-ilhamento é mostrada. E, na seção IV, os resultados das simulações.

II. MODELO DO SISTEMA

O sistema fotovoltaico conectado à rede monofásica de $127V_{RMS}$ conforme a Fig. 1 é composto pelo PV ligado a um conversor tipo *boost* responsável por extrair a máxima potência do módulo PV, a seguir, o sistema possui um inversor monofásico em onda completa com modulação unipolar que controla a tensão no barramento CC e a corrente injetada na rede [1], adicionalmente é inserido um filtro LC de 2ª ordem passa baixa para filtrar os componentes harmônicos mais altos [9] e uma carga RLC é ligada ao chamado Ponto de Acoplamento Comum (PAC). O sistema de detecção de ilhamento controla a distorção injetada na corrente de referência e decide se o sistema está ilhado monitorando a variação de frequência, acionando o relé caso a frequência atinja um dos limites aceitáveis.

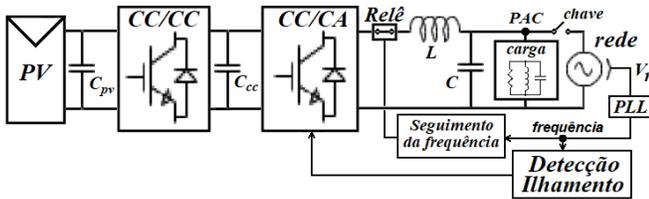


Fig. 1. Esquema elétrico simplificado do sistema proposto.

A. Metodologia de detecção de ilhamento

A função de detecção de ilhamento é mandatória e deve estar presente em todos os inversores conectados à rede elétrica [10]. No entanto, o tempo de detecção é um parâmetro crítico e as pesquisas procuram validar algoritmos desenvolvidos com o objetivo de melhorar o tempo para detectar do ilhamento [11]. O trabalho de Vieira (2014) esclarece que as técnicas ativas são baseadas na inserção de perturbações controladas e são indicadas em configurações como apresentadas neste trabalho com o objetivo de estabelecer uma onda de tensão senoidal com o mínimo possível de distorções para a carga [12].

A norma IEEE STD 929-2000 tem como requisito os valores relativos à variação da frequência de operação que devem estar entre 59,3 e 60,5 Hz, para valores fora destes limites, o sistema é considerado em ilhamento e o tempo para ser detectado e atuar, desligando o SGD, é de 6 ciclos. Além disso, estabelece que o valor máximo da distorção harmônica total (THD) da corrente a ser injetada na rede elétrica deve ser menor que 5%.

O método de desvio ativo de frequência (AFD, *Active Frequency Drift*) é uma das metodologias que podem ser empregadas para identificar um sistema ilhado, neste trabalho, ele será chamado de método clássico porque é a base dos métodos seguintes.

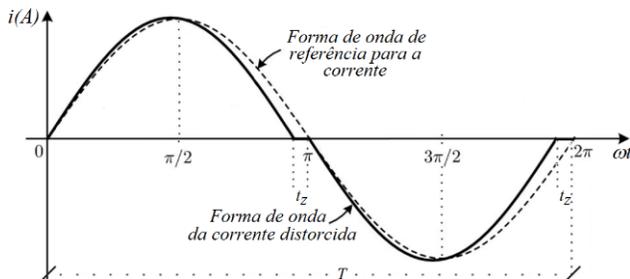


Fig. 2. Forma de onda distorcida no método AFD clássico Adaptado de [13]

O método clássico produz uma perturbação na frequência da tensão no PAC ao injetar na corrente de referência uma pequena distorção conforme a Fig. 2, na qual é adicionada a cada meio ciclo da corrente de referência de saída em um curto período de tempo (t_z) cujo valor da corrente é zero [7].

A Fig. 2 mostra a onda resultante distorcida que apresenta uma defasagem ao comparar com a onda senoidal pura. A distorção desvia a frequência do valor nominal de 60 Hz no sistema e também altera o valor da distorção harmônica total (THD) da onda gerada, este valor é proporcional à relação entre as potências reativa e ativa e ao ângulo de defasagem da corrente fundamental em relação à tensão (ϕ_1) [13], isto é:

$$THD = \frac{Q}{P} = \tan \phi_1 \quad (1)$$

Como resultado da equação acima à medida que há um maior THD também haverá um aumento da potência reativa injetada na rede.

Da Fig. 2 define-se o Fator de Corte (C_f) que representa a taxa de desvio da frequência da corrente que é injetada na rede elétrica [7] [10]. A equação (2) exprime o valor de C_f definido pela relação do período t_z e o período total T .

$$C_f = 2 \frac{t_z}{T} \quad (2)$$

O método AFD clássico torna o sistema mais sensível para a detecção do ilhamento ao ser comparado com os métodos passivos, no entanto, há um aumento do valor do THD [13]. A desvantagem do método é que a perturbação inserida no sistema degrada a qualidade da energia [8].

O método adaptado é apresentado conforme Yafaoui et al. (2012) e é uma variação do método AFD clássico [13]. Este método é utilizado neste trabalho para os testes comparativos com a metodologia proposta, a forma de onda da corrente distorcida é mostrada através da Fig. 3.

Pelo gráfico, são identificadas três equações básicas que formam a onda de corrente de referência para a corrente $i_s(t)$, para cada ciclo completo da onda expresso no sistema em (3).

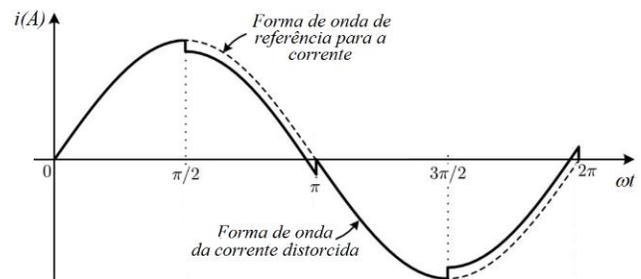


Fig. 3. Forma de onda distorcida do método AFD adaptado Adaptado de [13]

$$i_s(t) = \begin{cases} I \sin(\omega t) & \leftrightarrow 0 \leq \omega t < \pi/2 \\ I \sin(\omega t) - KI & \leftrightarrow \pi/2 \leq \omega t < \pi \\ I \sin(\omega t) & \leftrightarrow \pi \leq \omega t < 3\pi/2 \\ I \sin(\omega t) + KI & \leftrightarrow 3\pi/2 \leq \omega t < 2\pi \end{cases} \quad (3)$$

A variável I constitui o pico da corrente de referência, ω é a frequência angular da tensão da rede elétrica e K representa o fator de distorção para esta forma de onda.

Através deste sistema e empregando os componentes fundamentais dos coeficientes da série de Fourier apresentados na equação (3) e relacionando-os com a equação (1) chega-se a (4) que relaciona as potências em função do fator K [13].

$$\frac{Q}{P} = \frac{2K}{\pi - 2K} \quad (4)$$

A expressão que define o THD para a forma de onda da corrente é mostrada em (5) [10].

$$THD = \frac{\sqrt{I_{RMS}^2 - I_{1RMS}^2}}{I_{1RMS}} \quad (5)$$

Sendo, I_{RMS} o valor eficaz da corrente de referência e I_{1RMS} o valor eficaz da corrente para a fundamental, cujos valores foram obtidos pela série de Fourier, pois são componentes da fundamental desta série. A expressão (6) é deduzida e mostra que o THD também é função de K [13].

$$THD = \sqrt{\frac{K^2(\pi^2 - 8)}{\pi^2 - 4\pi K + 8K^2}} \quad (6)$$

Como resultado, a variação do valor de K aumenta a sensibilidade na detecção do ilhamento uma vez que K é variável nas equações (4) e (6), assim diferentes valores de THD e Q/P podem ser obtidos para o método adaptado.

A Fig. 4 mostra a curva $THD \times Q/P$ para os métodos AFD clássico e adaptado para diferentes valores de THD, sendo que a amplitude escolhida de zero a 5% representa os pontos de interesse para o estudo porque o valor de THD deve ser inferior a 5% [5]. A equação (1) é aplicada ao método AFD clássico e a curva em preto é obtida, e aplica-se nas equações (4) e (6) os valores de THD para obter a curva para o método AFD adaptado, em vermelho. Observa-se que o método adaptado gera menos harmônico para qualquer valor de Q/P escolhido.

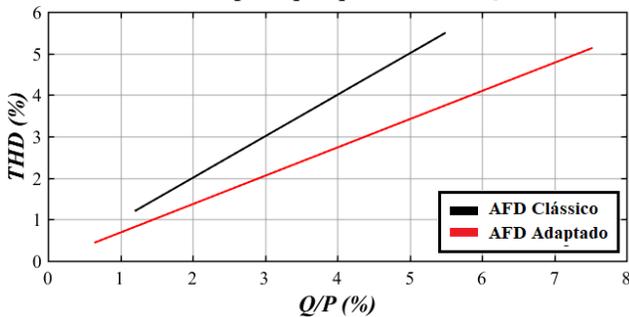


Fig. 4. Curva THD x Q/P Adaptado de [13]

Segundo Yafaoui et al. (2012), a análise do gráfico para o método AFD clássico, considerando $Q/P = 5\%$, obtém-se $THD = 5\%$. No método AFD adaptado, para $Q/P = 5\%$, o THD obtido gira em torno de 3,42%, ou seja, representa uma redução de 30% [13]. Nota-se, também para o método AFD adaptado, que se pode injetar maior potência reativa no sistema, esta característica resulta em uma melhor detecção do ilhamento.

B. Região de não detecção

As Zonas de Não Detecção (ZND) são regiões na qual o circuito de detecção de ilhamento não é capaz de detectar o evento, ou seja, constitui uma falha por não identificar a falta de energia elétrica fornecida pela concessionária.

A ZND varia de acordo com a técnica empregada para a detecção do ilhamento. Os métodos passivos, por exemplo, são ineficazes quando tempo de detecção requerido é baixo ou quando há um grande desbalanço da potência, eles são os que têm maior possibilidade de falsa detecção ou não detecção além de apresentar uma região grande de não detecção [14].

A determinação de uma ZND para um método específico de detecção de ilhamento é realizada utilizando técnicas que determinam a potencial falha na identificação do sistema ilhado, assim, são levantados gráficos que exprimem as ZND para cada projeto e cada condição de teste.

O mapeamento da ZND leva em conta o critério de fase deduzido em Silva (2016), na qual se considera uma carga paralela RLC adicionada ao PAC [7]. este tipo de carga deve ser considerado para a análise de ilhamento porque representa a pior condição de detecção para os métodos mais comuns, cuja frequência de ressonância é expressa por (7) [11].

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (7)$$

A norma 929-2000 estabelece o procedimento mínimo para teste de ilhamento, a frequência de ressonância da carga deve ser igual à frequência angular da rede elétrica (ω_o) e o fator de qualidade Q_f definido por (8) e deve ser de 2,5 [5].

$$Q_f = R\sqrt{C/L} \quad (8)$$

A potência gerada no SGD também deve ser igual a potência da carga RLC, assim o valor da resistência de carga é a relação do quadrado da tensão na carga pela potência ativa gerada no módulo fotovoltaico.

O mapeamento da ZND necessita das definições para o fator de qualidade da rede Q_{fo} , capacitância da rede C_o , e capacitância normalizada C_{norm} expressas abaixo [15].

$$Q_{fo} = \frac{R}{\omega_o L} \quad (9)$$

$$C_o = \frac{R}{\omega_o^2 L} \quad (10)$$

$$C_{norm} = \frac{C}{C_o} \quad (11)$$

Com as equações definidas e considerando que a corrente distorcida injetada é como a Fig. 2, a frequência da corrente ω irá variar de acordo com (12) para o método AFD clássico.

$$\tan^{-1} \left[R \left(\omega C - \frac{1}{\omega L} \right) \right] = \frac{\omega t_z}{2} = \frac{\pi c_f}{2} \quad (12)$$

Para a aplicação no método adaptado é necessário utilizar a igualdade deduzida e mostrada em (13), conhecida como “critério de ângulo de fase” [16]. Esta expressão relaciona os fatores K e C_f e é necessária para comparar os métodos no mesmo plano $C_{norm} \times Q_{fo}$ de mapeamento da ZND.

$$\tan^{-1} \left[\frac{2K}{\pi - 2K} \right] = \frac{\pi c_f}{2} \quad (13)$$

A equação (14) abaixo se aplica para obter os valores mínimo e máximo de C_{norm} , como se pode observar é função da variação do fator de qualidade e se aplica a cada um dos métodos de detecção de ilhamento em estudo [15].

$$\frac{\tan \left(\frac{\pi c_f}{2} \right)}{Q_f} - \frac{2\pi}{\omega_o} + I < C_{norm} < \frac{\tan \left(\frac{\pi c_f}{2} \right)}{Q_f} + \frac{2,8\pi}{\omega_o} + I \quad (14)$$

III. ESTRATÉGIA DE CONTROLE PROPOSTA

Este trabalho propõe controlar o valor do fator K que é injetado na rede pelo método AFD adaptado através de uma técnica de IA, pelo qual o sistema proposto altera o valor do THD da corrente injetado na rede. O objetivo é acelerar o processo de detecção e atuação do sistema de anti-ilhamento ao mesmo tempo que a distorção da corrente seja a menor possível. Ao adicionar um aumento na perturbação, através da variação de K , acarretará uma mudança proporcional da frequência [4].

Metodologias que utilizam IA podem ser utilizadas em conjunto com os métodos convencionais de detecção de ilhamento de modo a serem mais rápidos e confiáveis [8]. Redes Neurais Artificiais (RNA) e Lógica Difusa ou Lógica Fuzzy (*Fuzzy Logic System* - FLS) são técnicas utilizadas em larga escala para solucionar problemas que envolvem a detecção e classificação não lineares [17].

O objetivo é monitorar constantemente o estado da rede verificando a condição de operação se é normal ou se há suspeita de possível ilhamento. Neste caso, a estratégia é alterar o nível de distorção injetada na corrente de referência $I_s(t)$, a partir do momento em que o estado de operação apresenta uma significativa alteração da frequência, este efeito é obtido através da variação do valor do fator K . Se estiver ilhado a frequência de operação irá incrementar mais rapidamente, atingindo um dos limites denotados na norma [5] e o método deverá interromper o fornecimento de energia do sistema fotovoltaico para as cargas que estão acopladas no PAC. No caso em que a rede não esteja desconectada, a frequência não atingirá um dos limites e o sistema volta para a condição inicial e a rede elétrica provida pela concessionária irá absorver as variações da frequência.

A. Controle ANFIS proposto

Várias técnicas de Inteligência Artificial podem ser combinadas para desenvolver sistemas híbridos com o objetivo de detecção do ilhamento [18]. É proposto a utilização da técnica ANFIS (*Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System*) que é constituída de um sistema híbrido *Neuro-Fuzzy*. Neste sistema um conjunto de dados é inserido em uma rede neural para estabelecer um algoritmo de aprendizado no RNA, com estes dados, é desenvolvido um conjunto de inferência *fuzzy*.

O ANFIS apresenta em sua arquitetura as características do FLS e da RNA. A Fig. 5 representa o funcionamento do sistema, composto por cinco camadas e suas interações [19]. O resultado é uma RNA que apresenta regras do tipo *if-then* para apresentar as saídas em função das entradas, típicas de um FLS.

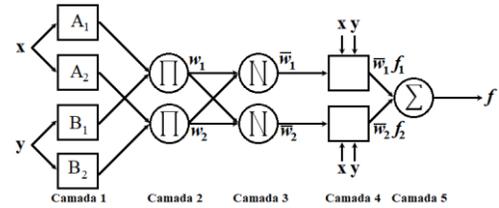


Fig. 5. Modelo para a arquitetura ANFIS
Fonte: adaptado de [19]

O modelo ANFIS implementado apresenta uma entrada, a frequência fornecida pelo sistema e a saída corresponde ao sinal de controle, proporcional ao valor de THD requerida. As 5 funções de pertinência da entrada são sinus generalizadas, que apresentaram melhores relações com a intensidade ocorrida no conjunto *fuzzy*. Na Fig. 6 a seguir, estão representas as funções de pertinência em função da frequência.

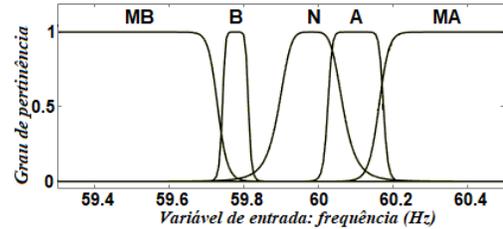


Fig. 6. Funções de pertinência do modelo

As variáveis linguísticas adotadas para a frequência do sistema como sendo muito baixo, *MB*, baixo, *B*, normal, *N*, alto, *A* e muito alto, *MA*.

As saídas foram marcadas como constantes e foram adotados 5 níveis para representar a variação do THD. A rede foi treinada com o auxílio do programa *Matlab*, com 121 amostras variando as saídas e considerando como premissas o monitoramento da frequência da tensão da rede. Assim, entre 59,7 e 60,1Hz o valor de K será para gerar um THD de 4,00%, o aumento da frequência resulta em um valor de K que irá gerar um THD de 4,66% e quando a frequência atingir 60,3Hz, o valor de THD vai ao limite de 5%. Por outro lado, se a frequência inicial diminuir, os patamares de THD serão de 3,46% após atingir 59,8Hz e 3,12% para valores inferiores a

59,5Hz. A Fig. 7 representa o treinamento do ANFIS relacionando as amostras treinadas com o THD requerido.

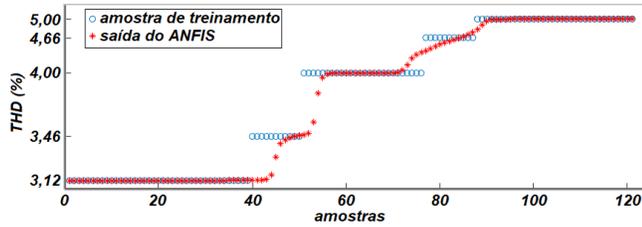


Fig. 7. Treinamento e resultado do ANFIS proposto

IV. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

As simulações realizadas no ambiente *MATLAB/Simulink*[®] compararam o método AFD adaptado e o método proposto (AFD adaptado + ANFIS). O circuito desenvolvido seguiu como base o diagrama de blocos da Fig. 1. A carga utilizada é formada por um circuito RLC paralelo conforme a TABELA I.

TABELA I. VALORES DAS CARGAS

Norma	Q_f	$R (\Omega)$	$L (mH)$	$C (\mu F)$	$C_{norm} (pu)$
IEEE	2,5	48	50	139,2	1,01

Os valores foram atribuídos de maneira a obter a condição de teste com $C_{norm} = 1,01$ e $Q_f = 2,5$. Conforme visto anteriormente neste trabalho e deduzido pela equação (11), eles representam o ponto de operação e as curvas de mapeamento da ZND no plano $C_{norm} \times Q_f$ para os métodos em estudo.

A Fig. 8 mostra o detalhe das simulações dos métodos adaptado e proposto na qual se visualiza a variação da frequência da tensão da rede durante o tempo de simulação, a curva que representa a simulação do método AFD adaptado está marcada em traço pontilhado, o limite de 60,5Hz foi atingido em aproximadamente 0,51s, quando ocorre a detecção do estado de ilhamento e o circuito é desconectado. Para a simulação da estratégia proposta (AFD adaptado + ANFIS), marcada em azul e traço contínuo, verifica-se que o estado ilhado é reconhecido mais rapidamente que o método anterior. A comparação dos resultados das duas simulações pode ser bem estudada com os gráficos sobrepostos.

A relação entre as diferenças dos valores na detecção em 60,5Hz, Δt e o tempo da ocorrência da detecção pelo método AFD adaptado representa a variação percentual entre os métodos. Esta variação mostra que o método AFD proposto é aproximadamente 3,5% mais rápido que o AFD adaptado.

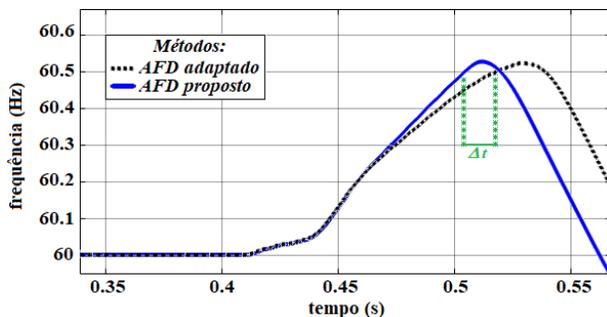


Fig. 8. Detalhe da comparação das frequências do trecho da simulação

O comportamento do controlador proposto ao longo da simulação foi similar ao método AFD adaptado até o momento em que a frequência medida atingiu 60,1 Hz a partir deste momento, aproximadamente 0,45s, a forma de onda distorcida da corrente foi alterada. Em 0,48s a frequência atingiu 60,3Hz e houve nova alteração atingindo o máximo sugerido para a distorção, ou seja, o THD = 5%.

A. Comparação dos gráficos das ZND

O gráfico do plano $C_{norm} \times Q_f$, expresso na Fig. 9 representa o mapeamento da ZND para o método AFD adaptado e foi elaborado conforme [13].

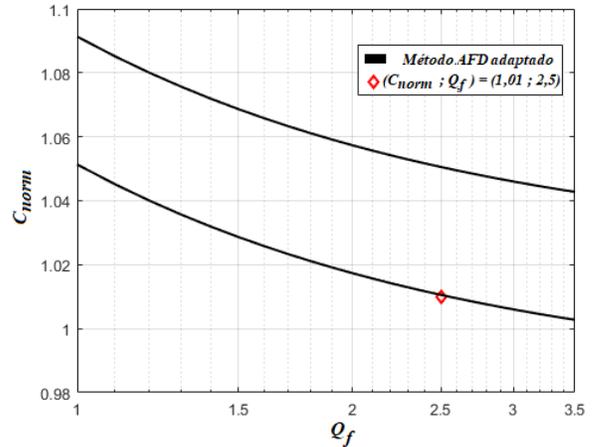


Fig. 9. Gráfico ZND para os métodos estudados

O ponto de operação da carga é de $C_{norm} = 1,01$ e $Q_f = 2,5$, está próximo ao limiar da curva inferior, mas, fora da ZND. Portanto o ilhamento é detectável e a simulação corroborou com o resultado obtido.

A Fig. 10 mostra as curvas para os principais valores de THD, médio e limítrofes, os quais variam na simulação para método proposto. Observa-se que com o aumento do valor de THD a curva de mapeamento da ZND se modifica.

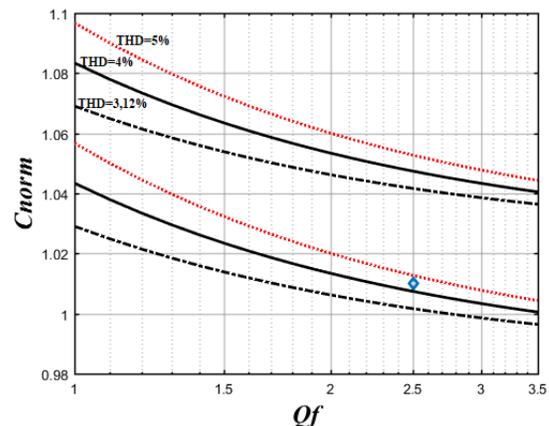


Fig. 10. Gráfico ZND das principais curvas de THD do método AFD proposto

Em relação ao ponto de carga para o THD=5% o ponto está fora da ZND, este comportamento implica que a resposta à detecção de ilhamento é mais sensível. Conforme esperado, a simulação também apresentou o mesmo comportamento.

REFERÊNCIAS

Na Fig. 11 é apresentada o detalhe do gráfico do plano $C_{norm} \times Q_f$ da região que está próxima ao ponto de operação da carga, com a curva de THD intermediário de 4,66%, as setas indicam a sequência de alteração da distorção inserida pelo ANFIS.

A análise das curvas de ZND mostra que este procedimento garante a detecção do ilhamento, embora tenha aumentado o THD e a qualidade da energia tenha diminuída, temporariamente, em nenhuma situação o THD da corrente injetada supera os 5% permitidos. Observa-se também que o ponto de carga saiu da ZND.

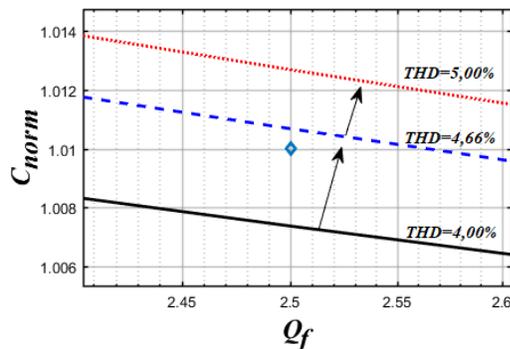


Fig. 11. Detalhe do método proposto na região da carga

O gráfico de ZND para o AFD proposto leva em conta o tempo em que ocorrem as alterações do fator K , no caso da simulação deste trabalho foram definidos cinco valores para K , sendo que o valor inicial do fator K foi estabelecido de modo a considerar que a frequência pode aumentar ou diminuir conforme a simulação. Este valor possui o menor THD e melhor nível para a qualidade de energia e por isso, representa a menor perturbação injetada.

V. CONCLUSÃO

Com a simulação constatou-se a eficiência na detecção do ilhamento e a atuação como prevista do sistema de proteção, garantindo o atendimento aos requisitos impostos pela norma IEEE 929-2000 sendo que o método híbrido proposto é capaz de detectar a condição de ilhamento e efetuar a ação de desconexão do SGD do sistema elétrico.

A comparação dos métodos ativos para detecção de ilhamento mostrou, para a simulação apresentada neste trabalho, que o método híbrido proposto respondeu 3,5% mais rápido ao estado de ilhamento do que o método AFD adaptado.

A aplicação do método proposto pode ser explorada em trabalhos futuros para observar situações de testes mais complexas no qual a rede elétrica apresenta falhas que não são relacionadas ao ilhamento, mas que podem ser reconhecidas com um estado ilhado pelo sistema de detecção. Além de um estudo aprofundado visando a necessidade de estabelecer requisitos para incluir um sistema de segurança específico para a sincronização da rede durante a reconexão do sistema.

- [1] REN21, “Renewables 2018 global status report”, 2018. Disponível em: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_-1.pdf. Acessado em 04 de julho. 2018.
- [2] G.M.V Gil, “Controle e simulação de um sistema fotovoltaico de baixa potência conectado à rede elétrica”, dissertação de mestrado. UFABC, Santo André,SP, 2016.
- [3] P.M. Almeida, “Modelagem e controle de conversores fonte de tensão utilizados em sistemas de geração fotovoltaicos conectados à rede elétrica de distribuição”, dissertação de mestrado, UFJF, Juiz de Fora, MG, 2011.
- [4] L. Shi, F. Wu, “An islanding detection algorithm based on fuzzy adaptive phase drift control”, 2013 IEEE International Conference on Information and Automation (ICIA), pp. 225-229, 2013.
- [5] IEEE, Standard 929-2000, “IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems”, New York, 2000.
- [6] ABNT NBR IEC 62116, “Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica”, Rio de Janeiro, RJ, 2012.
- [7] H. Silva, “Estudo sobre a interação de métodos anti-ilhamento para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão com múltiplos inversores”, dissertação de mestrado, USP, São Paulo, SP, 2016.
- [8] H. Samet, F. Hashemi, T. Ghanbari, “Minimum non detection zone for islanding detection using an optimal Artificial Neural Network algorithm based on PSO”, Elsevier, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol.52, pp. 1-18, 2015.
- [9] I.F.D. Carrah, “Inversor Monofásico Tipo Ponte Completa com Controle Digital”, conclusão de curso, Universidade Estadual do Ceará, Fortaleza, CE, 2010.
- [10] W. Chen, G. Wang, X. Zhu, B Zhao, “An improved active frequency drift islanding detection method with lower total harmonic distortion”, IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), pp. 5248-5253, 2013.
- [11] S. Patthamakunchai, M. Konghirun, W. Lenwari, “An anti-islanding for multiple photovoltaic inverters using harmonic current injections”, 9th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, pp. 1-4, 2012.
- [12] T.C. Vieira, “Metodologia para avaliação do risco de ilhamento não intencional de geradores eólicos distribuídos”, dissertação de mestrado, UFABC, Santo André, SP, 2014.
- [13] A. Yafaoui, B. Wu, S. Kouro. “Improved active frequency drift anti-islanding detection method for grid connected photovoltaic systems”, IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 27, no. 5, pp. 2367-2375, 2012.
- [14] C.R. Aguiar, R.V.A. Neves, G.B. Reis, R.F. Bastos, R.Q. Machado, “Controle e detecção de ilhamento em sistemas de geração distribuída conectados em redes de distribuição”, XIX Congresso Brasileiro de Automática (CBA) pp. 366-372, 2012.
- [15] F. Liu, Y. Kang, S. Duan, “Analysis and optimization of active frequency drift islanding detection method”, APEC 07 - 22nd Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, Anaheim, CA, USA, pp. 1379-1384, 2007.
- [16] Y. Fan, C. Li, “Analysis on nondetection zone of the islanding detection in photovoltaic grid-connected power system”, International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, vol. 1, pp. 275-279, 2011.
- [17] N. Ghadimi, B. Sobhani, “Adaptive neuro-fuzzy inference system (ANFIS) islanding detection based on wind turbine simulator”. International Journal of Physical Sciences, Vol. 8(27), pp. 1424-1436, 2013.
- [18] A.Y. Hatata, E.H. Abd-Raboh, B. E. Sedhom, “Proposed sandia frequency shift for anti-islanding detection method based on artificial immune system, Alexandria Engineering Journal, 2017.
- [19] F. Hashemi, N. Ghadimi, B. Sobhani, “Islanding detection for inverter-based DG coupled with using an adaptive neuro-fuzzy inference system”. Int J Electr Power, vol.45, pp.443-455, 2013.