

CONTROLE INERCIAL PARA O RESTABELECIMENTO DE MICRORREDES ILHADAS COM ALTO NÍVEL DE INSERÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA

ANDREI BORDIGNON, RICARDO V. DE OLIVEIRA, TIAGO LUKASIEVICZ

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR
Via do Conhecimento, Km 1, CEP 85503-390, Pato Branco - PR, Brasil

E-mails: bordignon.andrei@gmail.com, vasques@utfpr.edu.br, tiagol@utfpr.edu.br

Abstract— In systems exposed to islanded operation, the black start capability is essential to the restoration of the energy supply after the occurrence of a blackout. The black start is usually a difficult operational event, since significant power imbalances may occur in the system. The present work proposes operational and control strategies that make possible the black start of wind-diesel microgrids with high penetration level of wind generation. Two supplementary control loops are added to the static converters of the wind unit to contribute with the frequency regulation during the microgrid black start. The performance of the system is compared in two different operation modes, diesel generator operating in V/f control and wind turbine operating in V/f control. Results obtained by means of non-linear time domain simulations are presented, showing the effectiveness of the proposed strategies and the good performance of the supplementary control loops.

Keywords— Inertial control, wind energy generation, microgrids, microgrids black start, wind-diesel hybrid systems.

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 ocorrer. O presente trabalho propõe estratégias operacionais e de controle que possibilitam a execução do processo de restabelecimento em microrredes híbridas eólico-diesel com alto nível de 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. O desempenho do sistema é comparado em dois modos de operação distintos, gerador diesel operando em modo V/f e unidade eólica operando em modo V/f. 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.

1 Introdução

A difusão da geração distribuída, bem como a crescente expansão do uso de energias renováveis, como a energia eólica, têm contribuído para a disseminação de microrredes (Lukasiewicz, Oliveira e Dranka, 2015). Uma microrrede é um conjunto de geradores de pequeno porte, 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 (Lasseter, 2001). A operação ilhada 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 (Olivares *et al.*, 2014). A regulação de frequência durante o restabelecimento de microrredes ilhadas, após a ocorrência de um desligamento, é uma tarefa mais crítica que na operação normal. A dificuldade se faz principalmente pelo desbalanço de carga que o sistema pode sofrer, geralmente mais elevado que os degraus de carga relativos à operação normal (Dang e Harley, 2013).

Diferentemente dos sistemas de potência de grande porte, que possuem um grande número de geradores síncronos convencionais e, conseqüentemente, inércia elevada, as microrredes geralmente têm baixa inércia, especialmente quando grande parte da geração é conectada à rede através de conversores estáticos de energia, como são as unidades eólicas de velocidade variável baseadas em conversor pleno (Olivares *et al.*, 2014). Embora o rotor da turbina eólica e o gerador em

rotação armazenem grande quantidade de energia cinética, suas dinâmicas são desacopladas da rede pelo conversor. A baixa inércia equivalente das microrredes reflete em elevadas taxas de variação de frequência (ROCOF, do inglês, *Rate of Change of Frequency*) durante variações de carga e vento no sistema (Vidyanandan e Senroy, 2013).

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 síncronos convencionais é limitada e degraus de carga elevados podem ser eventos típicos em microrredes (Margaris *et al.*, 2012). A contribuição de unidades eólicas na regulação de frequência é realizada pela implementação de malhas de controle suplementares, que têm papel de identificar excursões de frequência e interagir na potência fornecida (Wang *et al.*, 2013).

Em microrredes onde a geração eólica é dominante, uma alternativa para realizar o controle de frequência é operar a unidade eólica no modo seguidor de carga (em inglês, *load-following*), conhecido como modo de controle V/f, ficando essa unidade de geração responsável por promover o balanço de potência entre carga e geração. Neste caso, a unidade eólica gera somente a potência requerida pela carga e não provoca excursões de frequência ou tensão significativas decorrentes de variações na potência gerada (Colson e Nehrir, 2010). A frequência e a magnitude da tensão do sistema não sofrem desvios significativos pelo fato do conversor estático da unidade eólica ser bastante rápido e efetivo no controle dessas grandezas. Nessa forma de controle,

quem sofre excursões significativas durante desbalanços de potência é a tensão no barramento CC da unidade eólica, sendo necessário utilizar dispositivos que auxiliem no controle dessa grandeza.

No contexto previamente discutido, este trabalho aborda o problema do restabelecimento em uma microrrede ilhada 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 quando o gerador diesel opera em modo V/f, utilizando a energia cinética armazenada na turbina eólica; 3) Proposição de uma malha de controle suplementar às malhas de controle da unidade eólica para contribuir com a regulação da tensão do barramento CC quando a unidade eólica opera em modo V/f, utilizando a energia cinética armazenada na turbina eólica; 4) Comparação do desempenho do sistema durante o restabelecimento da microrrede para as duas possibilidades de controle V/f, controle pelo gerador a diesel e pela unidade eólica.

O artigo está estruturado da seguinte forma: a Seção 2 apresenta fundamentos a respeito de geração eólica em microrredes; na Seção 3 são propostas as estratégias operacionais e de controle utilizadas no restabelecimento da microrrede; os resultados obtidos são mostrados na Seção 4; a Seção 5 apresenta as conclusões.

2 Geração Eólica em Microrredes

2.1 Modelo da Turbina Eólica

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

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

onde ρ_{ar} é a densidade do ar, A é a área de varredura do rotor, C_p é o coeficiente de potência 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 da seguinte forma (Slootweg *et al.*, 2003):

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

sendo

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

onde λ é a velocidade específica da turbina (em inglês, *Tip Speed Ratio*) e β é o ângulo de passo das pás.

2.2 Operação da Unidade Eólica

A Figura 1 relaciona a curva de potência típica de uma unidade eólica de velocidade variável com relação à velocidade do vento, mostrando as zonas da turbina eólica. Normalmente, as turbinas possuem um vento de partida de 5m/s e um vento máximo de parada de 25m/s (Anaya-Lara *et al.*, 2009). 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 da energia eólica. A zona 4 é composta pela operação na velocidade máxima da turbina, não podendo mais seguir o ponto de máxima potência. 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 (Wang, Chen e Jiang, 2015).

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 podem ser exploradas: região de subvelocidade e região de sobrevelocidade (Yuan *et al.*, 2009). A Figura 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 implica em quanto a potência fornecida pode variar sem que a unidade eólica ultrapasse seus limites de velocidade e potência nominal.

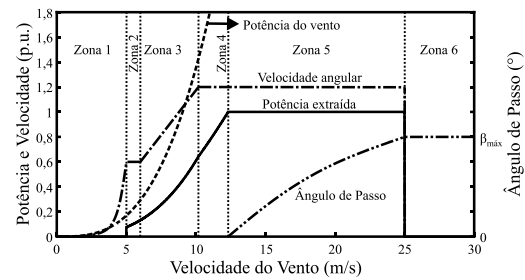


Figura 1. Zonas de operação de unidades eólicas.

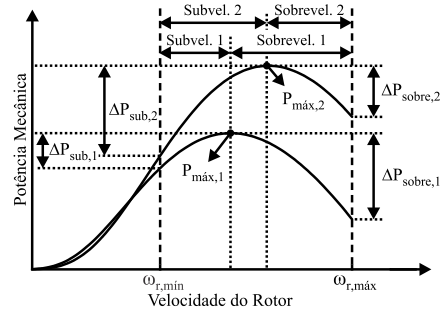


Figura 2. Regiões de Sub e Sobrevelocidade.

2.3 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 (Wang, Chen e Jiang, 2015). Basicamente, dois tipos de controladores são empregados para este fim, o controle inercial e o controle *droop* (Wang *et al.*, 2013).

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 (Wang *et al.*, 2013). 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 (Margaris *et al.*, 2012). 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.

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 (Margaris *et al.*, 2012). 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.

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, pelo 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 maior potência no novo ponto de operação, a energia cinética pode ser utilizada para contribuir com o controle de frequência sem precisar ser recomposta.

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

3 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 da microrrede adotada são ilustrados na Figura 3. Seguindo a numeração da figura em questão em ordem crescente, tem-se: gerador diesel;

unidade eólica com conversor pleno; barra de geração; rede de baixa tensão da microrrede; e cargas.

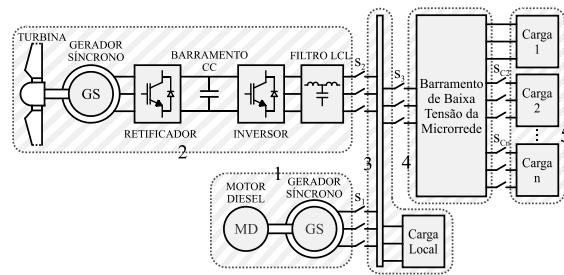


Figura 3. Topologia da Microrrede.

Os procedimentos de partida propostos para a microrrede não serão detalhados por limitações de espaço do artigo. De forma generalista, a operação de restabelecimento consiste em iniciar a unidade eólica e o gerador diesel, alimentar a barra de geração e a carga local e energizar o barramento da microrrede. As estratégias de controle propostas têm foco na etapa de energização da microrrede, a qual apresenta as maiores dificuldades de execução, devido ao elevado degrau de carga aplicado ao sistema. As estratégias de controle são formuladas baseando-se na possibilidade de controlar a tensão e a frequência da microrrede pelo gerador diesel ou pela unidade eólica.

3.1 Gerador Diesel no Modo V/f

A estratégia de controle proposta neste caso 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 da turbina eólica, para contribuir com a regulação de frequência na ocorrência de degraus de carga. Neste modo de operação, o controle suplementar é necessário pelo fato do gerador síncrono não ser capaz de regular adequadamente a frequência devido a sua baixa inércia.

O controle inercial proposto atua sobre a malha de controle de velocidade adicionada ao retificador da unidade eólica, 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 e desacelerando a turbina. 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 Figura 4.a 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 Figura 4.b mostra a inclusão do sinal de controle $AC_{iner,1}$ no retificador da unidade eólica e a Figura 4.c mostra a adição do sinal $AC_{iner,2}$ no inversor. A parcela derivativa dos controladores tem o objetivo de gerar uma ação de controle baseada no ROCOF. A parcela integral de $AC_{iner,1}$ é necessária para manter a velocidade da turbina em regime permanente no valor final atingido.

É importante destacar que o sinal de controle inserido nas malhas de controle do inversor ($AC_{iner,2}$) tem atuação somente em regime transitório, 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 (Figura 4.c), 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.

3.2 Turbina Eólica no Modo V/f

Com a turbina eólica no modo V/f, uma malha de controle suplementar é adicionada às malhas de controle do retificador, cuja ação de controle deriva do erro de tensão no barramento CC. Assim como no caso anterior, o objetivo é aproveitar a energia cinética disponível no rotor através da redução na velocidade. Quando o degraú de carga decorrente da energização da microrrede é sentido, o inversor da unidade eólica passa a extrair do barramento CC a potência necessária para suprir a demanda da carga, o que resulta em uma queda na tensão do barramento CC. O controle inercial proposto atua a partir do erro de tensão do barramento CC para diminuir a referência de velocidade da turbina e aumentar a potência elétrica extraída do gerador, aumentando, à medida que o rotor desacelera, a potência mecânica disponível no eixo da turbina e, consequente-

mente, a potência entregue à rede. Esta malha de controle suplementar também é necessária para evitar que a tensão no barramento CC reduza a ponto de causar o desligamento do conversor.

Uma segunda malha de controle suplementar é inserida nas malhas de controle do gerador diesel, proposta por Lukasiewicz, Oliveira e Dranka (2015). Esta malha suplementar também têm origem no erro de tensão do barramento CC e é responsável por habilitar o gerador diesel a contribuir com a regulação de tensão do barramento CC, fornecendo mais potência ao sistema e induzindo o inversor da unidade eólica a reduzir a potência extraída do barramento CC.

A Figura 5.a mostra o controlador suplementar proposto, onde a ação de controle que atua no retificador é denominada de $AC_{iner,1}$, assim como no caso anterior. A Figura 5.b mostra a inclusão do sinal de controle $AC_{iner,1}$ no retificador da unidade eólica e a Figura 5.d mostra a malha de controle suplementar que atua na malha de controle de potência ativa do gerador diesel, baseada no erro de V_{cc} .

4 Resultados e Discussão

A estratégia operacional e as malhas de controle propostas foram avaliadas e validadas por meio da execução das etapas do processo de restabelecimento. Neste artigo são apresentados apenas os resultados referentes à etapa de energização da microrrede, que corresponde à energização de um conjunto de carga com potência relativamente elevada.

As avaliações e validações foram realizadas por meio de simulações no domínio do tempo envolvendo o modelo não linear da microrrede adotada. O software

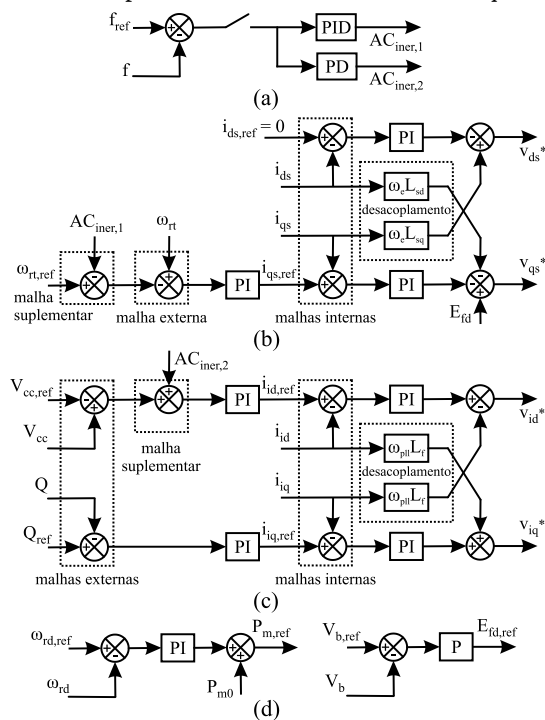


Figura 4. Malhas de controle do sistema com o gerador diesel em modo de controle V/f: (a) controle inercial; (b) retificador da unidade eólica; (c) inversor da unidade eólica; (d) gerador diesel.

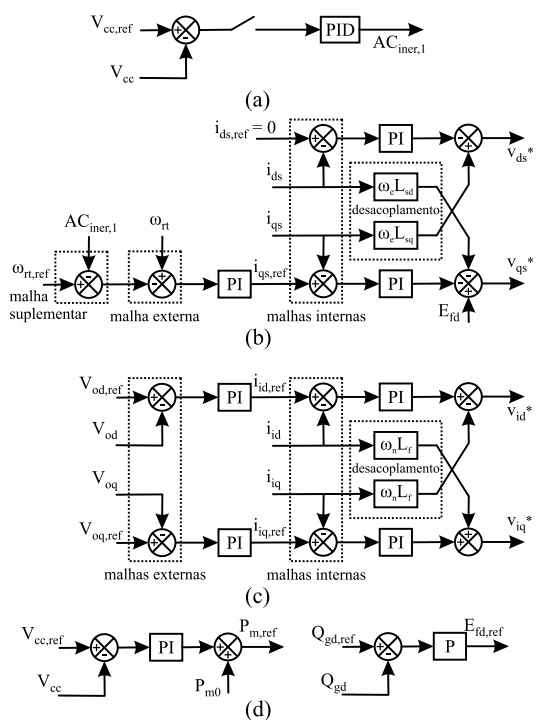


Figura 5. Malhas de controle do sistema com a unidade eólica em modo de controle V/f: (a) controle inercial; (b) retificador da unidade eólica; (c) inversor da unidade eólica; (d) gerador diesel.

Matlab® foi utilizado para realizar as simulações, onde o algoritmo de resolução de equações diferenciais ODE23s é a base para a execução das simulações, escritas na interface de programação do software. O gerador diesel e a unidade eólica que fazem parte da microrrede possuem potências nominais de 500 kW e 1,5 MW, 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 (Anaya-Lara *et al.*, 2009). As cargas da microrrede são representadas por um modelo do tipo impedância constante. A microrrede completa é representada por um modelo não linear de ordem 31.

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 avaliar o controle proposto, a potência ativa associada ao bloco de carga 1 (Figura 3), que representa as cargas mencionadas, foi definida em 400 kW. A unidade eólica opera conectada à barra de geração, fornecendo uma potência inicial de 50 kW, com velocidade do rotor em 1,2 p.u. e ângulo de passo de $8,95^\circ$, para vento de 10 m/s. A carga local de 100 kW é compartilhada pelas unidades de geração, de modo que o gerador diesel opera em 50 kW. O impacto do restabelecimento da microrrede no comportamento da frequência e da tensão no barramento CC é avaliado nos dois modos de controle estudados: gerador diesel operando em modo V/f (com e sem controle inercial); unidade eólica operando em modo V/f (com e sem controle inercial).

A Figura 6 apresenta a frequência da microrrede e a Figura 7 apresenta a tensão no barramento CC durante a energização do conjunto de cargas de 400 kW, considerando os dois cenários adotados. Quando o gerador diesel está no modo V/f tem-se uma redução significativa no afundamento de frequência com a atuação das malhas de controle suplementares aplicadas à unidade eólica, passando de 51,1 Hz de frequência mínima para 58,7 Hz. 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. 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. A tensão no barramento CC sofre uma pequena redução devido à ação de controle $AC_{inert,2}$, atingindo 1074 V, porém fica distante de atingir o limite de funcionamento dos conversores. Já quando a unidade eólica opera no modo V/f, a frequência da microrrede permanece constante. A tensão no barramento CC sofre um afundamento maior que no caso anterior, porém o controle inercial faz com que esse afundamento seja significativamente reduzido, passando de 823,7 V de tensão mínima para 1040 V.

Sem o controle inercial proposto, em ambos os modos de operação, a microrrede seria desligada pela atuação da proteção, devido aos afundamentos de fre-

quência e tensão do barramento CC. Com o gerador diesel em modo V/f a frequência mínima atingida é inferior aos limites de frequência adotados por normas internacionais, como por exemplo a IEEE Standard 1547 (2003). No caso em que a unidade eólica opera em modo V/f, a proteção dos conversores atuaria por subtensão no barramento CC, o que está relacionado com o índice de modulação PWM máximo que pode ser alcançado e que varia de acordo com a técnica de modulação empregada (Zhou e Wang, 2002).

As Figuras 8 e 9 mostram as potências do gerador diesel e da unidade eólica, 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 50 kW. Já quando o controle inercial está habilitado, a unidade eólica for-

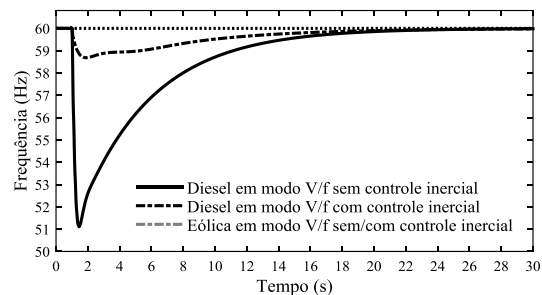


Figura 6. Frequência da microrrede.

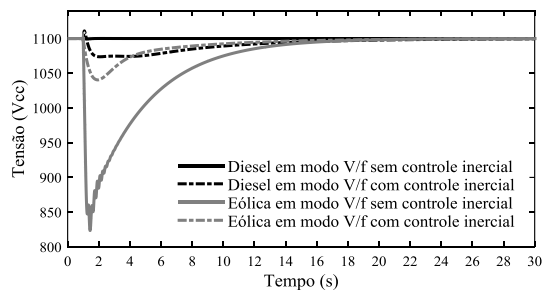


Figura 7. Tensão do barramento CC da unidade eólica.

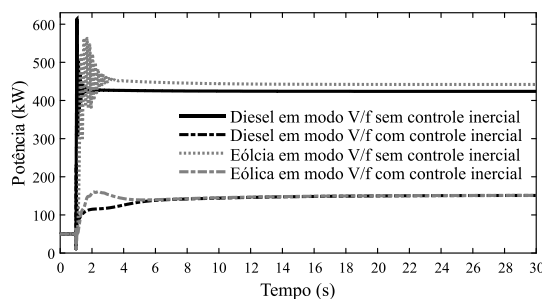


Figura 8. Potência do gerador diesel.

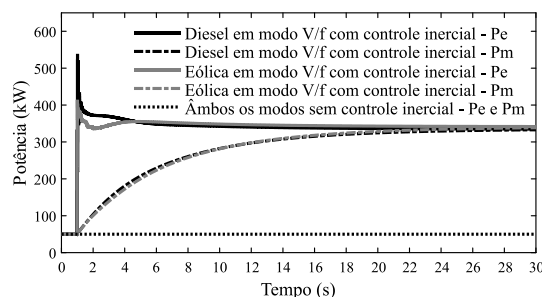


Figura 9. Potências elétrica e mecânica da unidade eólica.

nece grande parte da potência de forma quase instantânea, reduzindo posteriormente a potência entregue à microrrede à medida que a frequência ou a tensão no barramento CC são restabelecidas e o gerador diesel aumenta a sua geração. O aumento gradativo da potência mecânica da unidade eólica está relacionado com a mudança do ponto de operação e a extração de energia cinética da turbina eólica, levando a unidade eólica para um ponto de menor velocidade e maior potência.

A alteração na velocidade da turbina eólica durante a contribuição inercial é mostrada na Figura 10, sendo resultado da alteração na referência de velocidade pela ação de controle $AC_{iner,1}$ no retificador. Em ambos os casos, a parcela integral do controle é fundamental para que a turbina se mantenha em uma velocidade menor, fornecendo em regime permanente a potência disponível no novo ponto de operação.

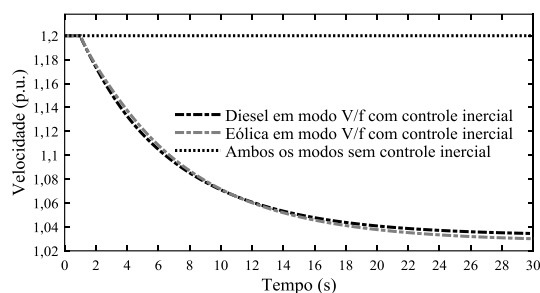


Figura 10. Velocidade do rotor da turbina eólica.

5 Conclusão

O restabelecimento de microrredes ilhadas com alta inserção de geração eólica é uma tarefa de difícil execução. Os controles propostos nesse trabalho mitigam o impacto negativo da energização de cargas de relativa elevada potência na frequência da microrrede e na tensão do barramento CC da unidade eólica, permitindo assim o restabelecimento de microrredes com alta inserção de geração eólica.

Os resultados obtidos nos estudos realizados mostraram a efetividade das malhas de controle suplementares propostas. O controle inercial proporcionou uma melhoria significativa no desempenho do sistema em ambos os modos de operação, expressa na regulação da frequência e da tensão do barramento CC. 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. A comparação entre os modos de controle mostra que a operação da unidade eólica em modo V/f é mais vantajosa do ponto de vista da qualidade da energia, pois a frequência permanece constante mediante variações de carga.

Referências Bibliográficas

- Anaya-Lara, O.; Jenkins, N.; Ekanayake, J.; Cartwright, P. e Hughes, M. (2009). Wind Energy Generation: Modelling and Control. John Wiley and Sons, Chichester.
- Colson, C.M. e Nehrir M.H. (2010). Load-Following for Wind Turbines with Permanent Magnet Synchronous Generators. North American Power Symposium, p. 8.
- Dang, J. e Harley, R.G. (2013). Islanded Microgrids Black Start Procedures with Wind Power Integration. IEEE Power and Energy Society General Meeting, p. 5.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers (2003). IEEE Std 1547-2003: standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. IEEE, Nova York.
- Lasseter, B. (2001). Microgrids. IEEE Power and Energy Society Winter Meeting, p. 4.
- Lukasiewicz, T.; Oliveira, R.V. e Dranka, G.G. (2015). Control of an Islanded Wind-Diesel Microgrid with High Penetration Level of Wind Generation. IEEE Power and Energy Society General Meeting, p. 5.
- Margaris, I.D.; Papathanassiou, S.A.; Hatzigargyriou, N.D.; Hansen, A.D. e Sorensen, P. (2012). Frequency Control in Autonomous Power Systems with High Wind Power Penetration. IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 3, No. 2, pp. 189-199.
- Olivares, D.E.; Mehrizi-Sani, A.; Etemadi, A.H.; Cañizares, C.A.; Iravani, R.; Kazerani, M. Hajimiragha, A.H.; Gmois-Bellmont, O.; Saadifard, R.; Palma-Behnke, R.; Jiménez-Estévez, G.A. e Hatzigargyriou, N.D. (2014). Trends in Microgrid Control. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 5, No. 4, pp. 1905-1920.
- Slootweg, J.G.; Haan, W.H.; Polinder, H. e Kling, W.L. (2003). General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 1, pp. 144-151.
- Vidyanandan, K.V. e Senroy, N. (2013). Primary Frequency Regulation by Deloaded Wind Turbines Using Variable Droop. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28, No. 2, pp. 837-846.
- Wang, H.; Chen, Z. e Jiang, Q. (2015). Optimal Control Method for Wind Farm to Support Temporary Primary Frequency Control with Minimised Wind Energy Cost. IET Renewable Power Generation, Vol. 9, No. 4, pp. 350-359.
- Wang, Y.; Dellile, G.; Bayem, H.; Guillaud, X. e Francois, B. (2013). High Wind Power Penetration in Isolated Power Systems--Assessment of Wind Inertial and Primary Frequency Responses. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28, No. 3, pp. 2412-2420.
- Yuan, X.; Wang, F.; Boroyevich, D.; Li, Y. e Burgos, R. (2009). DC-Link Voltage Control of a Full Power Converter for Wind Generator Operating in Weak-Grid Systems. IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 24, No. 9, pp. 2178-2192.
- Zhou, K. e Wang, D. (2002). Relationship between space-vector modulation and three-phase carrier-based PWM: a comprehensive analysis. IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 49, No. 1, pp. 186-196.