

CONTROLE AUXILIAR DE FREQUÊNCIA PARA MICRORREDES ILHADAS COM BAIXA INÉRCIA EQUIVALENTE

BRUNO A. BASTIANI, RICARDO V. DE OLIVEIRA, ANDREI BORDIGNON, CÉSAR R. C. TORRICO

*Depto. de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Via do Conhecimento, Km 1, 85503-390, Pato Branco, PR, BRASIL*

*E-mails: bbastiani@hotmail.com, vasques@utfpr.edu.br,
bordignon.andrei@gmail.com, cesartorrico@utfpr.edu.br*

Abstract — Islanded and geographically isolated microgrids, with high penetration of wind and solar generation, usually have low equivalent moment of inertia associated with the distributed synchronous generators. Due to this low equivalent inertia, typical load variations in the microgrid generally result in large frequency deviations. In this case, one of the greatest operational challenge is to maintain the microgrid frequency within acceptable limits, preventing the action of the protection system and the consequent microgrid shutdown. In this context, this paper proposes a supplementary frequency control to assist the frequency control in islanded and isolated microgrids with low equivalent inertia. The proposed control takes advantage of the fact that the power of the typical loads varies according to the voltage magnitude of the system. The proposed supplementary control loop, added to the reference of the generator voltage regulator, varies the generator voltage reference in a bounded way in order to modify the magnitude of the voltage applied to system loads. The proposed control structure is relatively simple and the designed controller was effective in the auxiliary control of the microgrid frequency, significantly reducing the magnitude of the frequency deviations and settling time of the microgrid frequency.

Keywords — Microgrids, frequency control, islanded operation, wind power generation.

Resumo — As microrredes ilhadas ou isoladas geograficamente, com elevada inserção de geração eólica e solar, geralmente apresentam baixo momento de inércia equivalente associado aos geradores síncronos distribuídos. Devido a essa baixa inércia equivalente, as variações típicas de carga na microrrede geralmente resultam em grandes variações de frequência. Nesse caso, o grande desafio operacional é manter a frequência da microrrede dentro de limites permitidos, evitando assim a atuação do sistema de proteção e o consequente desligamento da microrrede. Nesse contexto, o presente trabalho propõe um controle suplementar de frequência para auxiliar o controle tradicional de frequência em microrredes ilhadas ou isoladas com baixa inércia equivalente. O controle proposto explora o fato de que a potência consumida pelas cargas elétricas típicas varia em função da variação da magnitude da tensão aplicada sobre elas. A malha de controle suplementar proposta, adicionada na referência do regulador de tensão do gerador síncrono, varia de forma restrita a referência de tensão do gerador síncrono, de modo a alterar a magnitude da tensão aplicada sobre as cargas do sistema. A estrutura do controle proposta é relativamente simples e o controlador projetado se mostrou efetivo no controle auxiliar da frequência, reduzindo de forma significativa a magnitude dos desvios de frequência e o tempo de restabelecimento da frequência.

Palavras-chave — Microrredes, controle de frequência, operação ilhada, geração eólica.

1 Introdução

O conceito de microrrede advém da disseminação de unidades de geração distribuída e da expansão do uso de energias renováveis. Uma microrrede é caracterizada por um conjunto de cargas e unidades de geração distribuída, podendo ou não possuir dispositivos de armazenamento de energia, que opera como uma entidade única controlada (Olivares *et al.*, 2014; Lukaszewicz *et al.*, 2015).

A ocorrência de curtos-circuitos ou falhas no sistema de potência principal pode resultar na operação ilhada da microrrede. No caso de microrredes geograficamente isoladas, também ocorre a operação autônoma desconectada do sistema principal. Tanto na operação ilhada quanto na operação isolada é necessário manter a magnitude e a frequência da tensão dentro de limites definidos pelas normas técnicas e normas regulamentadoras, de forma a evitar que a proteção desligue as unidades de geração (Thale e Agarwal, 2011).

A operação de microrredes ilhadas ou isoladas impõe uma série de desafios relacionados ao controle e operação das unidades de geração. O controle de frequência é um dos maiores problemas da operação

ilhada de microrredes. A típica baixa inércia das pequenas unidades de geração implica em elevada taxa de variação de frequência (ROCOF, do Inglês, *Rate of Change of Frequency*) e elevados desvios de frequência, nos casos de variações típicas e atípicas de carga (Tielens e van Hertem, 2012).

Em casos onde há grande inserção de unidades geradoras baseadas em fontes renováveis, os desvios de frequência do sistema em geral são maiores comparados a sistemas somente com unidades de geração convencionais baseadas em gerador síncrono. Isto se deve ao fato das unidades de geração baseadas em fontes renováveis geralmente não contribuírem com a inércia total do sistema. Mais informações sobre o impacto da geração eólica e fotovoltaica em sistemas ilhados podem ser encontradas em (Tielens e van Hertem, 2012).

As grandes variações de frequência podem levar à atuação dos dispositivos de proteção e à desconexão das unidades geradoras do sistema. O adequado controle de frequência em microrredes com baixa inércia equivalente geralmente requer o uso de estratégias auxiliares de controle. Comumente utiliza-se dispositivos de armazenamento de energia em microrredes ilhadas ou isoladas geograficamente com o objetivo de suprir as variações instantâneas de carga do sistema,

porém, sua instalação e manutenção envolvem altos custos (Xu *et al.*, 2015).

Neste contexto, este trabalho propõe um sistema de controle auxiliar de frequência para microrredes híbridas eólica-diesel, com predominância de geração eólica, operando em modo ilhado ou isolado. O controle proposto dispensa o uso de equipamentos de armazenamento de energia. O controle auxiliar proposto atua de forma restrita na tensão terminal do gerador diesel, impactando de forma direta na potência ativa consumida pelas cargas da microrrede.

2 Operação e Controle de Microrredes

A operação de microrredes ilhadas ou isoladas requer estratégias operacionais e de controle específicas que dependem da potência nominal e das características construtivas das unidades de geração. Há diferentes estratégias de controle empregadas nas unidades de geração distribuída (GD). Algumas unidades de geração possuem malhas de controle apenas para o controle de potência ativa e reativa, o que permite as unidades de geração operarem no modo P-Q. Outras unidades de geração possuem malhas de controle que regulam a tensão e a frequência, o que permite a unidade de geração operar no modo V-f. A utilização do modo de operação adequado para cada unidade de geração é fundamental para possibilitar o adequado controle da tensão e frequência da microrrede.

Em microrredes operando de forma conectada ao sistema principal, as unidades de geração geralmente operam no modo P-Q (ou seja, controla-se o despacho de potência ativa e reativa das unidades de geração), uma vez que a tensão e frequência são impostas pelo sistema de potência principal ao qual a microrrede está conectada. O controle das microrredes pode ser feito de forma centralizada ou descentralizada. Em uma estrutura de controle descentralizada, cada unidade geradora presente na microrrede possui um sistema de controle local, o qual usa informações obtidas localmente para o controle da unidade de geração durante a ocorrência de eventos, evitando assim a necessidade de comunicação com outras fontes de geração (Hatzigargyriou, 2013). O controle centralizado, que recebe e envia sinais para várias partes da microrrede, tem o objetivo de reduzir o custo da energia elétrica para o consumidor final. Para isso, o sistema de controle centralizado promove o despacho ótimo de potência elétrica nas diversas unidades de geração da microrrede (Hatzigargyriou, 2013).

A operação ilhada da microrrede requer que pelo menos uma das unidades de geração opere no modo V-f. A operação da microrrede com apenas uma unidade de geração em modo V-f e todas as outras no modo P-Q é comumente chamada de operação mestre-escravo, pois uma unidade dita a frequência e tensão da microrrede e as outras apenas injetam potência ativa e reativa na microrrede. As microrredes ilhadas também podem operar no modo multi-mestre, onde várias unidades de geração operam em paralelo no

modo V-f (Hatzigargyriou, 2013). Nesse trabalho considera-se uma microrrede ilhada operando no modo mestre-escravo, onde a unidade diesel opera no modo V-f e a unidade eólica opera no modo P-Q.

3 Topologia e Modelo da Microrrede Considerada

Nesta seção descreve-se a topologia e o modelo da microrrede adotada neste estudo. O modelo é descrito de forma sucinta devido à limitação de espaço do artigo. A Figura 1 apresenta a topologia da microrrede híbrida eólica-diesel utilizada, juntamente com a malha de controle proposta.

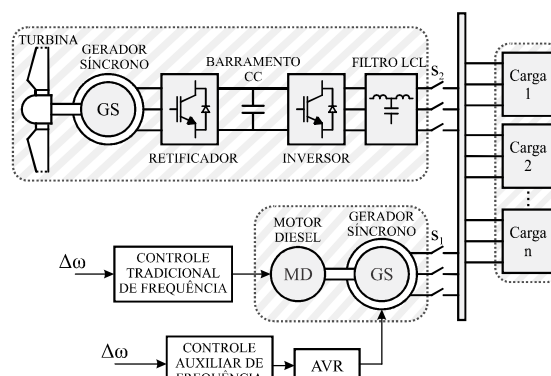


Figura 1. Diagrama esquemático da microrrede com a malha de controle proposta.

A microrrede é representada por um modelo em espaço de estados de ordem 29. O modelo dinâmico completo da microrrede é composto pelos modelos matemáticos da unidade de geração a diesel, da unidade eólica de geração e das cargas.

A unidade de geração eólica opera com velocidade variável. O gerador utilizado na unidade eólica é um gerador síncrono com excitação independente. O gerador conecta-se à microrrede por meio de um conversor estático do tipo *back-to-back* e um filtro LCL.

A unidade de geração a diesel é composta por um motor de combustão interna movido a diesel e um gerador síncrono. Este opera em modo V-f quando a microrrede encontra-se ilhada. Através do motor diesel regula-se a frequência da microrrede e um regulador automático de tensão (AVR, do Inglês, *Automatic Voltage Regulator*) regula a tensão da microrrede.

3.1 Gerador Síncrono

O modelo matemático utilizado para representar o gerador síncrono da unidade eólica e da unidade a diesel é o modelo da máquina síncrona de polos salientes desconsiderando o enrolamento amortecedor. O modelo elétrico do gerador é representado por três variáveis de estado, correntes do estator (i_{ds} e i_{qs}) e a corrente do enrolamento de campo (i_{fd}). O modelo mecânico do gerador é representado por duas variáveis de estado, velocidade angular e ângulo do rotor do gerador. Mais detalhes podem ser obtidos em (Anaya-Lara *et al.*, 2011).

O sistema de excitação de ambos os geradores síncronos, juntamente com o regulador automático de

tensão (AVR), é representado por um modelo de primeira ordem, o qual representa a dinâmica da excitatriz do tipo estática (Demello e Concordia, 1969). O sistema de excitação da unidade eólica e da unidade diesel opera regulando a tensão terminal do gerador por meio de um controlador proporcional, conforme apresentado no diagrama de blocos da Figura 2a.

O gerador síncrono da unidade a diesel tem sua velocidade controlada por um controlador PI (proporcional integral), conforme ilustrado na Figura 2b. O controle de velocidade do gerador síncrono da unidade eólica é discutido na subseção 3.2.

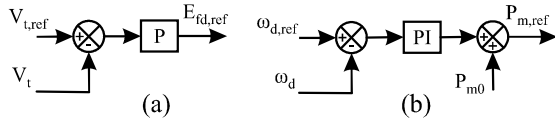


Figura 2. Malhas de controle do gerador síncrono.

3.2 Unidade Eólica de Geração

Considera-se o conjunto turbina-gerador como uma única massa girante, sendo o mesmo representado por um modelo mecânico de primeira ordem, onde a variável de estado é a velocidade da turbina (ω_{rt}) (Stavrakakis e Kariniotakis, 1995).

A potência mecânica extraída pela unidade eólica depende de sua velocidade de operação, a qual pode ser controlada pelo controle de *pitch angle* ou pelo conversor estático do lado do gerador (CLG). O CLG, cuja dinâmica de chaveamento é desprezada, utiliza a estratégia de controle de torque constante para controle da potência extraída do gerador síncrono. Esse sistema de controle baseia-se em duas malhas de controle para o controle das correntes do estator do gerador síncrono da unidade eólica (i_{ds} e i_{qs}) e uma malha externa para o controle da velocidade do gerador síncrono (ω_{rt}) (Anaya-Lara *et al.*, 2011). O modelo do CLG, na forma de diagrama de blocos, é apresentado na Figura 3.

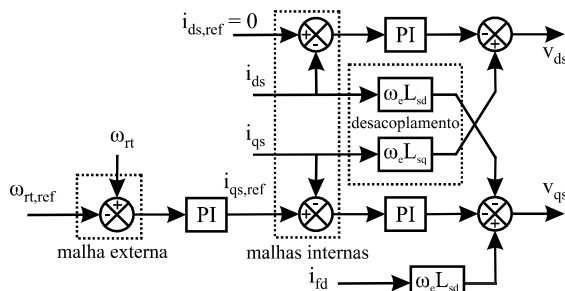


Figura 3. Malhas de controle do conversor do lado do gerador.

O conversor do lado da rede (CLR) regula a tensão no barramento CC e a potência reativa injetada na microrrede. As quatro malhas de controle do CLR são apresentadas na Figura 4, onde as duas malhas externas são responsáveis pela regulação da tensão do barramento CC e potência reativa, e as malhas subsequentes regulam a corrente injetada na microrrede. O CLR é controlado no modo PQ. O conversor conecta-se à microrrede através de um filtro LCL, representado por um modelo de 6ª ordem. Mais informações podem ser obtidas em (Liserre *et al.*, 2005).

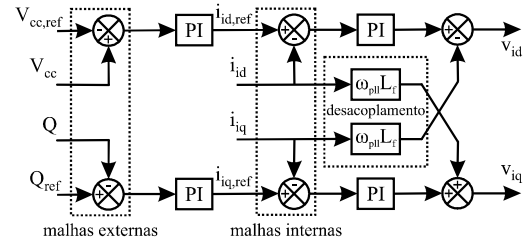


Figura 4. Malhas de controle do conversor do lado da rede.

3.3 Motor de Combustão a Diesel

O modelo de primeira ordem do motor de combustão interna é dado por (Papathanassiou e Papadopoulos, 2001):

$$\frac{dP_m}{dt} = \frac{1}{T_m} (P_{m,ref} - P_m). \quad (1)$$

Em (1), P_m é potência mecânica no eixo do motor, $P_{m,ref}$ é a potência mecânica de referência do motor e T_m é a constante de tempo do motor, que representa a dinâmica da relação entre a ação do atuador de combustível e a potência mecânica gerada no eixo do motor.

3.4 Carga

Para a representação das cargas conectadas à microrrede utiliza-se o modelo estático de carga. Este modelo adotado representa a característica da potência ativa e reativa das cargas em função da magnitude da tensão e da frequência do sistema. O modelo adotado é o modelo polinomial ZIP (Price *et al.*, 1993) composto por três tipos de carga. Tem-se a parcela de impedância constante (Z), a parcela de corrente constante (I) e a parcela de potência (P). Como observa-se nas equações (2) e (3) a potência elétrica ativa e reativa das cargas varia de acordo com a tensão e a frequência da rede, onde o coeficiente do termo quadrático representa a parcela Z, o coeficiente do termo linear representa a parcela I e o termo constante representa a parcela P. Neste trabalho, despreza-se a variação da potência com relação a frequência, uma vez que as variações de frequência do sistema serão pequenas, devido ao controlador suplementar de frequência (Wang *et al.*, 2010).

$$P = P_o \left(\frac{a_p V^2}{V_o} + \frac{b_p V}{V_o} + c_p \right) \left(1 + \frac{f}{f_o} \right). \quad (2)$$

$$Q = Q_o \left(\frac{a_q V^2}{V_o} + \frac{b_q V}{V_o} + c_q \right) \left(1 + \frac{f}{f_o} \right). \quad (3)$$

4 Estratégia de Controle Proposta

A estratégia de controle proposta para o controle auxiliar de frequência explora a característica das cargas dependentes da tensão. Ou seja, explora o fato de que a potência consumida pelas cargas elétricas típicas varia em função da magnitude da tensão aplicada sobre elas. A malha de controle suplementar proposta,

apresentada na Figura 5, ajusta o valor de referência de tensão do AVR do gerador diesel baseando-se no desvio de frequência do sistema, que é o sinal de entrada do controlador suplementar. O regulador auxiliar de frequência varia a referência de tensão do gerador diesel de modo a alterar a magnitude da tensão aplicada sobre as cargas e, conseqüentemente, variar a potência elétrica das cargas dependentes da tensão.

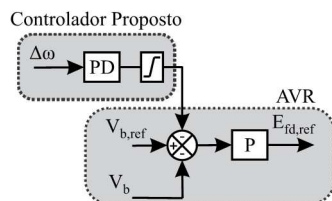


Figura 5 – Controlador Auxiliar Proposto.

Através da equação (4), que define a velocidade do gerador e, conseqüentemente, a frequência da microrrede, é possível observar que atuando na potência elétrica da carga (P_e) é possível controlar a frequência juntamente com o controle tradicional de velocidade, que atua na potência mecânica do gerador (P_m).

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (P_m - P_e). \quad (4)$$

Variando a potência ativa dissipada nas cargas é possível reduzir a diferença entre a potência mecânica produzida pelo motor diesel e a potência elétrica fornecida pelo gerador síncrono, reduzindo a taxa de variação e o tempo de restauração da frequência.

O regulador auxiliar de frequência utiliza um controlador do tipo proporcional derivativo (PD) e um limitador de ação de controle, que mantém a tensão da microrrede dentro de limites permissíveis. Escolheu-se um controlador do tipo PD, pois o objetivo de controle é a atuação apenas durante períodos transitórios que resultam em desvios de frequência na microrrede. A parcela proporcional aumenta a velocidade de atuação do controle proposto, entretanto, o sistema pode passar a operar na região sub-amortecida. Para reduzir eventuais oscilações causadas pelo controlador proporcional adicionou-se a parcela derivativa. A parcela derivativa contribui para o aumento da velocidade de resposta do sistema e reduz o *overshoot* causado pela parcela proporcional do controlador. É importante mencionar que a atuação do controlador de frequência tradicional do gerador síncrono resulta em erro de frequência nulo, logo a ação do controlador suplementar em regime permanente também é nula.

Na saída do controlador suplementar utiliza-se um limitador para o sinal de controle de forma a impedir que o regulador auxiliar de frequência conduza a tensão da microrrede para níveis que comprometam a qualidade de energia e possam causar o mal funcionamento de equipamentos conectados à rede.

A eficácia do controlador está diretamente ligada a aspectos tais como o percentual de cargas do tipo Z, I e P, e potência total da carga conectada à microrrede. Sabe-se que o percentual de cada tipo de carga do mo-

delo ZIP varia ao longo do dia nas instalações elétricas, pois depende dos equipamentos utilizados e do horário de acionamento desses equipamentos. Quando a potência referente aos equipamentos destinados a aquecimento for maior em relação aos outros equipamentos, a carga do tipo Z será predominante. Este seria o melhor cenário para a estratégia de controle proposta, pois a potência dissipada pelas cargas de impedância constante varia com o quadrado da magnitude da tensão aplicada sobre elas. Logo, a ação de controle tem um efeito quadrático na potência elétrica ativa das cargas do tipo Z, o que implica em menores variações de tensão para restauração da frequência, quando comparado com os outros tipos de carga.

Outro aspecto que influencia na eficácia do controlador proposto é a limitação da ação de controle. Se não houvesse essa limitação, a tensão do sistema chegaria a níveis considerados inadequados para as cargas. Para cada tipo de sistema, deve-se avaliar quanto pode-se variar a tensão do sistema sem comprometer o funcionamento das cargas e sem comprometer a eficiência do controlador proposto.

Devido ao momento de inércia do motor diesel e do gerador síncrono, a atuação do controle primário de velocidade do gerador diesel é muito mais lenta do que a atuação do controle suplementar proposto. O controlador auxiliar de frequência tem um tempo de resposta da ordem de milissegundos, pelo fato de atuar apenas na magnitude da tensão do gerador síncrono.

O controle de frequência proposto tem a finalidade de auxiliar o controle tradicional de frequência, o que não dispensa o uso do controle tradicional de frequência. A ação exclusiva do controle proposto requereria variações de tensão significativas para controlar a frequência do sistema.

5 Resultados e Discussões

A avaliação da eficácia e desempenho da malha de controle proposta foi realizada por meio de simulações computacionais no domínio do tempo. As simulações foram realizadas através do software Matlab®, utilizando a ferramenta ODE23s para a solução das equações diferenciais não lineares que representam o modelo da microrrede. Avaliou-se o desempenho do controlador proposto em situações envolvendo variações na carga da microrrede.

O projeto dos ganhos do controlador foi realizado através da ferramenta *piddtuner*, disponível no *Control System Toolbox* do Matlab®. Para utilização da ferramenta *piddtuner*, o conjunto de equações não lineares do modelo foi linearizado.

A microrrede ilhada utilizada nos testes possui uma unidade eólica com potência nominal de 1,5 MVA e um gerador diesel de 1 MVA. A tensão base e a frequência base do sistema são 380 V e 60 Hz, respectivamente. A carga base conectada à microrrede tem uma potência ativa de 600 kW. Da qual, 300 kW são fornecidos pela unidade de geração eólica e 300 kW são fornecidos pelo gerador diesel. Definiu-se também diferentes percentuais para as cargas do tipo

Z, I e P, com intuito de analisar a eficiência do controlador para baixos percentuais de carga do tipo Z. A participação percentual de cada tipo de carga, nos três cenários adotados, é apresentada na Tabela 1.

A fim de analisar as variações de frequência da microrrede insere-se no sistema uma carga de 100 kW no instante de tempo $t = 1$ s e retira-se a mesma no instante de tempo $t = 7$ s. Os 100 kW são distribuídos igualmente entre as parcelas de carga Z, I e P.

Tabela 1 - Percentuais de carga do tipo Z, I e P utilizados nos testes.

Casos	Percentual de carga (%)		
	Z	I	P
Caso 1	70	15	15
Caso 2	50	25	25
Caso 3	30	35	35

O limitador da ação de controle do controlador suplementar de frequência é inicialmente ajustado em $\pm 0,05$ p.u., ou seja, o controlador pode reduzir a tensão da microrrede até o valor de 0,95 p.u. ou elevá-la até 1,05 p.u..

A Figura 6 apresenta a resposta no domínio do tempo da frequência da microrrede para o cenário que não considera a atuação do controlador suplementar de frequência. As variações de carga na microrrede resultaram em desvios de frequência de até aproximadamente 9%, considerando a atuação apenas do controle tradicional de frequência. Com a atuação apenas do controle primário de velocidade, o tempo de assentamento da frequência foi aproximadamente 7 segundos.

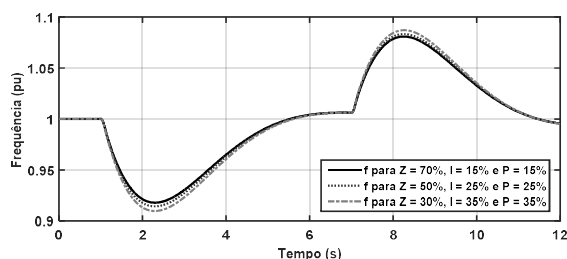


Figura 6 - Frequência da microrrede com a atuação apenas do controle tradicional de frequência.

A resposta da frequência e tensão da microrrede, considerando a inclusão do controle suplementar proposto, é apresentada na Figura 7 e Figura 8, respectivamente. O máximo afundamento percentual para os casos 1, 2 e 3, descritos na Tabela 1, são respectivamente 2,74%, 3,23% e 3,78%.

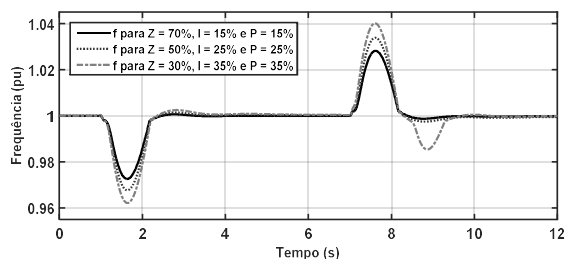


Figura 7 - Frequência da microrrede considerando a atuação do controle suplementar proposto.

A atuação do controlador suplementar de frequência reduziu o tempo de assentamento para aproximadamente 1,5 segundos. Na Figura 8, que apresenta a resposta da tensão da microrrede, é possível observar que a tensão do sistema não ultrapassa o limite de $\pm 0,05$ p.u. definido no limitador da malha de controle, durante a atuação do controlador proposto. Os transitórios de tensão que ocorrem em $t = 1$ s e $t = 7$ s são causados pela variação de potência da carga, que resulta em uma variação instantânea da impedância da carga. Como esperado, o sistema com maior percentual de carga do tipo Z resultou no melhor desempenho do controle suplementar proposto. Para menores percentuais de carga Z também se obteve um bom desempenho do controlador.

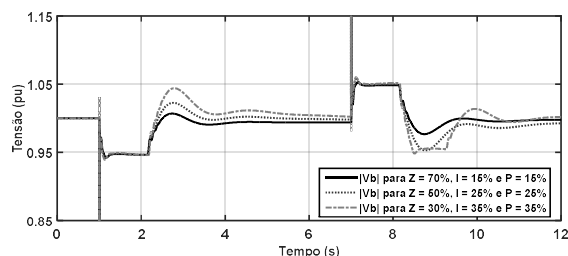


Figura 8 - Módulo da tensão da microrrede considerando a atuação do controle suplementar proposto.

O aumento dos limites de tensão do controlador suplementar resulta em uma ação mais efetiva do controlador devido à maior variação de potência da carga em função da maior variação da tensão. A Figura 9 e a Figura 10 apresentam a frequência e a tensão da microrrede, respectivamente, considerando um limite de $\pm 0,1$ p.u. para o limitador do controlador proposto. Através da Figura 9 nota-se que o impacto do aumento do limite da ação de controle resultou em uma redução significativa do afundamento da frequência do sistema para o caso 1. Como é possível observar na Figura 10, em todos os testes os limites máximo e mínimo da tensão foram atingidos durante a ação do regulador, sendo possível uma maior redução dos desvios da frequência da microrrede.

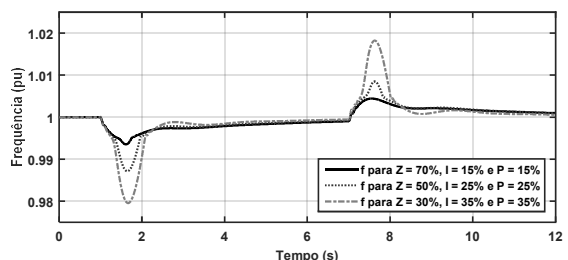


Figura 9 - Frequência da microrrede considerando a atuação do controle suplementar proposto com limite de tensão de $\pm 0,1$ p.u..

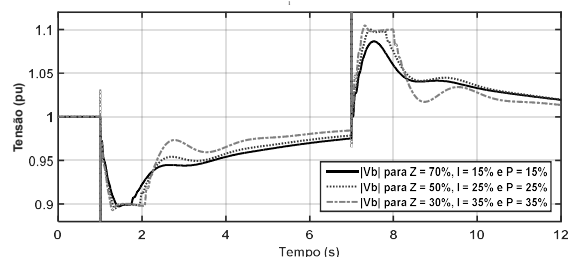


Figura 10 - Tensão da microrrede considerando a atuação do controle suplementar proposto com limite de tensão de $\pm 0,1$ p.u..

Quanto maior for o limite de variação da tensão, maior é o impacto na qualidade da energia, portanto, deve haver um compromisso entre o bom desempenho do controle suplementar de frequência e a qualidade da energia. É relevante mencionar que o controlador suplementar causa apenas variações de curta duração na tensão, o que não é tão prejudicial para as cargas quanto as variações de tensão de longa duração típicas nos sistemas de distribuição.

Os testes realizados consideram a operação do sistema com carga leve. Em condições de baixa carga, a contribuição do controlador suplementar é menor, pois quanto menor for a carga menor será a variação da potência devido à variação da tensão ($P_e = |V|^2/Z$). Na medida em que se aumenta a carga da microrrede, o afundamento de tensão provocado pelo controlador é reduzido, pois a mesma variação de tensão resultaria em maiores variações da potência da carga. Com isso conclui-se que o limite de $\pm 0,05$ p.u. para o limitador do controlador suplementar de frequência é suficiente para o efetivo controle da frequência, no caso da microrrede avaliada.

A Tabela 2 apresenta uma comparação entre os testes realizados para os três cenários: sem o controlador proposto, com o controlador proposto limitando as variações de tensão em $\pm 0,05$ p.u. e com o controlador proposto limitando as variações de tensão em $\pm 0,1$ p.u.. O sistema com o controlador proposto tem melhor desempenho tanto na redução das variações quanto no tempo de assentamento da frequência.

Tabela 2 – Máximo afundamento de frequência da microrrede para inserções de carga de 100 kW em três diferentes cenários.

Casos	$\Delta f_{\max}$ sem controlador (%)	$\Delta f_{\max}$ com controlador limitado em $\pm 0,05$ p.u. (%)	$\Delta f_{\max}$ com controlador limitado em $\pm 0,1$ p.u. (%)
Caso 1	8,22	2,74	0,65
Caso 2	8,58	3,23	1,28
Caso 3	9,04	3,78	1,97

6 Conclusões

As análises realizadas mostraram que o sistema de controle proposto é eficaz no controle auxiliar de frequência de microrredes ilhadas ou isoladas geograficamente, reduzindo os desvios de frequência sem comprometer de forma significativa a qualidade de energia do sistema. A estrutura da malha de controle proposta é relativamente simples de se implementar.

O desempenho do controle proposto depende da carga e da inércia total do sistema. O controlador mostra-se mais eficiente quando a microrrede opera com carregamento pesado e/ou com predominância de cargas do tipo Z. Para sistemas com momento de inércia elevado, a eficiência do controlador é reduzida. Em casos onde a inércia total do sistema é elevada é necessária uma maior variação da potência elétrica ativa para se obter o mesmo resultado obtido em sistemas com baixa inércia. Isto ocorre pelo fato das massas girantes dos geradores síncronos de alta inércia requerem maior energia para serem aceleradas, quando comparado aos geradores síncronos de baixa inércia.

Referências Bibliográficas

- Anaya-Lara, O., Jenkins, N., Ekanayake, J., Cartwright, P., Hughes, M. (2011) *Wind energy generation: modelling and control*, John Wiley & Sons.
- Demello, F.P., Concordia, C. (1969) "Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control", *IEEE Transactions on power apparatus and systems*, 88(4), 316–329.
- Hatzargyriou, N. (2013) *Microgrids: architectures and control*, John Wiley & Sons.
- Liserre, M., Blaabjerg, F., Hansen, S. (2005) "Design and control of an LCL-filter-based three-phase active rectifier", *IEEE Transactions on Industry Applications*, 41(5), 1281–1291.
- Lukasiewicz, T., Oliveira, R.V., 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*, 2015-Septe.
- Olivares, D.E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A.H., Cañizares, C.A., Iravani, R., Kazerani, M., Hajimiragha, A.H., Gomis-Bellmunt, O., Saeedifard, M., Palma-Behnke, R., others (2014) "Trends in microgrid control", *IEEE Transactions on smart grid*, 5(4), 1905–1919.
- Papathanassiou, S.A., Papadopoulos, M.P. (2001) "Dynamic characteristics of autonomous wind-diesel systems", *Renewable Energy*, 23(2), 293–311.
- Price, W.W., Chiang, H.-D., Clark, H.K., Concordia, C., Lee, D.C., Hsu, J.C., Ihara, S., King, C.A., Lin, C.J., Mansour, Y., others (1993) "Load representation for dynamic performance analysis", *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(2), 472–482.
- Stavrakakis, G.S., Kariniotakis, G.N. (1995) "A general simulation algorithm for the accurate assessment of isolated diesel-wind turbines systems interaction. I. A general multimachine power system model", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 10(3), 577–583.
- Thale, S., Agarwal, V. (2011) "A smart control strategy for the black start of a microgrid based on PV and other auxiliary sources under islanded condition", *37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2454–2459.
- Tielens, P., van Hertem, D. (2012) "Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewables", disponível em: <https://lirias.kuleuven.be/handle/123456789/345286>. Acesso em: 05 Nov 2015.
- Wang, X.-F., Song, Y., Irving, M. (2010) *Modern power systems analysis*, Springer Science & Business Media.
- Xu, J., Liao, S., Sun, Y., Ma, X.Y., Gao, W., Li, X., Gu, J., Dong, J., Zhou, M. (2015) "An isolated industrial power system driven by wind-coal power for aluminum productions: A case study of frequency control", *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(1), 471–483.