

DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA ATRAVÉS DA CLASSIFICAÇÃO DE PADRÕES DE FREQUÊNCIA

Kaynan Maresch
Universidade Federal de Santa Maria
Santa Maria, Brasil

Gustavo Marchesan
Universidade Federal do Pampa
Bagé, Brasil

Ghendy Cardoso Junior
Universidade Federal de Santa Maria
Santa Maria, Brasil

Daniel Bernadon
Universidade Federal de Santa Maria
Santa Maria, Brasil

Abstract— This paper deals with the analysis of frequency harmonic components to classify as islanding or non-islanding events. With this objective a new algorithm based on the comparison between the zero and oscillation frequency components is proposed. The technique uses the difference in the synchronous machine behavior during transient, it present better performance when compared to the under/over frequency .

Keywords— *Distributed generation, islanding, swing equation, harmonics, pattern classification.*

I. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento tecnológico vem causando a reestruturação do setor energético por intermédio do emprego de pequenas fontes de geração de energia elétrica, como pequenas centrais hídricas, sistemas fotovoltaicos e pequenas turbinas eólicas, junto com a reformulação de barreiras legais que possibilitem a inserção desse tipo de geração no sistema elétrico [1].

O sistema antes baseado em grandes centrais geradoras geralmente longes dos centros consumidores começa a ser incrementada com fontes de geração próximas aos consumidores, geração distribuída (GD), às quais vem crescendo muito nos últimos anos.

A geração distribuída apresenta muitos aspectos positivos para o sistema, principalmente relacionados com a diminuição das perdas na transmissão de energia. Porém o sistema antes baseado no fluxo de potência radial, ou seja, da geração para o consumo deve ser adaptado para essa nova forma de geração de energia.

Surgem problemas nos sistemas de proteção, como relés e fusíveis que foram ajustados de forma a atuar para determinados valores onde não se considerava GDs, e a detecção de ilhamento, foco desse trabalho.

O ilhamento ocorre quando de alguma forma o sistema é seccionado, e esta área permanece energizada por uma GD. O ilhamento pode ser originado por uma ação deliberada de

emergência, resultando na atuação de uma função de proteção ou controle, ou devida a erro humano [2].

A identificação desse evento vem sendo discutida nos últimos anos, onde diversos métodos foram propostos visando tal feito. A não detecção de ilhamento, ou a detecção e o desligamento tardio de um sistema de geração distribuída podem implicar na qualidade de energia, risco de vida às equipes de manutenção, bem como problemas na proteção do sistema elétrico alimentado pela GD.

Técnicas recentes propostas para a identificação de ilhamento são baseadas no reconhecimento de padrões de parâmetros elétricos. Em [3] é proposto um método passivo para detecção de ilhamento, baseado no reconhecimento de padrão da trajetória da tensão terminal, o reconhecimento é feito através da análise dos componentes harmônicos.

Em [4] é proposto o uso de Redes Neurais Artificiais (RNAs) para a detecção de ilhamento. As diferentes RNAs propostas são alimentadas com os coeficientes de *Walvelet*, que são extraídos de parâmetros elétricos como tensão, corrente e frequência. O uso do reconhecimento de padrões através de RNAs apresentou grande precisão e eficácia.

Neste trabalho é apresentado um novo método passivo de detecção de ilhamento. O método proposto é baseado na análise das componentes harmônicas da frequência do gerador síncrono durante eventos de ilhamento e não ilhamento. Os resultados são comparados com o relé de sub/sobre frequência.

O trabalho é dividido entre a apresentação da fundamentação teórica em II, o uso da transformada de Fourier em III, o sistema teste utilizado em IV, resultados obtidos em V e as conclusões realizadas em VI.

II. EQUAÇÃO DA OSCILAÇÃO DA MÁQUINA SÍNCRONA

A. Considerações gerais

A capacidade de um sistema dinâmico poder ou não voltar ao estado normal de operação após uma perturbação define o conceito de estabilidade. A estabilidade do sistema elétrico pode ser avaliada por uma equação diferencial de segunda ordem, chamada equação da oscilação da máquina síncrona (1).

Como bem conhecido à frequência está relacionada à potência ativa enquanto a tensão está para a energia reativa, portanto os dispositivos mais comumente utilizados pelas concessionárias de energia elétrica para detecção de ilhamento são relés baseados em medidas de tensão e frequência.

$$M \frac{d^2\delta}{dt} + D \frac{d\delta}{dt} = P_m - P_e \quad (1)$$

A equação (1) representa os esforços elétricos e mecânicos ao qual uma máquina síncrona está sujeita em relação à posição angular do rotor (δ). O termo 'M' é dado por (2).

$$M = \frac{HS}{\pi f} \quad (2)$$

Em que (H) é a constante de inércia, S a potência nominal da máquina e f a frequência. O termo 'D' é o amortecimento que depende do sistema onde a máquina está inserida e P_m é a potência mecânica.

A equação (1) não possui solução analítica, pois a potência elétrica gerada também é dependente do ângulo ($P_e = \frac{EV}{X} \sin \delta$), portanto são feitas certas considerações que tornem possível a solução da equação.

Para pequenas oscilações a equação (1) pode ser linearizada, considerando uma variação máxima de 10°. Neste caso pode-se aproximar o valor do ângulo como sendo o seno e o cosseno para valor unitário. Resolvendo a equação diferencial e derivando a sua solução, tem-se (3).

$$\Delta\omega = -\frac{\omega_n \Delta\delta_0}{\sqrt{1-\zeta^2}} e^{\zeta\omega_n t} \sin(\omega_d t) \quad (3)$$

Onde, ω_s é a velocidade síncrona, ω_n a frequência natural, definida por (4), $\Delta\delta_0$ é a variação aplicada, ω_d a frequência amortecida (5) e ζ o fator de amortecimento (6).

$$\omega_n = \sqrt{\frac{P_{m\acute{a}x} \cos(\delta_0) \omega_s}{2H}} \quad (4)$$

$$\omega_d = \omega_n \sqrt{1-\zeta^2} \quad (5)$$

$$\zeta = \frac{D}{2} \sqrt{\frac{\omega_s}{2H P_{m\acute{a}x} \cos(\delta_0)}} \quad (6)$$

B. Equação durante o ilhamento

Na ocorrência do ilhamento, a máquina síncrona está sujeita a uma variação de potência (ΔP), ou seja, ocorre uma mudança súbita entre a potência gerada e consumida. A solução da equação (1) para esta situação é dada por (7).

$$\Delta\omega = \frac{\Delta P}{D} (1 - e^{-\frac{\omega_s D}{2H} t}) \quad (7)$$

C. Resposta a um curto-circuito

Durante um curto-circuito, ocorre um aumento da impedância equivalente entre o sistema e o gerador ilhado, isto causa uma redução da máxima potência que pode ser transferida da máquina para o sistema. Para essa classe de eventos, a equação não possui solução analítica, portanto para se obter uma solução foi empregado o método de Runge-Kutta.

D. Considerações sobre as soluções

Comparando o comportamento da máquina as várias situações possíveis, equações (3), (7) e a solução numérica, nota-se que em resposta a um curto-circuito, a solução apresenta característica de uma senóide amortecida para altas potências e característica de uma exponencial para baixas potências. O mesmo comportamento de senóide amortecida pode ser verificado na equação (3), enquanto o exponencial em (7). Verifica-se que a semelhança das soluções para os casos apresentados implica na zona onde o método proposto pode errar.

Essas diferentes soluções características mostram que é possível à discriminação dos eventos apresentados. A forma encontrada para se realizar a discriminação consiste na análise das componentes harmônicas que compõem o sinal da frequência de rotação do gerador, feita através da transformada de Fourier.

III. TRANSFORMADA DE FOURIER

Um sinal é representado nas séries de Fourier como a soma de componentes em uma base de funções ortogonais, ou seja, é a representação de um vetor em componentes de uma base de um espaço vetorial, que pode ser senos, cossenos ou exponenciais.

Como a análise é feita computacionalmente, a transformada discreta de Fourier trabalha com a restrição de que os sinais possuem duração finita, essa consideração implica que se o sinal for periódico, o intervalo de tempo escolhido deve conter todo o sinal, que se repete periodicamente no tempo e se o sinal for aperiódico considera-se que valores fora do intervalo de tempo são nulos, porém nesse tipo de análise seriam necessárias infinitas senóides para representar o sinal.

Portanto, considera-se no cálculo, conhecendo o erro implícito a essa aplicação, que o sinal utilizado se repete periodicamente na janela de tempo considerada.

Com o emprego da Transformada Rápida de Fourier, em inglês *Fast Fourier Transform* (FFT), a análise se baseou em duas partes do sinal que se mostraram promissoras para a classificação dos eventos de ilhamento ou não ilhamento, as partes analisadas foram referentes a componente contínua (0 Hz) e a frequência de oscilação do sistema. Uma análise prévia do sistema estudado determinou que a frequência de oscilação do sistema é de aproximadamente 1,8Hz, em razão disso, adotou-se uma janela de 0,53 segundos.

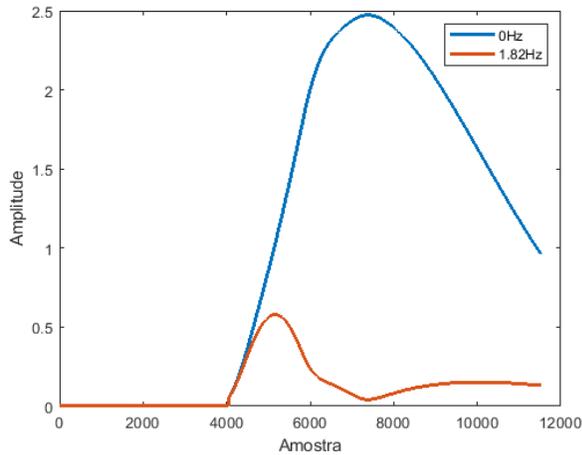


Figura 1: Componentes harmônicas analisadas para o sinal de ilhamento.

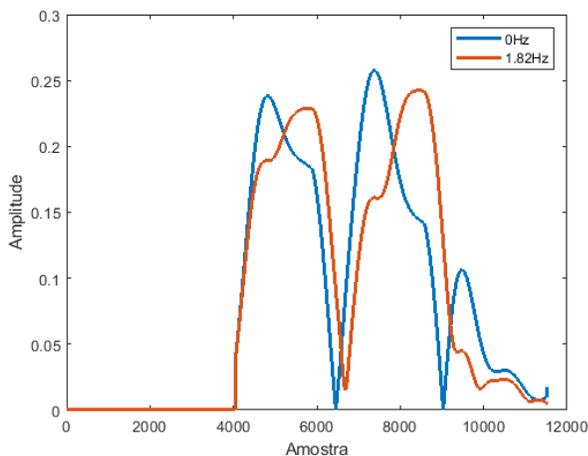


Figura 2: Componentes harmônicas analisadas para o sinal de não ilhamento.

Nota-se através das Fig. 1 e Fig. 2 o comportamento típico dos dois tipos de eventos, sendo passíveis de discriminação.

Portanto o método proposto é baseado na criação de um limiar para a diferença entre a componente contínua e a de oscilação. O limiar foi estabelecido empiricamente, visando maior precisão do método.

IV. SISTEMA TESTE

As simulações foram feitas utilizando o sistema teste IEEE 34 barras, ilustrado na figura 3 que foi proposto por [5].

O banco de sinais consiste em 144 de sinais de não ilhamento e 84 sinais de ilhamento.

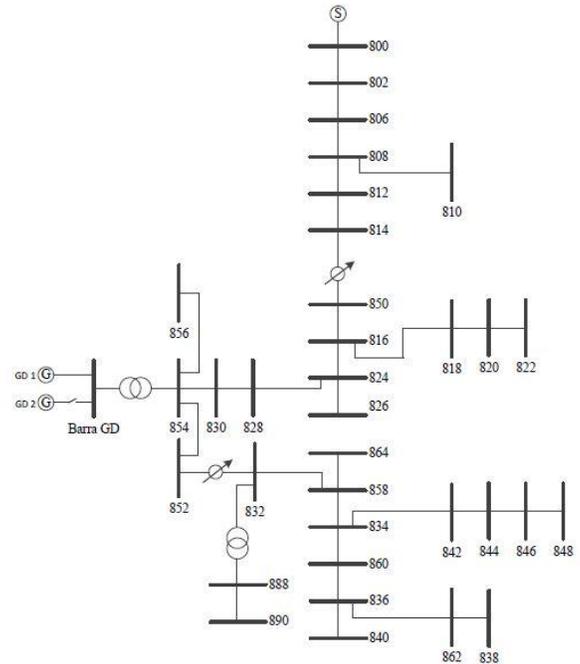


Figura 3: Sistema teste IEEE 34 barras *modificado*

Foram simulados diversos eventos que se dividem em dois grandes grupos, os sinais de ilhamento e os de não ilhamento.

Os eventos de ilhamento correspondem a aberturas tripolares entre barras as barras 800-802, 830-854, 854-852 e 834-842. Onde foram utilizadas condições de geração de 2,5MW e 1,0MW e condições de carga de 100% e 50%. Para a abertura entre as barras 800-802 foram utilizados diferentes fluxos de potências (ativas e reativas), correspondendo aos valores de excesso ou déficit de 0,001; 0,01; 0,05; 0,1; 0,15; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9 MW/MVAr.

Não ilhamento correspondem a eventos onde ocorrem curtos circuitos trifásicos, bifásicos e monofásicos. Os curtos circuitos foram aplicados sobre as barras 802, 830, 852 e 842 com resistências de falta de 0, 20 e 60 ohms. Também foram simuladas aberturas de capacitores e de geradores na barra 844 para as condições de geração de 2,5MW e 1MW e condições de carga de 100% e 50%.

V. RESULTADOS

O limiar utilizado para a diferença máxima entre a componente contínua e de oscilação foi de 0,5, ou seja, a amplitude máxima da diferença entre as duas componentes

deve ser inferior a esse valor para o caso de não ilhamento (Fig. 4) e superior para o caso de ilhamento (Fig. 5).

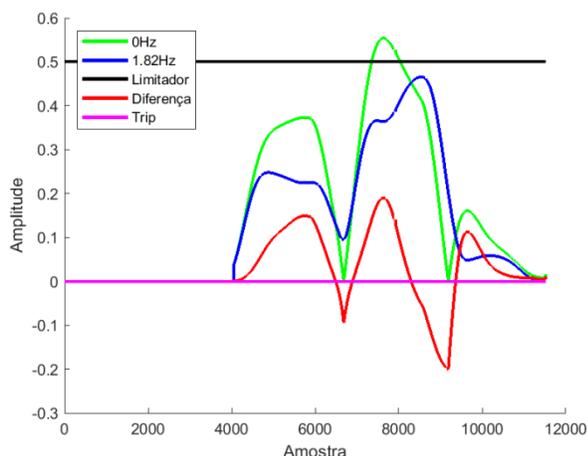


Figura 4: Resposta do método um curto-circuito.

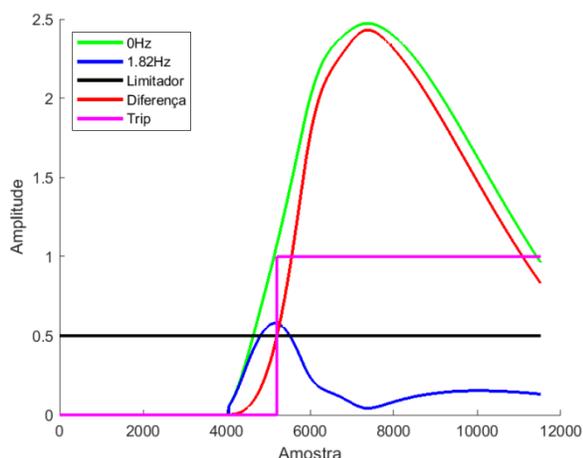


Figura 5: Resposta do método a um ilhamento.

A técnica acertou em 78% de todos os casos, atuando indevidamente para 4% dos eventos de curto-circuito e 1% para os casos de aberturas que não levavam ao estado de ilhamento. A maior porcentagem de erro, 17%, foi para casos de ilhamento onde o fluxo de potência no instante da desconexão era baixa, inferior a 0,3MW, assim como se pode notar em Fig. 6 e Fig. 7, ou não atuando para potências reativas, Fig. 8.

O método proposto foi comparado com método de sub/sobre frequência, onde os resultados são apresentados na tabela 1.

Tabela 1: Comparativo entre Sub/Sobre frequência e método proposto

	<i>Limitador harmônico</i>	<i>Sub/Sobre frequência</i>
Atuações corretas	78%	67%
	Erros	
Curto circuito	4%	11%
Chaveamento s/ ilha	1%	0%
Ilhamentos	17%	22%

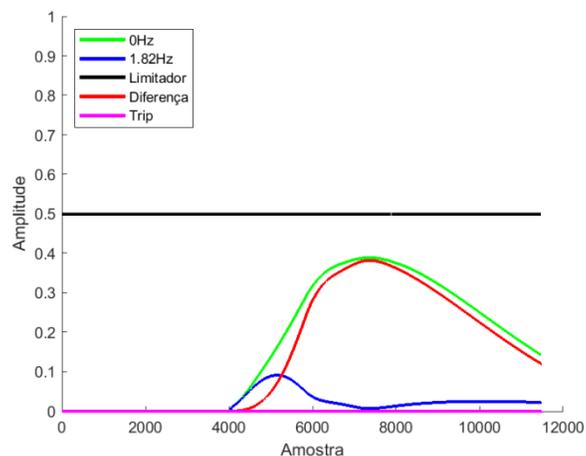


Figura 6: Harmônicas para uma diferença de potência de 0,2MW.

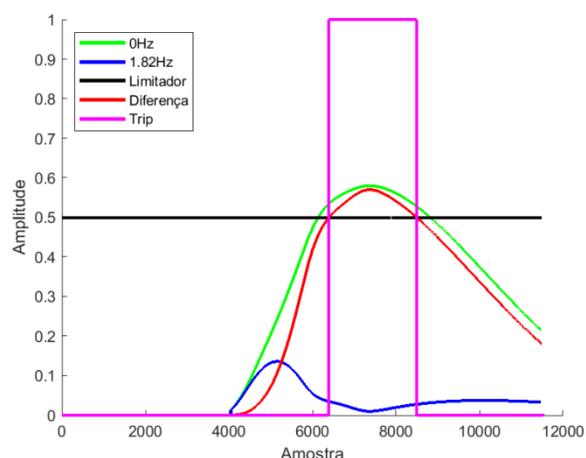


Figura 7: Harmônicas para uma diferença de potência de 0,3MW.

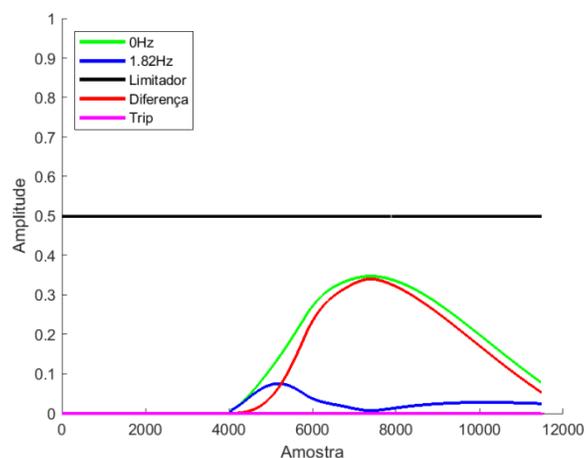


Figura 8: Harmônicas para uma diferença de potência de 0,9MVar

VI. CONCLUSÃO

A comparação com o método de sub/sobre frequência (função ANSI 81), foi configurado com os limites superior e inferior de atuação em 60,5Hz e 59,5Hz, respectivamente, com uma temporização de 0,1s.

Como é possível notar na tabela 1, o método proposto apresenta maior precisão que o de Sub/Sobre frequência, principalmente no que se refere à atuação indevida para curtos circuitos. Além disso, o método proposto é mais sensível, pois é capaz de detectar casos com desbalanço de potência mais baixos.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao INCTGD e aos órgãos financiadores CNPq processo 465640/2014-1, CAPES processo no. 23038.000776/2017-54 e FAPERGS 17/2551-0000517-1, os quais tornaram possível a realização desse trabalho.

REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST- Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição. 2016.
- [2] IEEE. IEEE Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems. Relatório, 2007.
- [3] R. Zamani and M. E. H. Golshan, "Islanding detection of synchronous machine-based distributed generators using signal trajectory pattern recognition," 2018 6th International Istanbul Smart Grids and Cities Congress and Fair (ICSG), Istanbul, Turkey, 2018, pp. 91-95
- [4] T. S. Menezes, E. A. P. Gomes, D. V. Coury and M. Oleskovicz, "A hybrid method for islanding stability detection of distributed generators using wavelet transform and artificial neural networks," 2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE), Niteroi, 2018, pp. 1-6.
- [5] MURARO, M. R. Uma proposta de interconexão de proteções para detecção de ilhamento em sistemas de geração distribuída, 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria.
- [6] F.R.Gomez, A. D. Rajapakse, U. D. Annakkage, and I. T. Fernando, "Support vector machine-based algorithm for post-fault transient stability status prediction using synchronized measurements," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol26, no3, pp 1474-1483, 2011.