

Avaliação da Estabilidade de Microrredes com Geração Eólica Sujeitas à Transição para Operação Ilhada

P. J. Colorado* V. P. Suppioni **
M. B. C.Salles*** A. P. Grilo-Pavani****

*Laboratory of Advanced Electric Grids-LGrid, Polytechnic School, University of São Paulo - USP, São Paulo CO 05508-010, Brazil, (patry.colorado@usp.br).

**Center for Engineering, Modeling and Applied Social Sciences (CECS), Federal University of ABC (UFABC), Santo Andre CO 09210-580, Brazil (vinicius.suppioni@ufabc.edu.br)

*** Laboratory of Advanced Electric Grids-LGrid, Polytechnic School, University of São Paulo- USP, São Paulo CO 05508-010, Brazil, (mausalles@usp.br)

****Center for Engineering, Modeling and Applied Social Sciences (CECS), Federal University of ABC (UFABC), Santo Andre CO 09210-580, Brazil (ahda.pavani@ufabc.edu.br)}

Abstract: This paper presents a methodology for stability risk-based assessment of a microgrid during an unplanned transition from grid connected to islanded operation mode. In this case, the successful transition depends on the load-generation match in the microgrid at the instant of the islanding occurrence and on the islanding detection scheme used to change the controls of the generators. The methodology is applied to a microgrid composed of wind and synchronous-based generation. A hybrid islanding detection scheme is used to identify the islanding occurrence and change the controls of the distributed synchronous generator to maintain the microgrid voltage and frequency in the required levels. The application of the methodology results in the risk level that an unplanned islanding occurrence results in instability in the microgrid.

Resumo: Este artigo apresenta uma metodologia para a avaliação do risco de instabilidade em uma microrrede durante a transição para o modo de operação ilhada em um ilhamento não planejado. Nesse caso, a transição bem-sucedida depende da carga e da geração correspondente na microrrede no instante da ocorrência do ilhamento e do esquema de detecção de ilhamento usado para alterar os controles dos geradores. A metodologia é aplicada a uma microrrede composta por geração eólica e geração síncrona. O esquema é aplicado à microrrede considerando um esquema de detecção de ilhamento híbrido, o qual após a detecção da condição ilhada é também responsável por alterar os controles do gerador síncrono distribuído para manter a tensão e a frequência da microrrede nos níveis requeridos. A aplicação da metodologia permite obter o nível de risco de instabilidade na microrrede após a ocorrência de um ilhamento não planejado, de forma que a transição não ocorra de forma bem sucedida.

Keywords: Wind generation, distributed synchronous generation, islanding, microgrid stability.

Palavras-chaves: Geração eólica, geração síncrona distribuída, ilhamento, estabilidade de microrredes.

1. INTRODUÇÃO

O aumento do número de unidades de geração distribuída (GD) permite não só o aproveitamento de fontes dispersas de energia, mas também o aumento da confiabilidade para o suprimento de cargas conectadas às redes de distribuição de energia (Kang et al., 2017), (Rai et al., 2016). Este aumento de confiabilidade ocorre quando, devido à perda da conexão com a concessionária, as unidades de GD apresentam capacidade de operar de forma ilhada suprindo as cargas de parte da rede de distribuição, caracterizando a operação como uma microrrede.

No modo de operação conectado à rede, os controles aplicados aos geradores atuam de forma a manter a potência injetada pela GD e o fator de potência constantes, enquanto que no modo ilhado, o controle de frequência e tensão devem ser realizados de forma coordenada entre as unidades de GD. O ilhamento da microrrede pode surgir de uma ação planejada ou não

planejada, sendo que a condição mais difícil para uma transição é quando o ilhamento ocorre de forma não planejada, pois os controles dos geradores distribuídos devem ser alterados a tempo de manter a estabilidade da microrrede ou que os valores de tensão e a frequência da rede permaneçam dentro dos limites aceitáveis.

Dessa forma, o sucesso da transição depende basicamente do ponto de operação do sistema no momento do ilhamento e do tempo de detecção da condição ilhada. Quanto maior for o tempo para detectar a condição de ilhamento e consequentemente para alterar o modo de controle dos geradores, maior serão as variações de tensão e frequência que a rede estará sujeita. Este tempo depende diretamente do esquema de detecção de ilhamento utilizado.

Na literatura, é possível encontrar diferentes esquemas de detecção de ilhamento (Hooshyar and Iravani, 2017), (Bansal and Sodhi, 2018). Esses esquemas são classificados em:

técnicas locais, que podem ser baseadas em esquemas passivos ou ativos, e técnicas remotas (Blaabjerg *et al.*, 2017), (Rai *et al.*, 2016), (Vieira *et al.*, 2020). Os métodos passivos utilizam medidas de tensão e frequência da rede elétrica para identificar a condição de ilhamento a partir do comportamento dessas grandezas. Como métodos de detecção de ilhamento passivo se têm: variação de sobre/sub frequência, variação de impedância, variação de sobre/ sub tensão e detecção de harmônicos (Kunte and Gao, 2008), (Paiva *et al.*, 2014). Os métodos ativos possuem suas operações baseadas na injeção de uma perturbação controlada no sistema, sendo que a resposta a esta perturbação indicará a condição de operação do sistema, ilhado ou conectado à rede da concessionária. Alguns destes métodos são: Deslocamento de Frequência Ativa, Deslocamento de tensão, diferença de frequência ativa e uso de perturbação na tensão (Kunte and Gao, 2008), (Paiva *et al.*, 2014). As técnicas remotas monitoram por meio de sistemas de comunicação as informações entre os dispositivos de proteção, que são acionados no caso de ilhamento, e as unidades de GD.

Dentre as técnicas de detecção de ilhamento, devido ao custo de implementação, as técnicas locais são as mais utilizadas (Kunte and Gao, 2008), (Paiva *et al.*, 2014). Dentre elas, as técnicas passivas são normalmente a primeira opção. No entanto, elas podem falhar em identificar a condição ilhada em situações específicas de operação onde a geração e a carga da microrrede estejam em patamares muito próximos. Nesses casos, as técnicas híbridas, que fazem uso de esquemas passivos e ativos, apresentam bons resultados.

Neste contexto, no caso de redes que apresentam capacidade de operação ilhada e que estão sujeitas a ilhamentos não-planejados, é importante que seja avaliado o risco de sucesso da transição do modo conectado à concessionária para ilhado, considerando a técnica de detecção de ilhamento. Essa transição torna-se mais sensível nos casos em que parte da geração da microrrede é baseada em fontes variáveis de energia, como eólica, conectadas à rede por conversores de eletrônica de potência (Vieira *et al.*, 2020).

Atualmente, o número de unidades de geração eólica conectadas a redes de distribuição é considerável (Data & Statistics - IEA, 2020), (Sobre o Sin o Sistema em Números, 2020). Essas unidades conjuntamente com geração baseada em geradores síncronos podem formar uma microrrede com capacidade de operação ilhada. Nesse caso, os controles de tensão e frequência da rede são realizados pela geração síncrona distribuída (GSD), enquanto a geração eólica permanece operando no ponto de máxima extração de potência do vento. A estabilidade durante a operação normal é garantida pelos controles do gerador síncrono. No entanto, estas redes são mais sensíveis à transição para o modo ilhado devido à transição do modo de controle do gerador síncrono.

Neste artigo, é proposta uma metodologia para avaliação da taxa de sucesso da transição para a operação ilhada de uma microrrede formada por geração síncrona e eólica. Como método para detecção de ilhamento, é empregado um método híbrido. Neste caso, quando as variações de tensão e frequência são insuficientes para sensibilizar os relés de tensão e frequência, tipicamente utilizados em técnicas passivas para

a detecção de ilhamento, uma perturbação é criada para checar a condição de operação do sistema.

A metodologia proposta é baseada em simulações de Monte Carlo considerando as curvas de distribuição da carga e da geração.

Além desta primeira seção, o artigo apresenta a modelagem das funções utilizadas na Seção 2. Na Seção 3 é apresentada a metodologia proposta. Na seção 4 é apresentado a modelagem da rede e os resultados são analisados na Seção 5, enquanto as conclusões constam na Seção 6.

2. TRANSIÇÃO DE PARA MODO ILHADO

Como já mencionado, uma das principais características das microrredes é a capacidade de operar de forma ilhada e, considerando que a maior parte das ocorrências de ilhamento são decorrentes de falhas na rede, é fundamental que a microrrede seja capaz de realizar esta transição para o modo ilhado de forma contínua, isto é, sem perder a estabilidade.

Para ilustrar essa condição é utilizada a rede da Fig. 1, que apresenta uma rede de distribuição na qual está conectada uma microrrede. A microrrede é representada pela área delimitada pela linha pontilhada e é composta por um gerador eólico, que utiliza um gerador de indução duplamente alimentado, da sigla em inglês (Doubly Fed Induction Generator – DFIG), com potência nominal de 700 (kVA), e um gerador síncrono distribuído (GD1) com potência nominal de 3,3 (MVA), além da carga. Nesse sistema, o ilhamento ocorre pela abertura da chave representada por B (Breaker) na figura, que quando aberta, isola a microrrede do restante da rede da concessionária.

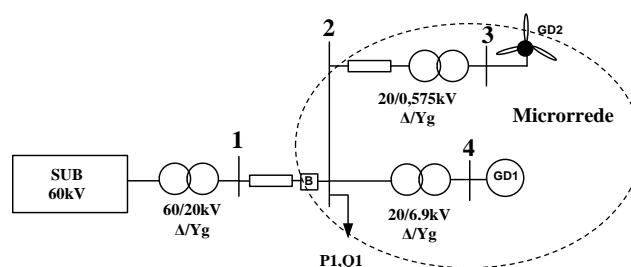


Fig. 1. Rede de distribuição empregada para os testes.

Na maioria dos sistemas de distribuição, enquanto operando em paralelo com a rede da concessionária, as unidades de geração distribuída operam com fator de potência constante e injetando na rede potência ativa constante, ou com fator de potência constante e seguindo o ponto de máxima eficiência - MPPT. Este modo de operação é denominado por modo PQ. Uma vez que a operação é alterada para o modo ilhado, os controles devem ser alterados para o modo Vf constante, isto é, as unidades de GD serão responsáveis por controlar a tensão e a frequência do sistema.

No sistema ilustrado na Fig. 1, o gerador síncrono é o responsável por realizar o controle de frequência e tensão após a detecção do ilhamento. No instante da ocorrência do ilhamento, os patamares de carga e geração da microrrede definem as variações de tensão e frequência do sistema. Nessa situação, quanto mais rápida for a alteração do controle do

gerador síncrono, mais rapidamente a tensão e frequência serão controladas. Neste trabalho, devido às características da microrrede, a geração na microrrede sempre tem capacidade de suprir a carga. Com isso, a instabilidade na transição ocorre devido ao comportamento dinâmico do sistema.

O sistema apresentado na Fig. 1 é modelado na toolbox SimPowerSystems do MatLab. Foram realizadas simulações de dois casos (Caso 1 e 2) com a ocorrência de ilhamento em 5 segundos de simulação. Decorridos 50 (ms), a condição ilhada é detectada e o controle do gerador síncrono é alterado para controlar a frequência e a tensão da microrrede. Ressalta-se que o ilhamento, neste caso, não dependia do comportamento de qualquer grandeza do sistema, apenas levava 50 (ms), isto é, seria o equivalente a uma técnica remota. A ideia é que seja avaliada apenas as condições de operação na capacidade do sistema operar ilhado.

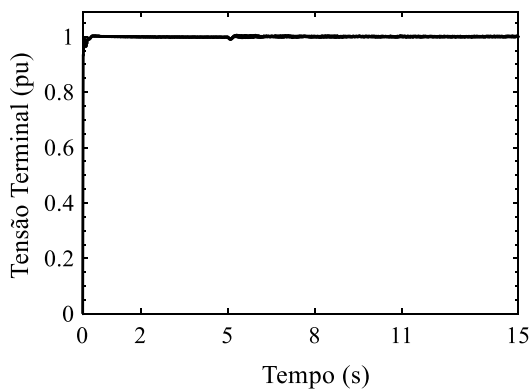


Fig. 2. Tensão terminal para o caso 1.

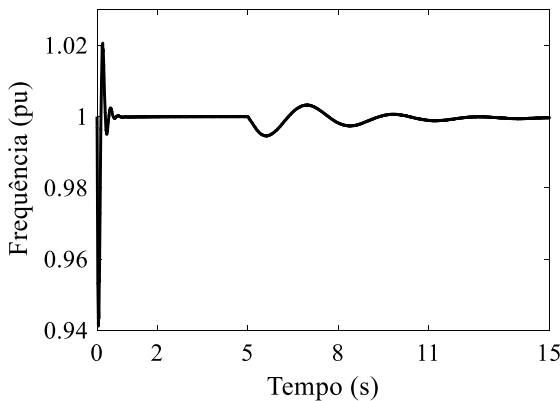


Fig. 3. Frequência para o caso 1.

A Fig. 2 apresenta a tensão para o Caso 1 e a Fig. 3 a frequência para o mesmo caso. Este caso, como pode ser observado pela tensão e frequência, representa um caso estável, em que a tensão e a frequência foram controlados e retornaram para os valores nominais após o ilhamento.

A Fig. 4 apresenta a tensão para o Caso 2 e a Fig. 5 a frequência para o mesmo caso. Este caso representa uma situação em que o sistema perde a estabilidade durante a transição para o modo de operação ilhado.

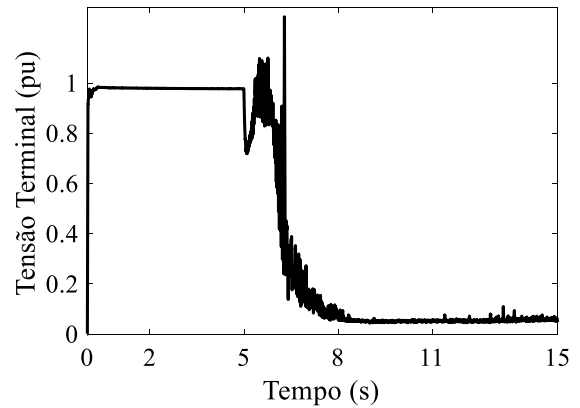


Fig. 4. Tensão terminal para o caso 2.

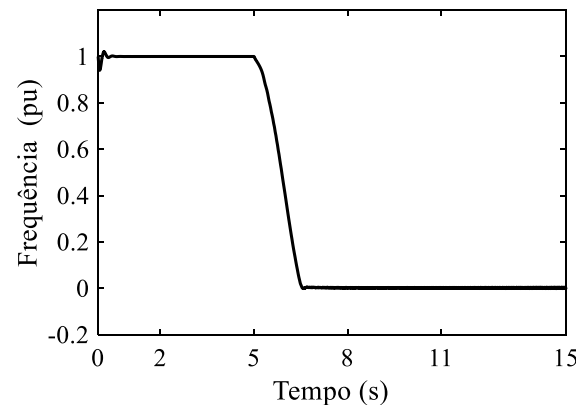


Fig. 5. Frequência para o caso 2.

Em ambos os casos, o tempo de detecção do ilhamento é o mesmo, entretanto, o resultado é diferente, pois os pontos de operação, de intercâmbio de potência ativa e reativa no momento do ilhamento são diferentes. O ilhamento nestes casos pode ser caracterizado como uma grande perturbação e, dependendo das condições pré ilhamento, a microrrede é capaz de estabilizar os valores de tensão e frequência.

Dessa forma, verificamos que para um mesmo tempo de detecção de ilhamento, as condições operativas no momento do distúrbio determinam se a transição para ilhamento será bem sucedida. De fato, as variações de tensão e frequência após o ilhamento dependem do equilíbrio entre carga e geração. Além disso, quanto mais rapidamente o ilhamento for detectado e os controles forem alterados, maior a chance de que a transição seja bem sucedida.

Com isso, a avaliação da probabilidade de sucesso na transição para o modo de operação ilhado de uma microrrede deve considerar as condições operativas, os controles empregados e o esquema de detecção de ilhamento utilizado. Neste trabalho é proposta uma metodologia para avaliação da probabilidade de ilhamento baseada em simulações de Monte Carlo, a qual é apresentada a seguir.

3. METODOLOGIA

A metodologia proposta é baseada em simulações de Monte Carlo. O processo estocástico de Monte Carlo utiliza um grande número de iterações, que são realizadas empregando as funções de distribuição de probabilidade, a fim de estimar os

índices probabilísticos (Heumann and Schomaker, 2016). Com o uso da metodologia é possível estimar a probabilidade de sucesso de ilhamento, isto é, a probabilidade de sucesso na transição da microrrede para o modo de operação ilhado. Para isso, devem ser realizadas simulações de ilhamento considerando diferentes condições de operação. Essas condições de operação são representadas por suas funções de distribuição. No caso do problema abordado, são selecionadas as amostras de geração eólica e de potência da carga, com estes dados é avaliado se para aquele conjunto de amostras selecionadas o ilhamento é bem sucedido, isto é, estável. Este procedimento é repetido até que seja estatisticamente representativo. O procedimento é apresentado no fluxograma da Fig. 6.

A primeira etapa do fluxograma consiste em definir as funções de distribuição que representam as condições de operação da geração e da carga. No caso da geração eólica, essa função depende da curva de distribuição de velocidade do vento da região em que o gerador eólico foi instalado e da curva de potência da(s) unidade(s) de geração. A curva de distribuição de carga é normalmente conhecida pela concessionária, uma vez que é bastante importante para o planejamento e operação do sistema. No caso do gerador síncrono, sua condição de operação é definida pelos parâmetros estabelecidos pelo usuário, presentes na biblioteca software em MatLab.

Uma vez definidas as curvas de distribuição, são obtidas amostras aleatórias de velocidade de vento e potência da carga. Com estes valores é simulado o ilhamento e verificado se a transição para o modo ilhado é estável. Este resultado é utilizado para cálculo da estimativa da probabilidade de sucesso de ilhamento.

A estimativa da probabilidade de ilhamento é representada pela média aritmética, que indica a tendência de um grupo de casos que foram escolhidos de forma aleatória. Este valor é calculado como em (1).

$$E(X) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N X_k \quad (1)$$

Sendo $E(X)$ o valor que está sendo estimado, no caso a probabilidade de sucesso de ilhamento; X_k representa o resultado para a k -ésima simulação, sendo “1” para o caso estável e “0” para instável; e N é o número total de simulações.

Para verificar a convergência do sistema, é utilizado o coeficiente de dispersão, β , que identifica quão homogêneos estão sendo os dados do sistema avaliado.

Desta maneira, quando o valor do coeficiente de dispersão, β , atinge uma tolerância pré-definida, podemos indicar que o valor estimado alcançou uma confiabilidade mínima requerida. O coeficiente de dispersão é calculado conforme segue:

$$\beta = \frac{\sigma[E(X)]}{E(X)} \cdot 100\% \quad (2)$$

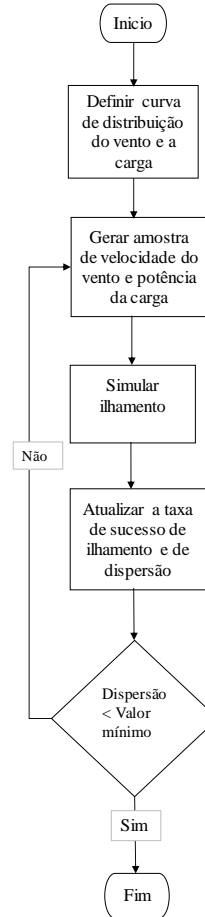


Fig. 6. Fluxograma para avaliação da estabilidade da microrrede.

Sendo assim, o desvio padrão, σ , calculado como a raiz quadrada da variância, utilizado como o indicador de dispersão dos dados respeito à média aritmética da amostra.

Sendo o valor de $\sigma[E(X)]$, dado por:

$$\sigma[E(X)] = \frac{\sigma(X)}{\sqrt{N}} \quad (3)$$

E $\sigma(X)$ é calculado por:

$$\sigma(X) = \sqrt{\frac{1}{N-1} \left[\sum_{k=1}^N X_k^2 - NE(X)^2 \right]} \quad (4)$$

Assim, através das expressões supracitadas, se avalia se o valor do coeficiente de dispersão β é menor que o valor requerido, normalmente utiliza-se um valor de referência na faixa de 5%. Caso o valor ainda não tenha atingido o mínimo definido, as simulações devem continuar. Na próxima seção é apresentada a modelagem de uma rede teste na qual é empregada a metodologia proposta.

4. MODELAGEM DA REDE TESTE

Nesta seção são apresentados os modelos utilizados para o emprego da metodologia apresentada na seção anterior. É utilizado o sistema teste ilustrado na Fig. 1. Para representar os níveis de geração eólica e de carga são utilizadas funções de probabilidade conforme apresentado a seguir.

4.1 Função de Distribuição de Probabilidade de Carga

A técnica mais comum para se modelar cargas é utilizar distribuição Gaussiana (Fikri, 1975). Entretanto, apenas uma distribuição Gaussiana pode não representar adequadamente a distribuição para todos os tipos de carga. Em (Corporation, 1984) verificou-se que a distribuição estatística da variação de cargas elétricas não segue nenhuma função de probabilidade comum. Desta forma, vários trabalhos estão disponíveis na literatura com propostas de utilização de funções de distribuição para representar a variação de carga, como função de Weibull em (Irwin, Monteith and Beattie, 1986), normal logarítmica em (Seppala, 1995), beta em (Ghosh *et al.*, 1997) e (Heunis and Herman, 2002) e um conjunto de várias funções em (Herman and Kritzinger, 1993). Entretanto nenhuma delas obteve sucesso na representação de todos os tipos de carga.

Considerando que é comum utilizar distribuições normais, em (Singh, Pal and Jabr, 2010) foi proposto o emprego de distribuição normal mista para representar a variabilidade de carga. No trabalho, é proposto um método para obtenção de vários componentes da distribuição mista, com suas respectivas médias e variâncias, que foi aplicado e validado em uma rede de distribuição da Inglaterra, considerando perfis de carga industrial, comercial e residencial. Segundo os autores, a vantagem em utilizar essa distribuição é que diferentes perfis de carga podem ser representados por uma combinação convexa de várias distribuições normais com suas respectivas médias e variâncias. A distribuição normal mista é representada por:

$$f(z|\gamma) = \sum_{i=1}^{M_c} \omega_i f(z|\mu_i, \Sigma_i) \quad (5)$$

Assim, podemos dizer que para cada distribuição de probabilidade “ P ”, teremos um componente de mistura, que a sua vez terá associada uma probabilidade ω_i , sendo este último o peso da mistura. Onde, M_c representa o número de componentes mistos e ω_i representa o peso de i -ésimo componente misto, sujeito a $\omega_i > 0$ e $\sum_{i=1}^{M_c} \omega_i = 1$. γ é selecionado do conjunto de parâmetros $\Gamma = \{\gamma: \gamma = \{\omega_i, \mu_i, \Sigma_i\}_{i=1}^{M_c}\}$. Assim, para cada densidade de componente pertencente a uma função Gaussiana de variável aleatória d -dimensional z , com um vetor médio μ_i e matriz de covariância Σ_i , a função de densidade de cada componente de mistura $f(z|\mu_i, \Sigma_i)$ é uma distribuição normal dada por:

$$f(z|\mu_i, \Sigma_i) = \frac{1}{(2\pi)^{d/2} \det(\Sigma_i)^{1/2}} e^{\left(-\frac{1}{2}(z-\mu_i)^T \Sigma_i^{-1} (z-\mu_i)\right)} \quad (6)$$

Esta distribuição estatística pode ser calculada utilizando dados de campanha de medição ou até mesmo com o uso de dados provenientes de medidores inteligentes de energia, que podem estar presentes para monitoramento do nível de carga com diferentes finalidades em microrredes. Porém a dificuldade é que não sei conhecem todos os dados para o cálculo dos parâmetros μ_i , Σ_i e ω_i , correspondentes à média, desvio padrão e proporções da mistura da distribuição normal mista, para isto, o algoritmo de Maximização de Expectativa

(ME) pode ser empregado. O método consiste em primeiro realizar uma dedução dos dados faltantes usando os dados iniciais selecionados para a estimativa dos parâmetros (etapa E), logo é calculado o estimador de máxima verossimilhança para os parâmetros dados como valores ausentes (etapa M). Este processo é repetido de maneira iterativa até a convergência da distribuição normal mista (Agostini and Celaya, 2010), (Ould Mohamed Mahmoud *et al.*, 2008).

4.2 Função de Distribuição de Probabilidade de Vento

A função de distribuição de probabilidade de Weibull, de dois parâmetros é a função mais utilizada para representar a distribuição de velocidade do vento. Neste sentido será utilizado o modelo de distribuição Weibull para a distribuição de velocidade do vento (Ansari, Safari and Chung, 2016), representada por $F_w(v)$:

$$F_w(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-(v/c)^k} \quad (7)$$

Onde, “ v ” é a velocidade do vento (m/s), “ c ” o parâmetro de escala (m/s) e “ k ” o parâmetro de forma (sem dimensão).

4.3 Metodologia para Detecção de Ilhamento

Neste trabalho, é utilizada uma técnica híbrida de detecção de ilhamento proposta em (Colorado, Silva and Grilo, 2017). Esta técnica combina a praticidade da técnica passiva com a eficiência da técnica ativa e apresentou bons resultados para a detecção de ilhamento de geradores síncronos distribuídos.

A técnica é baseada no comportamento das grandezas da microrrede na sua condição de operação ilhada. Quando a unidade de GD se encontra operando em paralelo com a rede da concessionária, variações na potência de saída da GD não tem reflexo na frequência elétrica, uma vez que a rede da concessionária mantém a frequência do sistema. Porém no caso que a GD estiver operando ilhada, pequenas variações de potência de saída da GD implicam em variações na frequência da microrrede.

Neste contexto, variações na potência de saída de GD podem ser introduzidas, e com base no comportamento da frequência da rede, o modo de operação do GD será identificado, implicando em uma técnica ativa de detecção de ilhamento. No entanto, na técnica ativa é utilizada associada a uma técnica passiva. Em técnicas passivas, o ilhamento é detectado a partir de um determinado limite de variação de tensão, entretanto, podem ocorrer casos de ilhamento em que a variação de tensão não tenha atingido esse limite, mas o sistema já está ilhado.

A técnica híbrida apresenta vantagens sobre a técnica ativa e passiva. As técnicas ativas se baseiam no fato de que a resposta da rede, após a inserção de pequenas perturbações, é diferente se a rede está ilhada ou conectada. Desta forma, um pequeno distúrbio é introduzido na rede sempre que é necessário conferir o estado da rede. Tipicamente, o intervalo destas perturbações é de milissegundos (Kunte and Gao, 2008). As técnicas locais passivas baseiam-se no uso de relés de tensão e frequência. As mudanças nestas variáveis ocorrem em função dos desequilíbrios entre a potência gerada pela GD e a potência consumida pelas cargas da rede ilhada no momento da

ocorrência do ilhamento (Deshbhratar, Somalwar and Kadwane, 2016), (Vinet and Zhedanov, 2010). Desta maneira, com a técnica híbrida é possível reduzir consideravelmente os intervalos de injeção de perturbação na rede para verificação de sua condição de operação.

4.3.1 GD Operação conectada à rede

Partindo-se do caso em que a microrrede está conectada à rede da concessionária, o fluxograma da técnica híbrida de detecção de ilhamento é ilustrado na Fig. 7. Neste fluxograma, o passo inicial é monitorar qualquer variação de tensão nos terminais do GSD da microrrede (dv/dt). Desta maneira quando a rede é ilhada, ocorrerá variações de tensão devido a déficit ou excesso de potência reativa. Assim, quando a variação de tensão for diferente de zero, é determinada a média de variação de tensão por cinco ciclos consecutivos ($\Delta V_{medio,5}$).

No caso em que a variação de tensão for maior do que o valor definido (ΔV_{max}), é indicado que a rede foi ilhada. No caso que ($\Delta V_{medio,5}$), seja menor que um valor mínimo (ΔV_{min}), indica-se que a rede não sofreu ilhamento. Entretanto, se a variação ($\Delta V_{medio,5}$) for maior ao valor mínimo e inferior ao valor máximo ($\Delta V_{min} < \Delta V_{medio,5} < \Delta V_{max}$), indica-se que houve um distúrbio, que pode ser um ilhamento, mas que precisa ser checado.

Para determinar se o sistema está ilhado, insere-se um degrau na potência de referência do GSD. Em seguida, é calculado o valor médio das variações de frequência por 10 ciclos consecutivos ($\Delta f_{medio,10}$). Se o valor médio da variação da frequência elétrica exceder um valor definido como (Δf_{max}), o GSD estará em ilha; caso contrário, estará relacionado ao evento de outra perturbação.

Por conseguinte, uma vez identificado o ilhamento, é necessário identificar qual é risco da microrrede ser instável no modo de operação ilhado. Através dos desequilíbrios de potência que se produzem no instante do ilhamento, é possível identificar a condição de sucesso para cada ponto de operação. Para esta finalidade será empregado o método de Monte Carlo, no qual amostras da geração eólica e da demanda serão utilizadas para verificar se o ilhamento é estável para aquele cenário. A partir dos resultados dessas simulações, a taxa de sucesso de ilhamento será calculado pela taxa de ocorrências que resultaram em operação estável pós-ilhamento pelo número total de simulações. A seguir os passos a considerar para sua aplicação, fluxograma da Fig. 7.

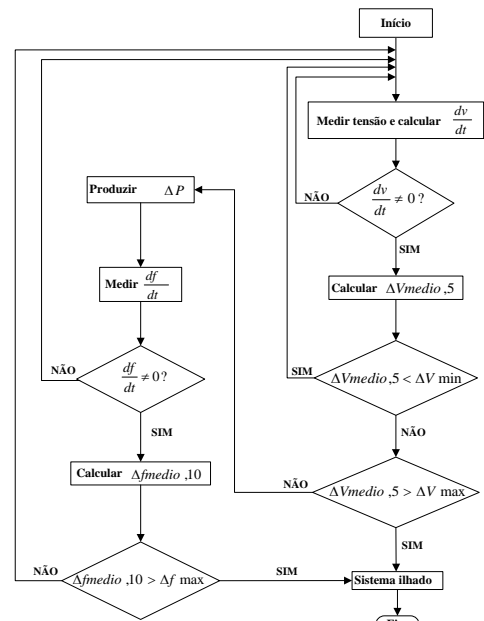


Fig. 7. Fluxograma para identificação de ilhamento.

5. RESULTADOS

As simulações foram realizadas no software MatLab, empregando-se a rede ilustrada na Fig. 1, Este sistema é composto por um gerador síncrono distribuído GD1 que possui uma potência nominal de 3,3 (MVA), conectado à linha de distribuição por um transformador de 4,0 (MVA), o qual eleva a tensão do gerador de 6,9 para 20 (kV), que é a tensão da linha de distribuição que conecta o gerador à rede da concessionária. O gerador eólico GD2 possui uma potência nominal de 0,7 (MVA) e é conectado à linha de distribuição por um transformador de 0,9 (MVA), o qual eleva a tensão do gerador de 0,575 para 20 (kV), que é a tensão da linha de distribuição que conecta o gerador à rede da concessionária. A linha de distribuição é conectada à rede da concessionária por um transformador que eleva a tensão de 20 para 60 (kV). A rede da concessionária é representada por uma potência de curto-circuito 233,5 (MVA) com relação de reatância por resistência de 10 e tensão nominal de 60 (kV). Uma mudança na saída da potência do gerador síncrono é realizada, introduzindo um degrau de amplitude 0,05 (p.u) ao torque aplicado ao gerador por 500 (ms) (Mahat, Zhe Chen and Bak-Jensen, 2009), (Colorado, Silva and Grilo, 2017). Com isto, variações na frequência da rede se apresentaram, caso o gerador síncrono estivesse ilhado. Os parâmetros da metodologia para a detecção de ilhamento, são determinados conforme os resultados das simulações realizadas, como: $\Delta V_{min} = 0,01$ (p.u); $\Delta V_{max} = 0,5$ (p.u); $\Delta f_{max} = 0,005$ (p.u).

A taxa de sucesso de ilhamento na transição de operação da microrrede, foi estimada utilizando a metodologia proposta supracitada em na seção 3, através das funções probabilísticas de distribuição, para o vento e a carga consideradas neste trabalho. Desta forma, se considera um coeficiente de dispersão β mínimo de 2 %. A velocidade média de vento utilizada foi de 8 (m/s) seguindo uma distribuição típica, isto é, um fator de forma de 2 na equação de Weibull, sendo que esta distribuição foi calculada a partir de dados históricos presentes em (Leite, Borges and Falcao, 2006). A carga é

representada por uma distribuição normal mista com 3 componentes, cujos valores médios, desvio padrão e correlação entre potência ativa e reativa foram baseados em (Van Pham, Erlich and Rueda, 2015), consolidados no apêndice A.

Os resultados obtidos na simulação estão consolidados na Tabela 1. A média, que representa a taxa de sucesso de ilhamento, é de 88,36 %, com um coeficiente de dispersão de 1,98%, conforme especificado no início da simulação. Para se obter esse coeficiente de dispersão foram realizadas 335 simulações utilizando amostras de carga e de velocidade de vento com as distribuições apresentadas acima.

Tabela 1. Resultados da simulação

E(x)	88,36 %
N	335
β	1,98 %

A Fig. 8 apresenta a distribuição dos valores de potência da carga utilizados na simulação e a Fig. 9 apresenta a distribuição dos valores de velocidade de vento aplicados ao gerador eólico nas simulações.

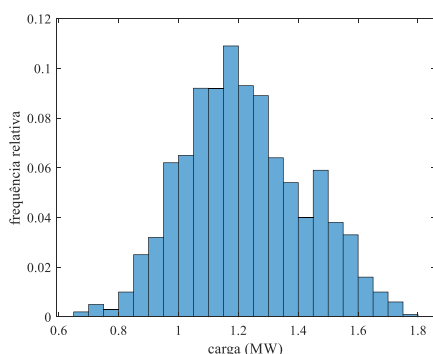


Fig. 8. Distribuição dos valores de potência da carga.

A partir dos resultados apresentados, verifica-se que a microrrede alcança um 88% na taxa de sucesso de ilhamento utilizando 335 casos simulados. Como destacado, o sucesso nesta transição depende das características da carga, geração, controles e esquema de detecção de ilhamento.

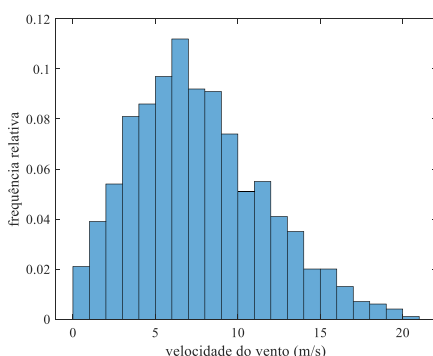


Fig. 9. Distribuição dos valores de velocidade do vento.

6. CONCLUSÕES

Como discutido neste trabalho, o sucesso da transição da condição conectada à rede para ilhada em uma microrrede depende do ponto de operação pré-ilhamento, dos controles

empregados e da técnica de detecção de ilhamento. A metodologia proposta neste trabalho é capaz de calcular a taxa de sucesso de ilhamento considerando estes aspectos. Neste sentido, destaca-se a eficácia da técnica de detecção híbrida utilizada, identificando o estado de operação da microrrede, para a posterior alteração nos controles do GSD na transição de operação para modo ilhado. Destaca-se que o método proposto pode ser utilizado para avaliar eventuais alterações na microrrede, como instalação de geração, cargas, ou até mesmo unidades de armazenamento.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior—Brasil (CAPES) pelo apoio financeiro - Código de financiamento 001, à CNPq (Proj. n° 438365/2018-6) e à FAPESP (Proj. 2018/20104-9).

REFERÊNCIAS

- Agostini, A. and Celaya, E. (2010) ‘Reinforcement Learning with a Gaussian mixture model’, in The 2010 International Joint Conference on Neural Networks (IJCNN). IEEE, pp. 1–8. doi: 10.1109/IJCNN.2010.5596306.
- Ansari, O. A., Safari, N. and Chung, C. Y. (2016) ‘Reliability Assessment of Microgrid with Renewable Generation and Prioritized Loads’, in 2016 IEEE Green Energy and Systems Conference (IGSEC). IEEE, pp. 1–6. doi: 10.1109/IGESC.2016.7790067.
- Bansal, Y. and Sodhi, R. (2018) ‘Microgrid Fault Detection Methods: Reviews, Issues and Future Trends’, in 2018 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia). IEEE, pp. 401–406. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2018.8467938.
- Blaabjerg, F. et al. (2017) ‘Distributed Power-Generation Systems and Protection’, Proceedings of the IEEE, 105(7), pp. 1311–1331. doi: 10.1109/JPROC.2017.2696878.
- Colorado, P. J., Silva, D. L. and Grilo, A. P. (2017) ‘Methodology for islanding operation of distributed synchronous generators’, in 2017 19th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP). IEEE, pp. 1–6. doi: 10.1109/ISAP.2017.8071366.
- Corporation, S. R. (1984) Selected Statistical Methods for Analysis of Load Research Data. Edited by Electric Power Research Institute.
- Data & Statistics - IEA (2020). Available at: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Electricity and heat&indicator=CO2 emissions from electricity generation factors> (Accessed: 7 September 2020).
- Deshbhratar, P., Somalwar, R. and Kadwane, S. G. (2016) ‘Comparative analysis of islanding detection methods for multiple DG based system’, in 2016 International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT). IEEE, pp. 1525–1530. doi: 10.1109/ICEEOT.2016.7754939.
- Fikri, Z. (1975) Statistical load analysis for distribution network planning. Edited by Royal Institute of Technology.

- Ghosh, A. K. et al. (1997) 'Distribution circuit state estimation using a probabilistic approach', IEEE Transactions on Power Systems, 12(1), pp. 45–51. doi: 10.1109/59.574922.
- Herman, R. and Kritzing, J. J. (1993) 'The statistical description of grouped domestic electrical load currents', Electric Power Systems Research, 27(1), pp. 43–48. doi: 10.1016/0378-7796(93)90058-M.
- Heumann, C. and Schomaker, M. (2016) Introduction to Statistics and Data Analysis. Suíça: Springer Nature. doi: 10.1007/9783319461625.
- Heunis, S. W. and Herman, R. (2002) 'A probabilistic model for residential consumer loads', IEEE Transactions on Power Systems. IEEE, 17(3), pp. 621–625. doi: 10.1109/TPWRS.2002.800901.
- Hooshyar, A. and Iravani, R. (2017) 'Microgrid Protection', Proceedings of the IEEE, 105(7), pp. 1332–1353. doi: 10.1109/JPROC.2017.2669342.
- Irwin, G. W., Monteith, W. and Beattie, W. C. (1986) 'Statistical electricity demand modelling from consumer billing data', IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution, 133(6), p. 328. doi: 10.1049/ip-c.1986.0048.
- Kang, X. et al. (2017) 'Protection of micro-grid systems: a comprehensive survey', The Journal of Engineering, 2017(13), pp. 1515–1518. doi: 10.1049/joe.2017.0584.
- Kunte, R. S. and Gao, W. (2008) 'Comparison and review of islanding detection techniques for distributed energy resources', in 2008 40th North American Power Symposium. IEEE, pp. 1–8. doi: 10.1109/NAPS.2008.5307381.
- Leite, A. P., Borges, C. L. T. and Falcao, D. M. (2006) 'Probabilistic Wind Farms Generation Model for Reliability Studies Applied to Brazilian Sites', IEEE Transactions on Power Systems, 21(4), pp. 1493–1501. doi: 10.1109/TPWRS.2006.881160.
- Mahat, P., Zhe Chen and Bak-Jensen, B. (2009) 'A Hybrid Islanding Detection Technique Using Average Rate of Voltage Change and Real Power Shift', IEEE Transactions on Power Delivery, 24(2), pp. 764–771. doi: 10.1109/TPWRD.2009.2013376.
- Ould Mohamed Mahmoud, M. et al. (2008) 'The mixture of generalized gaussian model for modeling of the load duration curve: Case of the Tunisian power system', in MELECON 2008 - The 14th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference. IEEE, pp. 774–779. doi: 10.1109/MELCON.2008.4618529.
- Paiva, S. C. et al. (2014) 'Reviewing of anti-islanding protection', in 2014 11th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications. IEEE, pp. 1–8. doi: 10.1109/INDUSCON.2014.7059454.
- Van Pham, H., Erlich, I. and Rueda, J. L. (2015) 'Probabilistic evaluation of voltage and reactive power control methods of wind generators in distribution networks', IET Renewable Power Generation, 9(3), pp. 195–206. doi: 10.1049/iet-rpg.2014.0028.
- Rai, S. et al. (2016) 'Statistical analysis of utility microgrid: For various islanding detection and loadshedding techniques', in 2016 International Conference on Signal Processing, Communication, Power and Embedded System (SCOPE). IEEE, pp. 966–971. doi: 10.1109/SCOPE.2016.7955585.
- Seppala, A. (1995) 'Statistical distribution of customer load profiles', in Proceedings 1995 International Conference on Energy Management and Power Delivery EMPD '95. IEEE, pp. 696–701. doi: 10.1109/EMPD.1995.500813.
- Singh, R., Pal, B. C. and Jabr, R. A. (2010) 'Statistical Representation of Distribution System Loads Using Gaussian Mixture Model', IEEE Transactions on Power Systems, 25(1), pp. 29–37. doi: 10.1109/TPWRS.2009.2030271.
- Sobre o Sin o Sistema em Números (2020). Available at: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros> (Accessed: 7 September 2020).
- Vieira, T. C. et al. (2020) 'Methodology for Assessing the Risk of Unintentional Islanding of Distributed Wind Generators Using Passive Schemes', Journal of Control, Automation and Electrical Systems. Springer US, 31(1), pp. 177–188. doi: 10.1007/s40313-019-00520-8.
- Vinet, L. and Zhedanov, A. (2010) 'A "missing" family of classical orthogonal polynomials', Proceedings of the IEEE, 105(7), pp. 1311–1331. doi: 10.1088/1751-8113/44/8/085201.

Apêndice A. PRIMEIRO APÊNDICE

Função de distribuição de carga se modela utilizando o modelo de misturas de gaussianas com três componentes. Proporções das distribuições, primeiro componente, segundo componente e terceiro componente. Tabela 2, Tabela3 e Tabela 4.

Tabela 2. Proporções da mistura da demanda da carga

Componente 1	Componente 2	Componente 3
0,193	0,57	0,237

Tabela3. Parâmetros da primeira, segunda e terceira mistura

Componente	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (MVAR)
1	0,7341	0,2891
2	0,4506	0,1794
3	0,4920	0,1981

Os valores supracitados foram empregados com fator de proporcionalidade de carga 2.

Tabela 4. Matriz de covariância do primeiro, segundo e terceiro componente

Componente	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (MVAR)
1	0,0170	0,0072
	0,0072	0,0031
2	0,0240	0,0122
	0,0122	0,0063
3	0,0286	0,0126
	0,0126	0,0057