

Controle Inercial de Unidades Eólicas para a Regulação de Frequência no Restabelecimento de Microrredes Ilhadas com Alto Nível de Inserção de Geração Eólica

Andrei Bordignon

Ricardo Vasques de Oliveira

Tiago Lukasiewicz

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Pato Branco, PR, Brasil

bordignon.andrei@gmail.com, vasques@utfpr.edu.br, tiagolukasiewicz@gmail.com

Resumo—Em sistemas sujeitos à operação ilhada, a capacidade de restabelecimento é fundamental para que o suprimento de energia seja retomado após a ocorrência de um desligamento. Esta tarefa pode ser de difícil execução, uma vez que desbalanços de potência significativos podem ser sofridos, decorrentes da energização da rede e de variações na disponibilidade de energia primária. O presente trabalho propõe a adoção de estratégias operacionais e de controle que possibilitem a execução do processo de restabelecimento em microrredes híbridas eólico-diesel com alta inserção de geração eólica. Duas malhas de controle suplementares são adicionadas aos conversores estáticos da unidade eólica para contribuir com a regulação de frequência durante o restabelecimento da microrrede. Resultados obtidos por simulações não lineares no domínio do tempo são apresentados, demonstrando a efetividade das estratégias propostas e o bom desempenho das malhas de controle suplementares.

Palavras-Chave—Controle inercial, geração eólica, microrredes, restabelecimento de microrredes, sistemas híbridos eólico-diesel.

I. INTRODUÇÃO

A difusão da geração distribuída, bem como a crescente expansão do uso de energias renováveis, como a eólica, têm contribuído para a disseminação de microrredes [1]. Uma microrrede é um conjunto de microgeradores, cargas e outros possíveis dispositivos que se comportam como uma entidade única e controlável. As microrredes podem operar no modo conectado à rede e no modo ilhado, onde a operação ocorre de forma autônoma [2]-[4]. A operação ilhada autônoma de microrredes incorre em desafios técnicos relacionados principalmente ao controle de frequência, requerendo que seja satisfeito o balanço de potência entre carga e geração no âmbito local [3].

Um alto nível de inserção de geração eólica em microrredes ilhadas normalmente proporciona redução nos custos de geração, através da economia no consumo de combustíveis por unidades convencionais, como geradores a diesel. Porém, a

característica intermitente da geração eólica, devido às características naturais do vento, implica em problemas relativos à confiabilidade e estabilidade [5]. Diferentemente dos sistemas de potência de grande porte, que possuem um grande número de geradores síncronos convencionais e, consequentemente, inércia elevada, as microrredes têm baixa inércia, especialmente quando grande parte da geração é conectada à rede através de conversores estáticos plenos, por onde flui toda a potência ativa gerada [3]. Embora o rotor da turbina eólica e o gerador em rotação armazenem grande quantidade de energia cinética, suas dinâmicas são completamente desacopladas da rede pelo conversor. Isso reflete em elevadas taxas de variação de frequência (ROCOF, do inglês, *Rate of Change of Frequency*) do sistema [6], [7].

Para possibilitar a operação estável da microrrede, se faz necessário que as unidades eólicas contribuam com a regulação de frequência, uma vez que a capacidade de fornecimento de potência pelos geradores convencionais é limitada e degraus de carga elevados são eventos típicos [8]. A contribuição de unidades eólicas na regulação de frequência é realizada através da implementação de malhas de controle suplementares, que têm papel de identificar excursões de frequência da microrrede e interferir na potência fornecida [9]. Tarefa ainda mais difícil que a regulação de frequência de sistemas ilhados autônomos com alta inserção de geração eólica em operação normal, é realizar esta tarefa durante operações de restabelecimento da microrrede após a ocorrência de um desligamento. A dificuldade se faz principalmente pelo montante de carga que o sistema pode experimentar, geralmente mais elevado que os degraus de carga relativos à operação normal. O desafio é propor estratégias de controle e controladores adequados que possibilitem a coordenação das unidades de geração tradicionais com a geração eólica no restabelecimento [10].

No contexto previamente discutido, este trabalho aborda o problema do restabelecimento em uma microrrede híbrida

eólico-diesel com predominância de geração eólica. As principais contribuições são: 1) Proposição de estratégias operacionais e de controle que possibilitam o restabelecimento da microrrede; 2) Proposição de duas malhas de controle suplementares às malhas de controle da unidade eólica para contribuir com a regulação de frequência da microrrede, utilizando a energia cinética armazenada na turbina eólica.

O artigo está estruturado da seguinte forma: a Seção II apresenta fundamentos a respeito de geração eólica em microrredes; na Seção III são propostas as estratégias operacionais e de controle utilizadas no restabelecimento da microrrede; os resultados obtidos são mostrados e discutidos na Seção IV; por fim, a Seção V apresenta as conclusões.

II. GERAÇÃO EÓLICA EM MICRORREDES

A. Modelo da Turbina Eólica

A potência mecânica extraída do vento pela turbina eólica é dada por

$$P_m = \frac{1}{2} \rho_{ar} A C_p (\lambda, \beta) V_v^3, \quad (1)$$

onde ρ_{ar} é a densidade do ar, A é a área de varredura do rotor, C_p é o coeficiente de potência, λ é a velocidade específica da turbina (TSR, do inglês, *Tip Speed Ratio*), β é o ângulo de passo das pás da turbina e V_v é a velocidade do vento. O coeficiente de potência pode ser escrito em função de λ e β , a partir de aproximações numéricas [11]:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,73 \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0,58\beta - 0,002\beta^{2,14} - 13,2 \right) e^{-\frac{18,4}{\lambda_i}}, \quad (2)$$

onde

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda - 0,02\beta} - \frac{0,003}{\beta^3 + 1}. \quad (3)$$

B. Operação da Unidade Eólica

A Fig. 1 relaciona a curva de potência típica de uma unidade eólica de velocidade variável com relação à velocidade do vento, mostrando as zonas de operação. Normalmente, as turbinas possuem um vento de partida de 5m/s e um vento máximo de parada de 25m/s [12]. Desta forma, nas zonas de vento 1 e 6 não há produção de energia, sendo que na zona 1 a turbina é acelerada até a velocidade mínima e na zona 6 a turbina é parada para evitar danos na unidade eólica. Na zona 2, a turbina opera com velocidade mínima, pois o ponto de máxima potência (PMP) da curva de vento corresponde à uma velocidade abaixo do limite inferior. Na zona 3 a turbina opera seguindo o PMP, variando a velocidade do rotor de acordo com o vento, buscando a maior eficiência na conversão. A zona 4 é composta pela operação na velocidade máxima da turbina, não podendo mais seguir o ponto de máxima potência, o que leva à uma perda de eficiência na conversão de energia. Por fim, na zona 5 a turbina continua operando no limite máximo de velocidade e o ângulo de passo é controlado para limitar a potência extraída do vento em seu valor nominal [13].

Desde que atenda aos limites de velocidade e potência mecânica, a unidade eólica pode operar fora do ponto de extração de máxima potência. Neste caso, duas regiões de operação po-

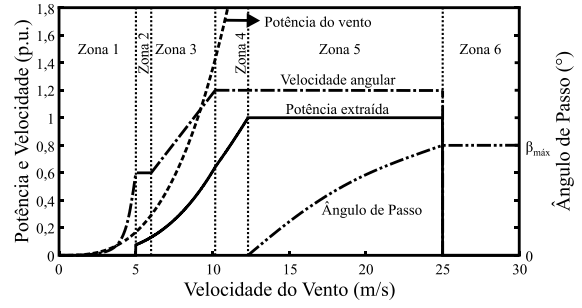


Figura 1. Zonas de operação de unidades eólicas.

dem ser exploradas: região de subvelocidade e região de sobrevelocidade [14]. A região de subvelocidade é compreendida entre o limite inferior de velocidade da turbina e o PMP, que varia com o vento, e a região de sobrevelocidade é determinada entre o ponto de máxima potência e o limite superior de velocidade da turbina. A Fig. 2 ilustra as regiões de sub e sobrevelocidade da turbina eólica para duas curvas de potência mecânica, originadas de velocidades de vento diferentes. Para a curva 1, o ponto de máxima potência $P_{máx,1}$ corresponde à uma velocidade angular menor que no ponto $P_{máx,2}$ da curva 2. Além disso, são mostradas as variações de potência que podem ser exploradas em cada região, onde é possível ver que para a curva 1 a região de sobrevelocidade tem uma faixa de variação de potência maior que a região de subvelocidade ($\Delta P_{sobre,1} > \Delta P_{sub,1}$). O contrário ocorre para a curva 2, onde a região de subvelocidade tem uma faixa de variação de potência maior que a região de sobrevelocidade ($\Delta P_{sub,2} > \Delta P_{sobre,2}$). Isso é importante para a operação da unidade eólica, pois implica em quanto a potência fornecida pode variar sem que a unidade eólica ultrapasse seus limites de velocidade.

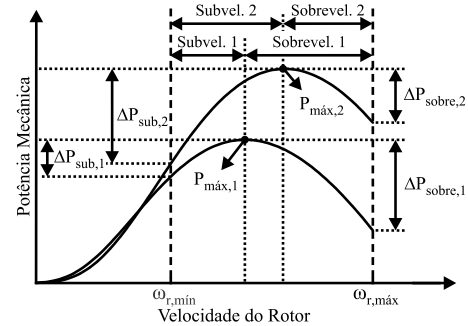


Figura 2. Regiões de Sub e Sobrevelocidade.

C. Resposta Inercial de Unidades Eólicas

As unidades eólicas de velocidade variável não respondem naturalmente aos desvios de frequência, como acontece com os geradores síncronos convencionais, necessitando de malhas de controle suplementares que habilitem este comportamento [13]. Basicamente, dois tipos de controladores são empregados para este fim, o controle inercial e o controle primário de velocidade (ou controle *droop*) [9]. O controle inercial opera criando uma inércia “virtual” para responder de acordo com a taxa de variação de frequência, extraindo energia cinética armazenada nas massas rotativas da turbina eólica e entregando a energia à rede [9]. Isso é feito através da atuação no controle de velocidade da turbina, forçando o conversor a extrair mais potência do gerador do que o que está disponível na massa de

ar e reduzindo a velocidade da turbina. Devido ao controle inercial responder à taxa de variação de frequência, sua contribuição é significativa nos primeiros momentos após o desbalanço de potência, onde o ROCOF é maior [8]. Porém, o mesmo deixa de atuar à medida que a frequência para de cair e começa a ser restabelecida, passando por uma fase de recuperação da velocidade do rotor, onde a turbina fornece uma potência menor do que no momento anterior ao distúrbio. Já o controle *droop* requer a manutenção de uma margem de potência disponível na massa de ar, fornecendo potência de acordo com o erro de frequência, a partir de um valor mínimo [9].

A energia disponível para a regulação de frequência pelo controle inercial depende da quantidade de energia cinética armazenada no rotor da unidade eólica (que é função da velocidade e do momento de inércia) e das variações de velocidade aceitáveis [8]. A energia cinética aproveitável da turbina eólica é dada por

$$\Delta E_{inercial} = \frac{1}{2} J (\omega_1^2 - \omega_{r,min}^2), \quad (4)$$

onde J é o momento de inércia do rotor, ω_1 é a velocidade da turbina eólica no ponto de operação pré-distúrbio e $\omega_{r,min}$ é o limite inferior de velocidade da turbina. Essa variação de energia corresponde à energia cinética extraída da turbina durante a desaceleração, precisando ser recomposta após a contribuição para o controle de frequência, de forma a levar a turbina para um novo ponto de operação desejado.

O controle inercial é normalmente empregado na operação da unidade eólica na região de subvelocidade, onde a redução na velocidade implica na redução da potência mecânica extraída do vento. Porém, a região de sobrevelocidade possui um potencial significativo para contribuir com o controle de frequência, devido ao fato de que para aumentar a potência mecânica no eixo da turbina, a velocidade precisa ser reduzida, liberando energia cinética. Isso significa que além de fornecer uma potência maior no novo ponto de operação, a energia cinética pode ser utilizada para contribuir com o controle de frequência sem a necessidade de ser recomposta em seguida.

Neste trabalho, a resposta inercial de unidades eólicas de velocidade variável será explorada na região de sobrevelocidade para contribuir com a regulação de frequência da microrrede durante as operações de restabelecimento.

III. ESTRATÉGIAS OPERACIONAIS E DE CONTROLE

Esta seção aborda as estratégias propostas, no que se refere à operação e ao controle da microrrede híbrida durante o processo de restabelecimento. Os componentes que fazem parte do sistema são ilustrados na Fig. 3. Seguindo a numeração da figura em questão em ordem crescente, tem-se: gerador diesel; unidade eólica do tipo FRC; barra de geração; e rede de baixa tensão da microrrede.

A. Estratégia Operacional Proposta

A estratégia operacional proposta para a realização do restabelecimento da microrrede considera o gerador diesel como a unidade de geração habilitada para o início do processo, sendo responsável pelo controle de frequência e tensão da microrrede, de forma majoritária. A unidade eólica também contribuirá para a regulação da frequência. As principais etapas do pro-

cesso de restabelecimento proposto para a microrrede são apresentadas no fluxograma da Fig. 4.

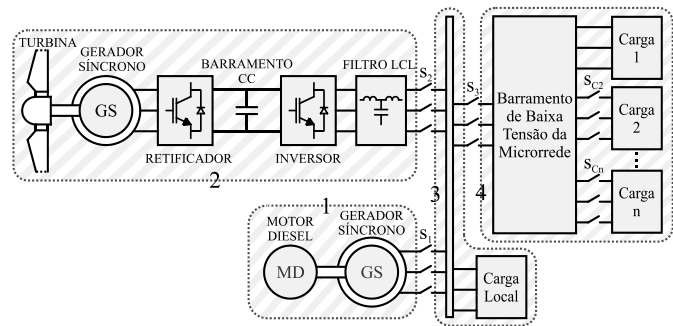


Figura 3. Topologia da microrrede.

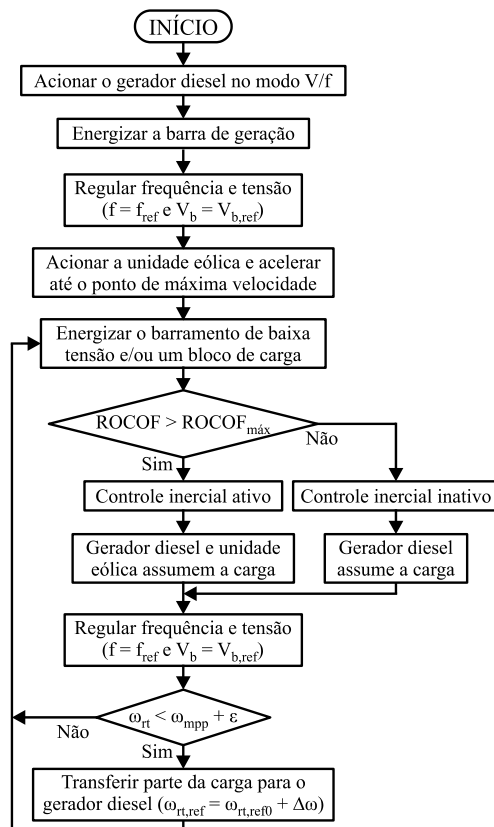


Figura 4. Fluxograma do processo de restabelecimento da microrrede.

Estando a microrrede ilhada e desligada, é dado início ao processo de restabelecimento. Inicialmente o gerador diesel é acionado e a barra de geração é energizada (a chave S_1 é fechada), alimentando a carga local e exigindo que o gerador diesel forneça a potência requerida, para que a frequência e a tensão do barramento sejam reguladas. Em caso da inexistência de uma carga local, uma carga auxiliar (carga *dump*) é necessária para absorver a potência gerada pela unidade eólica durante a partida. A partir do momento que a barra de geração encontra-se com frequência e tensão nominais, a unidade eólica é acionada, conectada à barra de geração (fecha-se a chave S_2) e acelerada até sua velocidade máxima, na região de sobrevelocidade. Esta etapa envolve o controle de ângulo de passo e outros aspectos relevantes, como carregamento do capacitor do barramento CC, e não será abrangida neste artigo.

Estando a unidade eólica com o rotor na velocidade de referência e a tensão no barramento CC regulada, fornecendo para a barra de geração uma determinada potência inicial, o barramento de baixa tensão é energizado (fecha-se a chave S_3), acionando o bloco de carga 1, que representa as cargas não controláveis (cargas em que não é possível controlar a conexão ou desconexão com o barramento de baixa tensão). A execução desta etapa pode resultar em um degrau de carga de grande magnitude, provocando uma elevada taxa de variação da frequência e demandando que as unidades de geração realizem o balanço de potências do sistema. Se a taxa de variação de frequência atingir um valor maior que um valor limite predeterminado, indicando que o gerador diesel sozinho não será capaz de regular adequadamente a frequência, o controle inercial da unidade eólica é ativado, e tanto o gerador diesel quanto a unidade eólica assumem a carga demandada pela microrrede. Caso contrário, se o ROCOF for menor que o limite definido, o gerador terá capacidade de assumir a variação de carga e o controle inercial fica inativo. Durante a contribuição inercial da unidade eólica, caso a velocidade do rotor atinja a velocidade referente ao PMP, devido a degraus de carga muito elevados, o controle inercial é desativado através da abertura da chave da Fig. 5. Assim evita-se que a unidade eólica atinja a região de subvelocidade, onde o controle inercial proposto não atua de forma adequada. Após a frequência e tensão atingirem o regime permanente, o processo de restabelecimento se completa. Caso a velocidade da unidade eólica tenha atingido um ponto de operação nas proximidades da velocidade do PMP durante a contribuição inercial, realiza-se uma transferência lenta de parte da carga da unidade eólica para o gerador diesel, por meio da mudança na referência de velocidade da turbina ($\omega_{rt,ref} = \omega_{rt,ref0} + \Delta\omega$), fazendo a turbina eólica acelerar e possibilitando a atuação do controle inercial na energização de um novo bloco de carga.

B. Estratégia de Controle Proposta

A estratégia de controle proposta neste trabalho baseia-se em duas malhas de controle suplementares a serem adicionadas às malhas de controle do retificador e do inversor da unidade eólica, cujas ações de controle derivam do erro de frequência. O objetivo é extrair energia cinética armazenada no rotor da unidade eólica e fornecê-la ao sistema, por meio da desaceleração do rotor, para contribuir com a regulação de frequência na ocorrência de degraus de carga.

O controle inercial proposto atua sobre a malha de controle de velocidade adicionada ao retificador, de forma a reduzir a referência de velocidade, extraindo temporariamente mais potência elétrica ativa do gerador síncrono da unidade eólica do que a potência mecânica disponível. O controle inercial atua também na malha de controle de tensão do barramento CC do inversor, forçando o inversor a extrair temporariamente mais potência do que a necessária para manter a tensão controlada. A Fig. 5 mostra os controladores suplementares propostos, onde a ação de controle que atua no retificador é denominada de $AC_{iner,1}$, e a ação de controle que atua no inversor é denominada de $AC_{iner,2}$. A Fig. 6 mostra a inclusão do sinal de controle $AC_{iner,1}$ no retificador da unidade eólica e a Fig. 7 mostra a adição do sinal de controle $AC_{iner,2}$ no inversor. A parcela derivativa dos controladores tem o objetivo de gerar uma ação de controle baseada no ROCOF, desde os instantes iniciais,

onde o erro de frequência é pequeno. A parcela integral da ação de controle enviada ao inversor é necessária para manter a velocidade da turbina em regime permanente no valor final atingido, ficando geralmente abaixo da referência inicial.

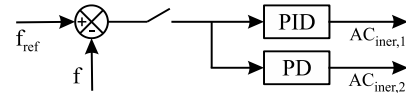


Figura 5. Controladores suplementares para o controle inercial.

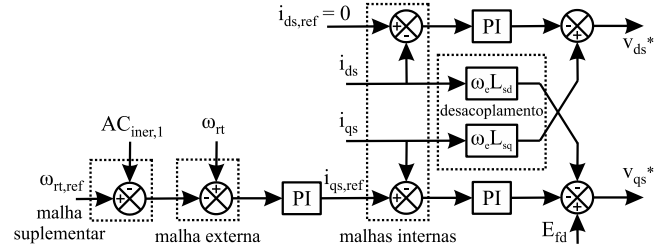


Figura 6. Inclusão do sinal de controle suplementar $AC_{iner,1}$ no retificador.

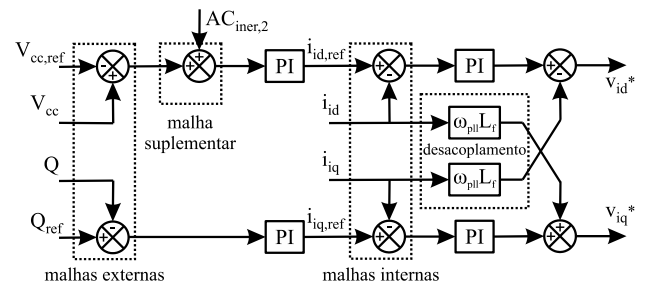


Figura 7. Inclusão do sinal de controle suplementar $AC_{iner,2}$ no inversor.

É importante destacar que o sinal de controle inserido nas malhas de controle do inversor ($AC_{iner,2}$) tem atuação somente em regime transitório e é eficaz durante um curto espaço de tempo, pois o mesmo se extingue quando a frequência é restabelecida. Sua função é antecipar a injeção de potência ativa na microrrede e a contribuição da unidade eólica para a regulação de frequência, por meio de um deslocamento temporário da referência de tensão ($V_{cc,ref}$). A importância desse sinal de controle se dá pelo atraso de tempo decorrente entre a atuação das malhas de controle do retificador, o aumento da potência extraída do gerador, a dinâmica da tensão no barramento CC e a atuação das malhas de controle do inversor, até que ocorra o aumento da potência injetada na rede. Com o sinal de controle incluído no inversor (Fig. 7), o efeito detrimental dos atrasos de tempo inerentes às malhas de controle e aos elementos anteriores ao inversor é mitigado pela rápida ação do inversor.

IV. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A estratégia operacional e as malhas de controle propostas foram avaliadas por meio da execução de algumas etapas do processo de restabelecimento, que são a energização da barra de geração, alimentando a carga local, e a energização de um conjunto de carga com potência relativamente elevada.

As avaliações foram realizadas por meio de simulações no domínio do tempo envolvendo o modelo não linear da microrrede adotada. O software Matlab® foi utilizado para realizar as simulações, onde o algoritmo de resolução de equações diferenciais ODE23s é a base para a execução das simulações, es-

critas na interface de programação do software. O gerador diesel e a unidade eólica que fazem parte da microrrede adotada possuem potências nominais de 500kW e 1,5MW, respectivamente. O modelo não linear de eixo direto e de quadratura (referencial síncrono), que desconsidera os enrolamentos amortecedores, é utilizado para representar os geradores síncronos da unidade eólica e do gerador diesel [15]. As cargas da microrrede são representadas por um modelo do tipo ZIP, que contém parcelas de carga do tipo impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P). A microrrede completa é representada por um modelo não linear de ordem 35.

A. Energização da Barra de Geração

A energização da barra de geração é uma das etapas iniciais do processo de restabelecimento da microrrede, efetuada após o acionamento do gerador diesel. No momento em que a barra é alimentada, a carga local, que pode ser também uma carga *dump*, será energizada, resultando em um desequilíbrio de potências que deve ser suportado apenas pelo gerador diesel. Os resultados que serão apresentados levam em consideração uma carga local de 100kW.

A Fig. 8 apresenta o comportamento da magnitude da tensão na barra de geração e a frequência do gerador diesel durante o processo de energização da carga local. No tempo $t = 1s$, a chave S_1 (veja Fig. 3) é fechada e o gerador diesel passa a energizar a barra de geração, alimentando a carga local. Visualiza-se um transitório de tensão no momento seguinte ao fechamento da chave, resultado da ação do controle de tensão feito pelo sistema de excitação do gerador síncrono, que mantém a tensão controlada próxima à 1p.u. em regime permanente. Com relação à frequência, verifica-se uma queda acentuada decorrente do desbalanço entre potência elétrica e potência mecânica após a energização da carga. A atuação do regulador de velocidade aumenta a injeção de combustível e recupera a frequência do gerador diesel. A variação significativa na frequência, que atingiu um valor mínimo de aproximadamente 57,5Hz, ocorre devido à baixa inércia do gerador diesel, que implica em um ROCOF elevado.

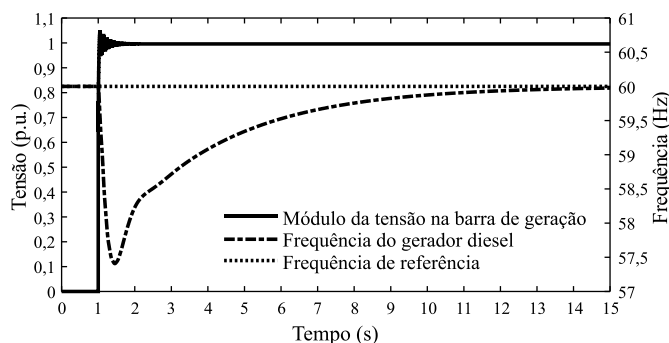


Figura 8. Tensão na barra de geração e frequência do gerador diesel.

B. Energização da Microrrede

A etapa de energização da rede de baixa tensão da microrrede é uma das mais críticas para o restabelecimento, pois implica em um degrau de carga elevado, devido à energização das cargas que ficam permanentemente conectadas à rede de distribuição de baixa tensão. Para testar a operação do sistema, a potência ativa associada ao bloco de carga 1, que representa

as cargas mencionadas, foi definida em 400kW. A unidade eólica foi sincronizada e conectada à barra de geração, fornecendo uma potência inicial de 50kW, com velocidade do rotor em 1,2p.u. e ângulo de passo da turbina de 8,95°, para vento de 10m/s. A carga local de 100kW é compartilhada pelas unidades de geração, de modo que o gerador diesel opera em 50kW, pois é responsável por realizar o balanço de potência do sistema. O impacto do restabelecimento da microrrede no comportamento da frequência é avaliado em dois cenários diferentes: unidade eólica operando sem o controle inercial proposto e unidade eólica operando com o controle inercial proposto.

A Fig. 9 apresenta a frequência da microrrede durante a energização do conjunto de cargas de 400kW, considerando os dois cenários adotados. O afundamento de frequência é significativamente reduzido com a atuação das malhas de controle suplementares aplicadas à unidade eólica, passando de aproximadamente 58,7Hz de frequência mínima para aproximadamente 50Hz. Este desempenho se deve em grande parte pela rapidez de resposta dos conversores da unidade eólica, aumentando a potência entregue à microrrede em um pequeno intervalo de tempo. Neste sentido, a parcela derivativa do controle inercial é de grande importância, pois a ação de controle derivativa é estabelecida a partir do ROCOF, que é máximo no momento inicial após a ocorrência do degrau de carga. Isso resulta em uma grande ação de controle já nos primeiros instantes, quando o erro de frequência ainda é baixo. Além disso, a antecipação da extração de potência do barramento CC, feita pela atuação da malha de controle inercial aplicada no inversor, colabora para que o desbalanço de potência da microrrede seja eliminado mais rapidamente.

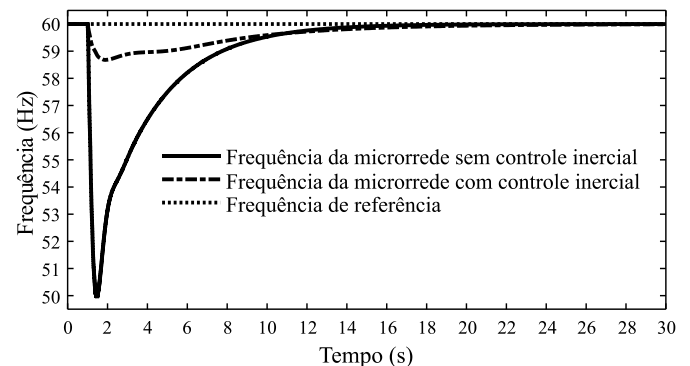


Figura 9. Frequência da microrrede durante a energização.

As potências elétricas fornecidas para a rede e as potências mecânicas no eixo do gerador diesel e da unidade eólica podem ser vistas na Fig. 10 e na Fig. 11, respectivamente. Quando o controle inercial da unidade eólica está desabilitado, o gerador diesel assume toda a carga e a unidade eólica mantém-se na potência inicial de 50kW. Já quando o controle inercial está habilitado, a unidade eólica fornece grande parte da potência de forma quase instantânea, reduzindo posteriormente a potência entregue à microrrede à medida que a frequência é restabelecida e o gerador diesel aumenta a sua geração. É importante salientar que a potência da turbina eólica aumenta gradativamente, o que está relacionado com a mudança do ponto de operação e a extração de energia cinética, levando a unidade eólica a trabalhar em um ponto de menor velocidade e maior extração de potência do vento.

A alteração na velocidade de operação da turbina eólica durante a contribuição inercial é mostrada na Fig. 12, sendo resultado da alteração na referência de velocidade pela ação de controle $AC_{iner,1}$ no retificador. Neste caso, a parcela integral do controle é importante para que a turbina se mantenha em uma velocidade menor, fornecendo em regime permanente a potência disponível no novo ponto de operação.

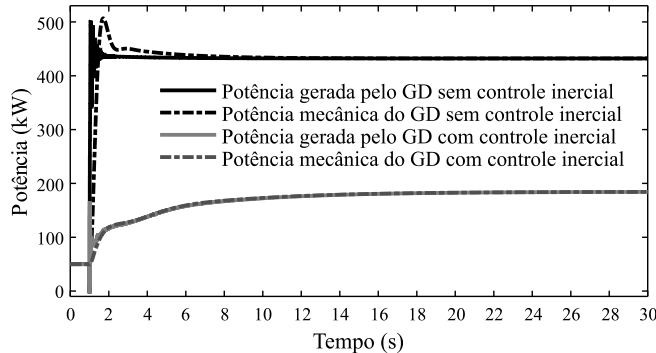


Figura 10. Potências do gerador diesel durante a energização da microrrede.

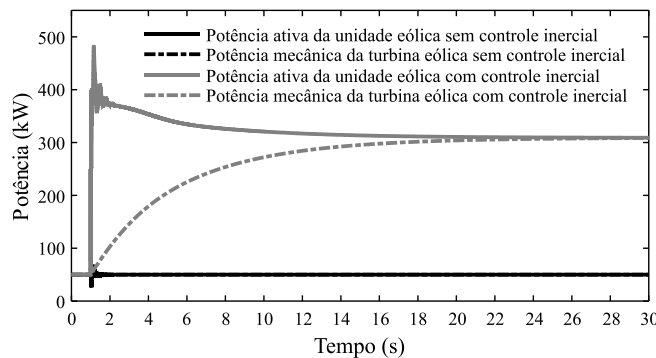


Figura 11. Potências da unidade eólica durante a energização da microrrede.

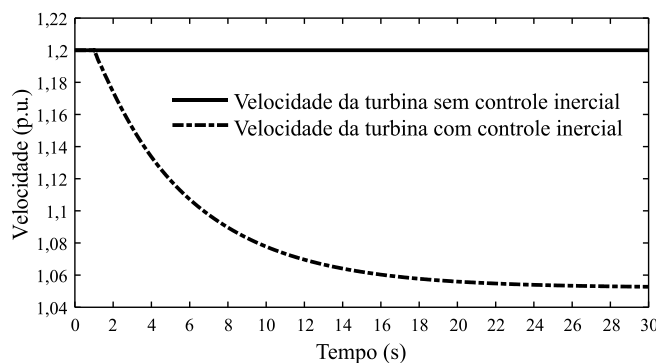


Figura 12. Velocidade da turbina durante a energização da microrrede.

V. CONCLUSÕES

O restabelecimento de microrredes ilhadas com alta inserção de geração eólica é uma tarefa de difícil execução, que apresenta desafios relacionados principalmente ao controle de frequência, decorrentes dos elevados desbalanços de potência sofridos pelo sistema. O controle proposto nesse trabalho mitiga o impacto negativo da energização de cargas de relativa elevada potência na frequência da microrrede, permitindo assim o restabelecimento de microrredes com alto nível de inserção de geração eólica.

Os resultados obtidos nos estudos realizados mostraram a efetividade das malhas de controle suplementares e das estratégias operacionais propostas. O controle inercial proporcionou uma melhoria significativa no desempenho do sistema na etapa de energização da microrrede, expressa na regulação de frequência. A operação da turbina eólica na região de sobrevelocidade também contribuiu, permitindo a extração de energia cinética da turbina ao mesmo tempo em que a potência mecânica extraída do vento aumenta.

REFERÊNCIAS

- [1] T. Lukasiewicz, R. V. Oliveira e G. G. Dranka, "Control of an islanded wind-diesel microgrid with high penetration level of wind generation," em *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2015.
- [2] B. Lasseter, "Microgrids," em *IEEE Power and Energy Society Winter Meeting*, Columbus, 2001.
- [3] D. E. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. H. Etemadi, C. A. Cañizares, R. Iravani, M. Kazerani, A. H. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saeedifard, R. Palma-Behnke, G. A. Jiménez-Estévez e N. D. Hatzigiorgiou, "Trends in microgrid control," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, pp. 1905-1920, Jul. 2014.
- [4] S. M. Ashabani e Y. A.-r. I. Mohamed, "New family of microgrid control and management strategies in smart distribution grids--analysis, comparison and testing," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, pp. 2257-2269, Set. 2014.
- [5] D. Nikolic, M. Negnevitsky, M. d. Groot, S. Gamble, J. Forbes e M. Ross, "Fast demand response as an enabling technology for high renewable energy penetration in isolated power systems," em *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2014.
- [6] G. Lalor, A. Mullane e M. O'Malley, "Frequency control and wind turbine technologies," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, pp. 1905-1913, Nov. 2005.
- [7] K. V. Vidyanandan e N. Senroy, "Primary frequency regulation by delayed wind turbines using variable droop," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, pp. 837-846, Mai. 2013.
- [8] I. D. Margaritis, S. A. Papathanassiou, N. D. Hatzigiorgiou, A. D. Hansen e P. Sorensen, "Frequency control in autonomous power systems with high wind power penetration," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, pp. 189-199, Abr. 2012.
- [9] Y. Wang, G. Delille, H. Bayem, X. Guillaud e B. Francois, "High wind power penetration in isolated power systems--assessment of wind inertial and primary frequency responses," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, pp. 2412-2420, Ago. 2013.
- [10] J. Dang e R. G. Harley, "Islanded microgrids black start procedures with wind power integration," em *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2013.
- [11] J. G. Sloopweg, W. H. Haan, H. Polinder e W. L. Kling, "General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, pp. 144-151, Fev. 2003.
- [12] G. G. Dranka, "Estratégia de controle para a operação ilhada autônoma de uma unidade eólica de geração associada a banco de baterias", dissertação de mestrado, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2014.
- [13] H. Wang, Z. Chen e Q. Jiang, "Optimal control method for wind farm to support temporary primary frequency control with minimised wind energy cost," *IET Renewable Power Generation*, vol. 9, pp. 350-359, 2015.
- [14] X. Yuan, F. Wang, D. Boroyevich, Y. Li e R. Burgos, "DC-link voltage control of a full power converter for wind generator operating in weak-grid systems," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, pp. 2178-2192, Set. 2009.
- [15] O. Anaya-Lara, N. Jenkins e M. Ekanayake, *Wind Energy Generation: Modelling and Control*, 1ª ed., Chichester: John Wiley and Sons, 2009.