

Detecção de Ilhamento em um Sistema com Geração Distribuída utilizando Enxame de Partículas

Carolina I. Golfieri, Mário Oleskovicz, André L. S. Pessoa
Universidade de São Paulo – USP
Escola de Engenharia de São Carlos – EESC
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação – SEL
golfieri@usp.br, olesk@usp.br, alsp@usp.br

Guilherme Spavieri, Ricardo A. S. Fernandes
Universidade Federal de São Carlos – UFScar
Centro de Ciências Exatas e de Tecnologia – CCET
Departamento de Engenharia Elétrica – DEE
guilherme.spavieri@hotmail.com, ricardo.asf@ufscar.br

Resumo—Como parte do sistema torna-se eletricamente isolado, o ilhamento não intencional ainda é algo prejudicial ao sistema elétrico de potência, afetando diretamente a qualidade da energia ofertada. Devido a esta problemática, este artigo utiliza-se de medições fasoriais para a detecção do ilhamento em um sistema com geração distribuída baseada na diferença do ângulo de tensão entre a subestação e o ponto de instalação do gerador distribuído. Para a extração dos fasores via unidades de medições fasoriais, propõe-se a utilização de um estimador baseado no método do enxame de partículas com uma adaptação individual do peso de inércia. Os resultados até então observados são satisfatórios e imprimem rapidez na detecção do ilhamento caracterizado.

Palavras chave—Detecção de Ilhamento, Geração Distribuída, Qualidade da Energia Elétrica, Otimização por Enxame de Partículas, Sistemas Elétricos de Potência.

I. INTRODUÇÃO

A confiabilidade no suprimento e a melhoria da eficiência energética estão diretamente relacionadas com a melhoria da Qualidade da Energia Elétrica (QEE) ofertada atualmente. Os avanços tecnológicos associados com a preservação do meio ambiente tem colocado a inserção da Geração Distribuída (GD) em uma posição privilegiada em relação aos grandes sistemas centralizados. Contudo, a aplicação de fontes distribuídas pode provocar problemas na QEE, caso sua penetração no Sistema Elétrico de Potência (SEP) não seja devidamente estudada [1] [2].

Considerando-se então o simples aspecto da inserção de geradores distribuídos, conclui-se que a mesma pode contribuir para melhorar ou deteriorar a QEE fornecida. Dentre os problemas de deterioração enfrentados destacam-se: as variações de tensões de longa e curta duração; as distorções harmônicas; as variações de frequência; e as flutuações de tensão (usualmente manifestadas e conhecidas pelo *flicker*) [2] [3].

Outra condição que afeta diretamente a QEE é o ilhamento não intencional, pois devido à retirada do gerador distribuído do sistema, mantendo-o isolado do sistema da distribuidora de energia elétrica, a frequência e a tensão da área isolada podem sofrer alterações não desejáveis, uma vez que a ilha opera

como uma entidade autônoma [4]. Este evento acaba gerando variações de tensões ao longo da linha de distribuição, as quais podem provocar desligamentos e mau funcionamento de equipamentos, tais como microcomputadores, inversores, motores de indução e, principalmente, equipamentos eletrônicos [2].

Além de prejudicar a QEE do sistema, o ilhamento não intencional pode apresentar alguns perigos ao SEP e a população, com: religamentos fora de sincronismo; mudanças na configuração do aterramento durante o ilhamento; perigo para o pessoal da manutenção da concessionária; além de apresentar perturbações na coordenação dos dispositivos de proteção do sistema [4] [1].

Cabe comentar que a detecção do ilhamento em tempo real é uma aplicação fundamental buscada no contexto das “*smart grids*” (Redes Elétricas Inteligentes) [5]. Ainda neste contexto, a detecção eficiente e rápida do ilhamento no SEP também é possível com a ajuda das Phasor Measurement Units (PMUs). Segundo [6], técnicas utilizando PMUs podem ser mais rápidas, confiáveis e apresentar maior precisão em comparação aos métodos convencionais.

O presente trabalho tem como premissa a utilização de PMUs para a detecção da condição ilhamento em um sistema de GD, conforme apresentado por [7]. A detecção é baseada na diferença de ângulo da tensão entre a rede de distribuição e os locais de instalação dos geradores distribuídos, seguindo o que foi apresentado por [8]. Contudo, o diferencial deste trabalho vem da ferramenta empregada para a extração dos fasores. Para o problema formulado, o processo trará uma Adaptação do Peso de Inércia Individual (API) no método por enxame de partículas (PSO - *Particle Swarm Optimization*). Esta aplicação da API no PSO (API-PSO), será apresentada como uma alternativa às ferramentas convencionais, como, por exemplo, da Transformada Discreta de Fourier (TDF) usualmente aplicada via as PMUs.

Este artigo está dividido em seis seções, incluindo à introdução. A segunda seção descreve a metodologia aplicada, ou seja a API-PSO como estimador de fasores. Na sequência, o processo de detecção do ilhamento e um breve descritivo do sistema de geração distribuído ensaiado serão apresentados. A terceira seção aborda mais detalhadamente a API-PSO e

os parâmetros utilizados na estimação dos fasores. A quarta seção contém a análise dos resultados, a quinta seção as conclusões do artigo.

II. METODOLOGIA APLICADA

A metodologia aplicada neste artigo, se baseia na utilização da API-PSO para a extração da componente fundamental de um sinal qualquer em um sistema com GD. Para a detecção da condição de ilhamento, a pesquisa se baseia nos estudos apresentados por [8], onde foi proposta a utilização de PMUs, fundamentada na diferença do ângulo de tensão entre a rede de distribuição com a do gerador distribuído durante a ocorrência de um evento.

A Fig. 1 apresenta a estrutura básica da metodologia proposta. O Estágio 1 diz respeito a extração dos fasores no sistema com GD. Para tal finalidade, como descrito anteriormente, foi utilizada a API-PSO, que será tratada com mais detalhes na seção III. Foi utilizada uma janela de dados com 256 amostras por ciclo e por fase, definida com base na frequência fundamental de 60 Hz, com um deslocamento da janela de 1ms. O sistema de geração distribuída apresentado no artigo [7] é equilibrado. Por este motivo durante os ensaios foi utilizada somente a fase A dos sinais em análise. Com isso, a partir da janela de dados da fase A, é obtido o fasor associado de tensão, do qual somente o ângulo de fase será empregado no Estágio 2.

No Estágio 2 é realizada a detecção da condição de ilhamento, a qual será descrita na subseção que segue.

A. Detecção do Ilhamento

O ângulo do barramento da subestação (Θ_U) e o ângulo de interconexão do gerador distribuído (Θ_G) são obtidos através da API-PSO e comparados. Caso as diferenças sejam satisfatórias às condições, o ilhamento será detectado. Considera-se 120° um valor apropriado para o Θ_{lim} , que é o valor limite para a detecção. Este valor consiste de 30°, resultante da mudança máxima causada pela operação de reconfiguração da rede, mais 90° que é o limite de estabilidade para o estado estacionário do sistema, conforme encontrado em [8].

$$|\Delta\Theta_{GU}(atual) - \Delta\Theta_{GU}(regime)| > \Theta_{limite} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \Delta\Theta_{GU}(atual) &= \Theta_G(atual) - \Theta_U(atual) \\ \Delta\Theta_{GU}(regime) &= \Theta_G(regime) - \Theta_U(regime) \end{aligned} \quad (2)$$

A metodologia proposta utiliza a mudança na diferença do ângulo $\Theta_{GU}(atual)$ a partir do valor inicial do $\Theta_{GU}(regime)$ para a detecção da condição de ilhamento, de modo a descontar os desvios de fase entre os dois pontos de medição causados pelos transformadores $\Delta - Y$. O ângulo de fase inicial $\Theta_{GU}(regime)$ é periodicamente atualizado até que as condições de estado estacionário em (3) sejam satisfatórias [8].

$$\begin{aligned} \Delta\Theta_{GU}(atual) &= \Delta\Theta_{GU}(regime) \text{ Se} \\ \Delta\Theta_{GU}(regime) - \Delta\Theta_{GU}(t-1) &< \Delta\Theta_{k0} \end{aligned} \quad (3)$$

Onde $\Theta_{GU}(regime)$ é a diferença do ângulo atual, $\Delta\Theta_{GU}(t-1)$ é a diferença do ângulo medida antes de t_k , e $\Delta\Theta_{k0}$ é o valor limite para atualizar a diferença do ângulo inicial.

B. O Sistema de Distribuição com GD Teste

A Fig. 2 apresenta a configuração do sistema de distribuição com GD equilibrada proposta para analisar a condição de detecção do ilhamento [7]. Nesta pesquisa, a detecção da condição de ilhamento será apontada com base em duas PMUs. Uma localizada na subestação da concessionária, e a outra no ponto de acoplamento do gerador distribuído com o sistema principal (concessionária), que detectará a condição do ilhamento de acordo com (1), (2) e (3). A comunicação dos dois equipamentos se baseia no trabalho de [8], no qual as PMUs são conectadas por uma rede de longa distância (WAN - Wide Area Network) e com comunicação TCP/IP. Os autores relatam a existência de um tempo de atraso nesta comunicação, devido ao tempo de processamento entre o PMU da subestação e o que está instalado no gerador distribuído. A diferença média de transmissão segundo [8] é de 220 ms.

O sistema apresentado na Fig. 2, representa um sistema de subtransmissão, com tensão nominal de 138 kV, frequência de 60 Hz, nível de curto-circuito de 500 MVA, que alimenta um sistema de distribuição com 11,9 kV onde o gerador síncrono distribuído de 12,6 MVA foi instalado na barra B4. Para as linhas de distribuição, considerou-se o modelo RL de impedância série. A impedância das linha é de $(0,1876 + j0,4034) \Omega/km$ [7].

Para caracterizar a situação de ilhamento foi realizada a abertura da chave $k0$ (Fig. 2), que está próxima ao transformador da concessionária. Já para o chaveamento de carga foi realizada a abertura simultânea das chaves $k6$, situada na barra 6 (B6), e $k9$ situada na barra 9 (B9). A aplicação de uma situação de falta monofásica envolvendo a fase A-terra na barra 6 (B6) também foi considerada.

Nas simulações realizadas considerou-se um tempo de 1 a 4 s iniciais para garantir a situação em regime permanente do sistema em análise [7]. Todos os eventos considerados foram simulados em 5 s. Posteriormente a este, foram considerados mais 2 s do sistema em falta. Este tempo foi estipulado tomando como base os parâmetros estabelecidos na IEEE standard 1547 – 2005/929 – 2000, a qual estabelece que o a detecção do ilhamento tem que ocorrer até 2 s posteriormente a ocorrência do evento.

III. ENXAME DE PARTÍCULAS

O PSO é um algoritmo heurístico usualmente empregado para resolver problemas de otimização ou estimação [9]. Pertence à família das meta-heurísticas baseadas em enxames e é inspirado na interação social das aves, cardumes de peixes, e na teoria dos enxames, em particular. De acordo com seus idealizadores, o PSO exige apenas operadores matemáticos primitivos e é computacionalmente acessível em termos dos requisitos de memória e velocidade [10].

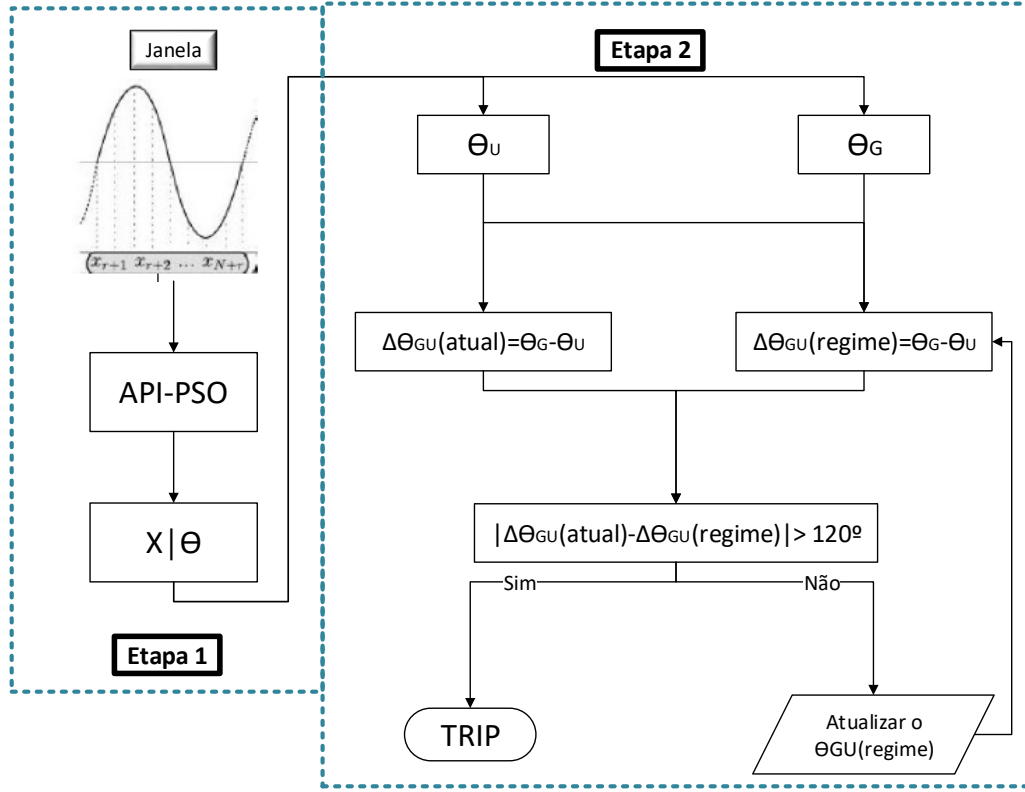


Fig. 1. Metodologia aplicada para a detecção da condição de ilhamento.

A. Visão Geral

O algoritmo é iniciado aleatoriamente a partir de um enxame de partículas no espaço de busca n -dimensional (onde n é a dimensão do problema). As partículas sobrevoam o espaço de busca com as suas velocidades ajustadas. No PSO, cada partícula memoriza dois valores: o $Pbest$, que é a melhor experiência da partícula (individual), e o $Gbest$ que é a melhor experiência de todo o enxame (global). As velocidades e posições para a i -ésima partícula são denotadas de acordo com (4) e (5) [9], conforme segue:

$$\vec{X}_i = \langle X_{i1}, X_{i2}, \dots, X_{id}, \dots, X_{in} \rangle; e \quad (4)$$

$$\vec{V}_i = \langle V_{i1}, V_{i2}, \dots, V_{id}, \dots, V_{in} \rangle. \quad (5)$$

As velocidades e as posições de cada partícula são atualizadas em cada intervalo de tempo de acordo com (6) e (7) [9].

$$V_{id}(t+1) = \omega V_{id}(t) + C_1 r_1 (Pbest_{id} - X_{id}) + C_2 r_2 (Gbest_{id} - X_{id}); e \quad (6)$$

$$X_{id}(t+1) = X_{id}(t) + V_{id}(t+1). \quad (7)$$

Onde:

- ω é o coeficiente do peso de inércia;
- C_1 e C_2 são os coeficientes de aceleração cognitivos e sociais; e
- r_1 e r_2 são números aleatórios entre $[0,1]$.

B. Adaptação do Peso de Inércia Individual

Para a estimação dos fasores, utilizou-se um PSO modificado, o qual é denominado nesta pesquisa por API-PSO. Os principais blocos usados para representar a metodologia do algoritmo como um todo são apresentados na Fig. 3. Já os parâmetros adotados para o processamento são apresentados na Tabela I.

TABELA I. PARÂMETROS UTILIZADOS NA API-PSO.

Tamanho da População (partículas)	30
Número de Interações	100
C_1	2,0
C_2	1,5
ω_{mim}	0,4
ω_{max}	0,9

A proposta deste algoritmo se restringe na adaptação individual do peso de inércia baseando-se na melhor, pior e no desempenho individual da partícula. Esta modificação é proposta por *Spavieri e Fernandes* e já apresentou resultados ainda não reportados mas relevantes em relação a sua aplicação.

O objetivo do peso de inércia em (6) é de desempenhar um equilíbrio entre a exploração global e a local das partículas. Proporciona-se com isso, agilidade ao algoritmo, em função do menor número de repetições para se estimar os fasores. Assim, a ideia básica deste mecanismo é iniciar o peso de inércia para cada partícula baseado na comparação do valor

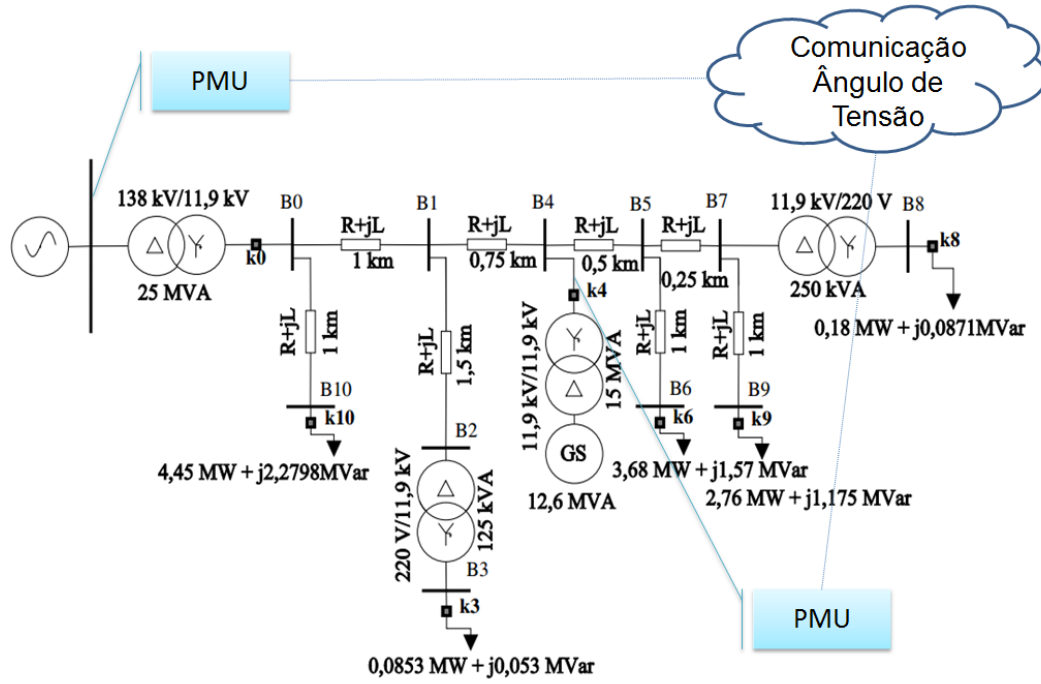


Fig. 2. Diagrama Unifilar do SEP com geração distribuída e a localização dos PMUs.

da função objetivo com o melhor e o pior valor da função objetivo global. Como proposto, para cada iteração do PSO, o peso de inércia é calculado de acordo com (8):

$$\omega_i^{k+1} = \omega_{mim} + (\omega_{max} - \omega_{mim}) \frac{(f_i^k - f_{pior}^k)}{(f_{melhor}^k - f_{pior}^k)} \quad (8)$$

Onde i é a partícula; k representa o número de iterações, ω_{max} e ω_{mim} são constantes que representam, respectivamente, o peso de inércia máximo e mínimo; f_{melhor}^k e f_{pior}^k são, respectivamente, o melhor e o pior valor da função objetivo de todo o enxame para cada iteração, e f_i é o valor da função objetivo naquela iteração.

C. Função Objetivo

A função objetivo (9) adotada para a minimização do erro entre o sinal original e o estimado pelo algoritmo se baseou no estudo apresentado por [11].

$$MinF = \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^N (v - v')^2}{n}} \quad (9)$$

onde n é o número de amostras do sinal, v o sinal original, e v' é o sinal estimado pelo algoritmo.

IV. ANÁLISE DOS RESULTADOS

As Fig. 4, Fig. 5 e Fig. 6 retratam os resultados obtidos na simulação dos eventos em análise.

Na Fig. 4 (A), pode-se verificar que o método proposto respondeu satisfatoriamente para a detecção de ilhamento. O sinal de abertura foi enviado para disjuntor em 5,428 s, ou seja, o método conseguiu detectar o ilhamento com aproximadamente 428 ms. Levando em conta o tempo de detecção

do método e o tempo de atraso da comunicação utilizada, a detecção do ilhamento ocorreu em aproximadamente 648 ms. A Fig. 4 (B) retrata a tomada de decisão da PMU, isto é, o que é observado para realizar a detecção do ilhamento, ou melhor dizendo, um sinal com fase maior de 120° graus.

Na Fig. 5 (A) verifica-se que o método não observou a necessidade de ilhamento frente ao chaveamento de carga realizado. Este ponto é de extrema importância, pois mostra que o método proposto não interpreta a saída de carga do SEP como algo semelhante ao ilhamento, não enviando o sinal de *trip* para o disjuntor. A Fig. 5 (B) aborda a tomada de decisão da PMU, visualizando que durante este evento, em nenhum momento, o algoritmo detectou um sinal de fase maior que 120° graus.

Na Fig. 6 (A) verifica-se que o método também não observou a necessidade de ilhamento frente ao curto-circuito simulado. Vale frisar a importância deste resultado, pois os eventos de chaveamento de carga e curto-circuito acontecem com mais facilidade no SEP do que o ilhamento não intencional, e caso o algoritmo interpreta-se os dois como tal, não seria válida a aplicação desta metodologia no SEP. A Fig. 6 (B) apresenta a tomada de decisão da PMU, mostrando que na hora que se aplica a falta em 5 segundos ocorre um acréscimo no ângulo de fase. Contudo, nada que extrapole o valor limite para a detecção do ilhamento.

A. Análise do Esforço Computacional

O trabalho apresentado neste artigo foi realizado no software MATLAB, em um computador com 3.44 – GHz Intel Core i7 e 12.00 – GB RAM. O tempo computacional gasto pela API-PSO foi duas vezes maior do que o tempo gasto pela TDF para a estimação dos fasores. Vale ressaltar o paralelismo

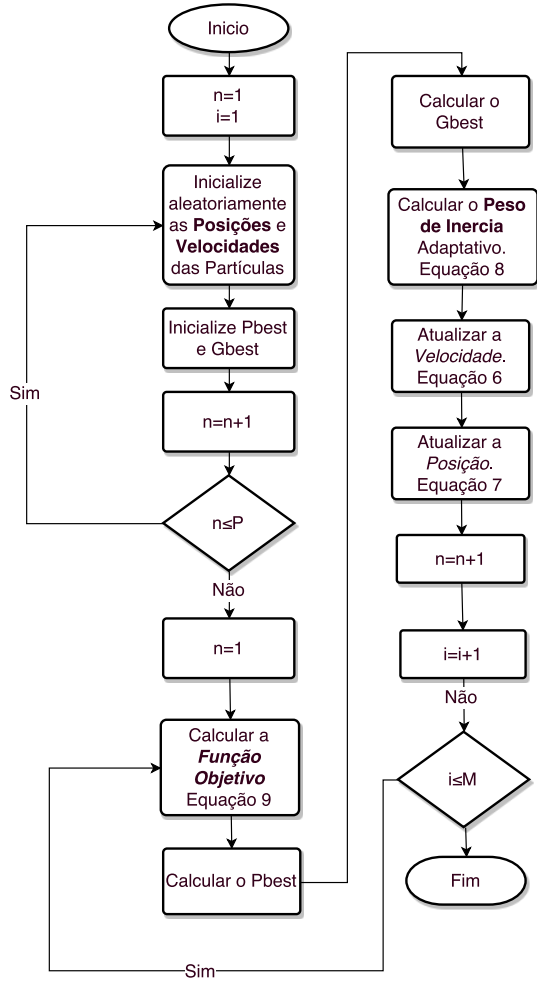


Fig. 3. Fluxograma para a implementação do API-PSO para a estimação de fasores.

intrínseco do Particle Swarm Optimization (PSO), que quando explorado, pode torna-lo aplicável na estimação dos fasores em tempo real.

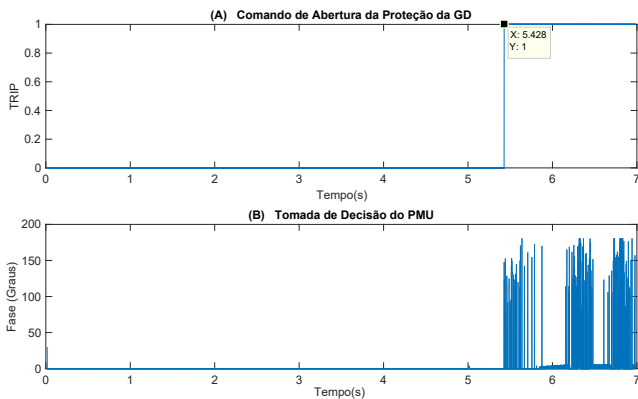


Fig. 4. Comandos realizados nos PMUs sob a condição de ilhamento.

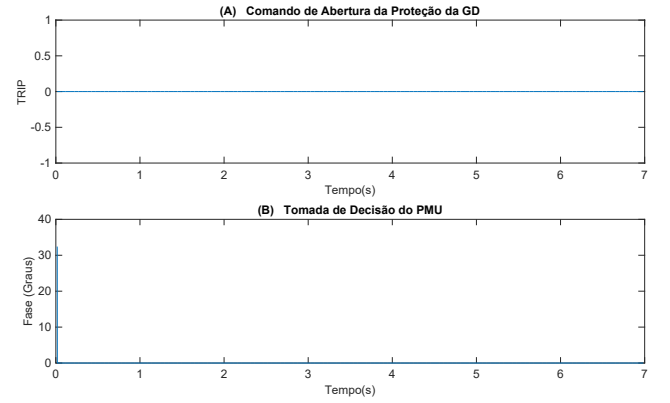


Fig. 5. Comandos realizados nos PMUs sob a condição de chaveamento de carga.

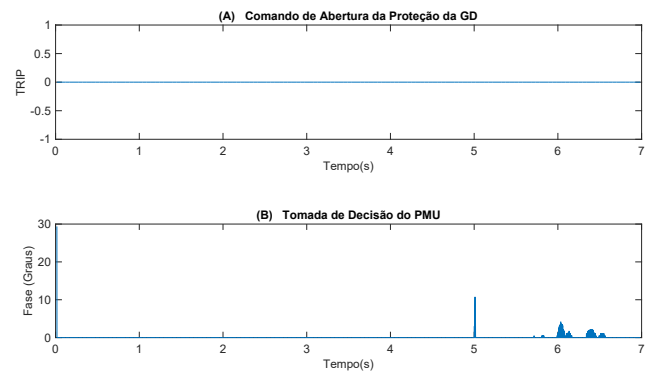


Fig. 6. Comandos realizados nos PMUs sob a ocorrência de uma falta monofásica A-terra.

V. CONCLUSÕES

A API-PSO apresentou-se estável e se comportou satisfatoriamente como estimador para a frequência da componente fundamental e na detecção do ilhamento.

Outra vantagem evidente no método é a agilidade para se detectar o ilhamento. Além do API-PSO apresentar um tempo de processamento maior que a TDF, verifica-se que mesmo assim a ferramenta proposta seria viável. Pois, levando-se em consideração somente o tempo de processamento para a estimação dos fasores, a API-PSO demoraria aproximadamente 800 milissegundos, o que ainda está dentro dos parâmetros estabelecidos pelo IEEE standard 1547 – 2005/929 – 2000. Onde se estabelece que o tempo máximo para a detecção de ilhamento seja de até 2 s depois da ocorrência do evento.

Portanto, a metodologia proposta apresentou resultados satisfatórios para a detecção de ilhamento no sistema proposto, além de se mostrar como uma nova e propícia ferramenta para a estimação de fasores.

VI. REFERÊNCIAS

- [1] R. R. Sguaçabia and J. Vieira, "Avaliação do Impacto da Geração Distribuída sobre o Sistema de Proteção de Sobrecorrente de uma Rede de Distribuição Operando Ilhada," *Proceedings of the XI IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (XI INDUSCON)*, pp. 1–7, 2014.

- [2] K. V. do Nascimento, "Metodologia de análise de variações de tensão causadas pela proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos," Ph.D. dissertation, Universidade de São Paulo, São Carlos, jun 2013. [Online]. Available: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-26082013-133347/>
- [3] P. Ribeiro, F. Ferreira, and F. Medeiros, "Geração Distribuída E Impacto Na Qualidade De Energia," in *VI SBQEE (Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica)*, Belém, 2005, pp. 782–788.
- [4] S. Vyas, R. Kumar, and R. Kavasseri, "Data analytics and computational methods for anti-islanding of renewable energy based Distributed Generators in power grids," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69, no. November 2016, pp. 493–502, 2017. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.116>
- [5] K. Tomsovic and T. Bilke, "Power system islanding detection based on wide area measurement systems," *2011 16th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*, pp. 1–6, 2011. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=6082160>
- [6] P. Mukhopadhyay, S. Patil, A. Rajkumar, S. Chitturi, C. Kumar, A. Jain, and S. Gupta, "Islanding detection of interconnected grids based on synchrophasor measurements (PMU)," *2014 6th IEEE Power India International Conference (PIICON)*, pp. 1–6, 2014.
- [7] E. A. P. Gomes, "Detecção de Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos por Correlação da Mineração Complexa de Dados," Ph.D. dissertation, Universidade de São Paulo - USP, 2016.
- [8] A. Ishibashi, M. Imai, K. Omata, S. Sato, T. Takagi, Y. Nakachi, and S. Ogawa, "New type of islanding detection system for distributed generation based on voltage angle difference between utility network and distributed generation site," no. 2, pp. 542–545, 2004.
- [9] A. R. Jordehi, "A review on constraint handling strategies in particle swarm optimisation," *Neural Computing and Applications*, vol. 26, no. 6, pp. 1265–1275, 2015. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1007/s00521-014-1808-5>
- [10] J. Kennedy and R. Eberhart, "Particle swarm optimization," *Neural Networks, 1995. Proceedings., IEEE International Conference on*, vol. 4, pp. 1942–1948 vol.4, 1995.
- [11] V. R. Pandi and B. K. Panigrahi, "An Evolutionary Algorithm Approach to Estimate the Parameters of Power Quality Signals," *2006 International Conference on Power Electronic, Drives and Energy Systems*, pp. 1–6, 2006. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4147960>