



GRUPO II

GRUPO DE ESTUDO DE PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS - GPT

APLICAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA MELHORIA DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Thiago Pieroni (*)
FEEC/UNICAMP

Marcelo Nanni
FEEC/UNICAMP

Rafael Tavares Motta
FEEC/UNICAMP

Daniel Dotta
FEEC/UNICAMP

RESUMO

Nos últimos anos, verifica-se a necessidade de incorporação de novas fontes de geração nos Sistemas de Energia Elétrica (SEE). Nesta conjuntura, as fontes de energia eólica ganham forte impulso. Um dos principais desafios relacionados à geração intermitente é o controle de frequência, que é projetado para corrigir dos desvios causados por variações na carga/geração. Este trabalho tem como objetivo estudar a aplicabilidade de dispositivos de armazenamento de energia, do tipo baterias, para a melhoria do controle de frequência em SEE com alta penetração de geração eólica.

PALAVRAS-CHAVE

Controle de frequência, baterias, geração eólica.

1.0 - INTRODUÇÃO

O incentivo à incorporação de fontes de geração renováveis tem como exemplo recente o objetivo da União Europeia de atender, com energia limpa, 20% da quantidade total de energia consumida pelo bloco até 2020 [1]. Estados Unidos e China pretendem alcançar a meta de 20% para o atendimento da demanda total de energia com geração renovável até 2030 [2]. Recentemente, o Brasil também se comprometeu a expandir o uso doméstico de energia gerada por fontes renováveis, além da energia hídrica, para ao menos 23% da matriz elétrica até 2030 [3]. Esse tipo de geração apresenta baixa inércia e pode deixar o sistema elétrico vulnerável à perdas de geração associadas à transitórios de sub-frequência. Variações abruptas desse tipo de geração podem estar relacionadas a alterações climáticas como flutuações na força do vento ou irradiação solar, bem como distúrbios inerentes à operação do SEE. Manter o balanço carga-geração sem comprometer os requisitos de operação de frequência mostra-se como um dos maiores desafios para a operação dos SEE do futuro.

A melhoria do desempenho dinâmico dos SEE com alta penetração de geração intermitente, com foco na variação de frequência, vem sendo explorado na literatura. Estudos vêm sendo realizados para o desenvolvimento do controle de potência ativa dos geradores eólicos, a fim de contornar os problemas relacionados ao aumento da sua penetração. Técnicas que emulem uma resposta inercial, similar à resposta de geradores convencionais, e controle primário de frequência, através da reserva de potência ativa (*deload mode*), vêm sendo solicitadas pelos diversos operadores de SEE [4]. A principal desvantagem do controle de frequência existente nos geradores eólicos (*deload mode*) é a necessidade de redução da capacidade de geração do mesmo (em torno de 20%).

Uma alternativa promissora para enfrentar esse problema é a utilização de dispositivos de armazenamento. Dispositivos como *flywheels*, supercapacitores e baterias apresentam resposta rápida e podem ser aplicáveis para o controle inercial e de frequência. De acordo com [5] e [6], Sistemas de Armazenamento de Energia em Bateria

(*) Cidade Universitária Zeferino Vaz - Av. Albert Einstein, 400 - Distrito Barão Geraldo, Campinas – SP – Brasil,
CEP 13083-852 – Tel.: (+55 19) 3521-0250 – E-mail: thiagopieroni1@gmail.com

(em inglês, *Battery Energy Storage Systems – BESSs*) podem auxiliar no controle de frequência primário de SEE. Tais sistemas podem absorver ou fornecer energia de acordo com a variação de frequência [7]. Segundo [7], os dispositivos de armazenamento de energia podem aumentar significativamente a estabilidade do SEE, a segurança da rede e a flexibilidade de planejamento para um pequeno sistema de energia isolado com baixa inércia. Em [8] é proposto um método para suprimir o desvio de frequência na geração de energia eólica usando sistemas de armazenamento em bateria considerando o seu estado de carga. Em [9], analisa-se o impacto na frequência e na potência da linha de interligação entre áreas de um SEE com grande penetração de geração eólica, de modo a calcular a capacidade necessária da bateria a ser instalada no sistema. Em [10], é proposto um modelo generalizado de dispositivos de armazenamento de energia para análise de estabilidade angular e de tensão.

No presente trabalho, um sistema elétrico detalhado e de maior porte em relação aos trabalhos anteriores foi utilizado. A modelagem do controle de frequência primário descrita em [11] foi utilizada como base para o estudo, e o modelo da bateria proposto em [10] é aplicado para o estudo do desempenho de frequência. A análise é realizada com um sistema-teste de onze barras e duas áreas [12], com três geradores síncronos compostos por turbinas térmicas a vapor e um parque eólico com um gerador equivalente representando 600 aerogeradores. O sistema foi modelado no *MATLAB/Simulink* e foram realizadas simulações com a aplicação de distúrbios do tipo aumento de carga, a fim de verificar, principalmente, o desvio de frequência nos geradores.

Este informe técnico está organizado da seguinte maneira. A seção 2 introduz os conceitos sobre controle de frequência em SEE. Na seção 3 são apresentadas descrições da modelagem da bateria e do sistema implementado neste trabalho, incluindo a plataforma de simulações utilizada. A seção 4 apresenta as simulações e resultados. Por último, na seção 5, são apresentadas as conclusões do trabalho.

2.0 - CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

O sistema elétrico convencional é constituído basicamente por geradores térmicos e hidráulicos totalmente despacháveis, isto é, controláveis, e compostos por máquinas síncronas. Uma contribuição importante dos geradores síncronos para a estabilidade de frequência de SEE é a energia cinética armazenada nas partes girantes, os rotores, das máquinas síncronas durante os distúrbios. As massas girantes previnem variações súbitas de frequência quando há variações de potência. Uma malha de controle de frequência primária é projetada com o objetivo de corrigir desvios de frequência causados por variações na carga/geração.

2.1 Controle de Frequência Primário

É um controle proporcional realizado por meio de reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, que objetiva limitar a variação da frequência quando da ocorrência de desequilíbrio entre a geração e a carga [13]. Um regulador de velocidade controla localmente cada uma das máquinas do sistema, visando manter a velocidade próxima da síncrona e realizar a divisão de carga entre os geradores. O objetivo desse controle é adequar a produção do gerador conforme os desvios de frequência da rede. Dado a sua característica proporcional, o regulador não corrige erros em regime permanente. Técnicas que permitem a contribuição na regulação de frequência de geradores eólicos de velocidade variável vêm sendo pesquisadas. Vários trabalhos mostram, por meio de simulações, o desempenho destes controles sob a frequência do sistema [14] [15].

A estratégia de controle primário de frequência de geradores eólicos consiste em operá-los com reserva de potência ativa (*deload mode*), ou seja, o gerador não irá operar no ponto máximo de extração de energia do vento (*MPPT – Maximum Power Point Track*). Esta reserva de energia pode ser obtida através do controle de ângulo de passo das pás da turbina (*pitch angle*) ou operando o gerador com uma velocidade do rotor diferente da velocidade ótima de geração. Desta forma, na ocorrência de um desbalanço entre a carga e a geração, as plantas eólicas serão capazes de fornecer uma quantidade adicional de potência ativa, proporcional ao desvio de frequência do SEE.

Na Figura 1 são exemplificados os pontos de operação para a obtenção da reserva de potência ativa (diferença entre P_{max} e P_{del}), para uma condição de velocidade do vento constante (V_{w0}). O ponto de operação A é o ponto de máxima geração de potência ativa (*MPPT*). Para alterar a potência ativa gerada pode-se regular o ângulo de passo (*pitch*), por exemplo, variando do ângulo ótimo β_{min} para β_1 , e mantendo-se a velocidade do rotor constante, alcançando assim o ponto de operação B. O aumento do ângulo β modifica a condição aerodinâmica da passagem do vento pelas pás da turbina eólica, fazendo com que o torque exercido pela passagem do vento nas pás seja reduzido e, com isso, diminui a potência extraída do vento [16].

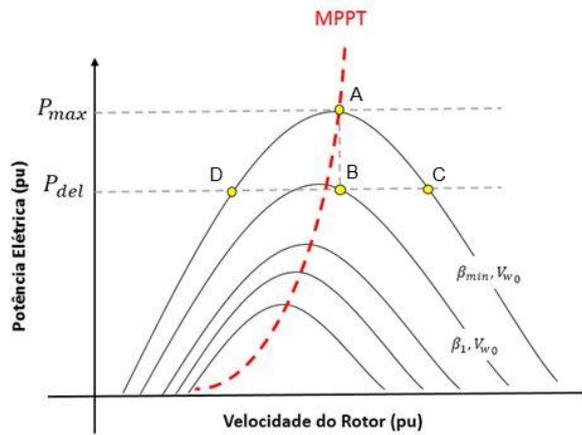


FIGURA 1 – Operação com Reserva de Potência Ativa (*deloaded mode*). Figura adaptada de [17].

A potência ativa extraída do vento também está em função da relação entre a velocidade do vento e a velocidade da ponta da hélice. Como a velocidade da ponta da hélice é proporcional à velocidade do rotor do gerador, os pontos de operação C e D podem ser atingidos com o aumento e a diminuição da velocidade do rotor, respectivamente, mantendo-se o ângulo das pás constante. O ponto de operação C é geralmente utilizado, pois apresenta melhores características de estabilidade. Além de armazenar mais energia cinética nas massas girantes, a diminuição da velocidade do rotor causada por uma solicitação maior de potência ativa pela rede leva ao aumento da geração elétrica [15].

As turbinas eólicas utilizam o vento como combustível, logo é conveniente otimizar o processo de extração de energia disponível no vento para se obter o máximo de geração de energia elétrica. Quando os métodos de reserva de potência ativa são aplicados é como se parte da energia disponível no vento fosse “vertida”, resultando em uma perda de receita por parte dos parques de geração eólica.

3.0 - MODELAGEM DA BATERIA E DO SISTEMA

3.1 Bateria

Modelar Sistemas de Armazenamento de Energia pode ser uma tarefa complexa e demorada. Atualmente, há um grande número de tecnologias e modelos de simulação disponíveis, como as descritas em [5], [6], [7], [8], [9], [10] e [18]. Considerando a necessidade eminente de estudos para verificar o impacto desses dispositivos nos SEE, um modelo genérico para simulação foi proposto em [10] com foco na realização de estudos de desempenho dinâmico. Neste trabalho, tal modelo foi utilizado para o estudo do desempenho de regulação da frequência.

3.1.1 Modelo Simplificado

A Figura 2 apresenta o modelo simplificado da bateria (adaptado de [10]), utilizado neste trabalho. Este modelo é formado por duas malhas de controle, sendo a malha superior de controle de potência ativa e a malha inferior de controle de potência reativa da bateria. Na malha de controle de potência ativa, o sinal de variação de frequência dos geradores (Δf) é amplificado por uma constante G_w , de modo que esse sinal de “erro” possa ter efeito no controle de potência ativa. O sinal amplificado passa por um controle proporcional, com ganho $K_p P$. O sinal de saída passa por um limitador, representando a capacidade máxima de fornecimento e absorção de potência ativa pela bateria.

Na malha de controle de potência reativa, o sinal de “erro” é a diferença entre as tensões iniciais calculadas pelo fluxo de carga nas barras de geração ($V_{x,ref}$) e os módulos das tensões da rede. O sinal resultante passa por um controlador *lead*, com constante de ganho K_Q . O sinal de saída passa por um limitador, representando a capacidade máxima de fornecimento e absorção de potência reativa pela bateria. Os sinais de potência ativa (P_{ess}) e reativa (Q_{ess}) são injetados no sistema.

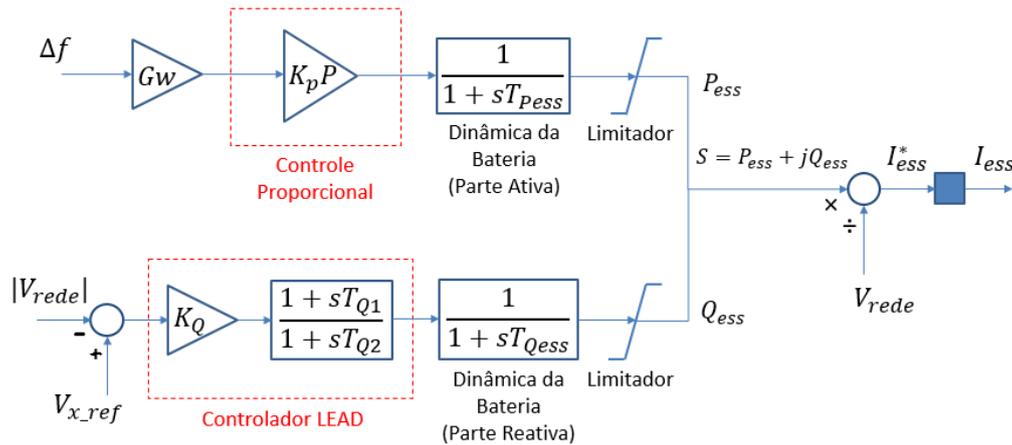


FIGURA 2 – Representação do modelo simplificado da bateria em diagrama de blocos.

3.2 Sistema-teste

O modelo do SEE em estudo neste trabalho é um sistema-teste de 11 barras com duas áreas de operação e quatro geradores (adaptado de [12]). Os geradores do sistema são definidos como modelos de máquinas síncronas de polos lisos de sexta ordem [19], compostas por turbinas térmicas a vapor com todos os controladores (regulador de velocidade, regulador automático de tensão – RAT e estabilizador de sistema de potência – ESP). Os parâmetros utilizados para os geradores, dados de barra e de linha do sistema constam em [12]. Diferentemente de [12], o intercâmbio entre as duas áreas foi zerado no sentido de evitar a configuração de áreas exportadora/importadora. Isso evidencia a influência do corredor de transmissão durante as variações de potência aplicadas no SEE.

Este SEE foi implementado no *MATLAB/Simulink*, pois essa plataforma de simulação facilita a modelagem de novos dispositivos. A Figura 3 apresenta o diagrama unifilar do sistema-teste de 11 barras, com quatro turbinas térmicas.

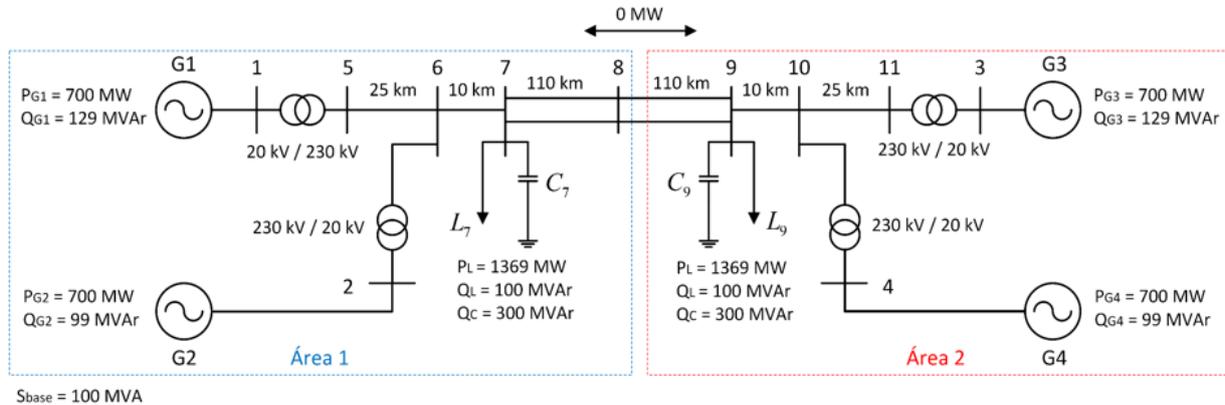


FIGURA 3 – Representação em diagrama unifilar do sistema-teste de 11 barras, com quatro turbinas térmicas.

Antes de realizar testes com a conexão da bateria no SEE, para efeitos de validação da rede em análise, implementou-se este sistema também nos softwares ANAREDE e ANATEM, conforme [19]. Fez-se uma comparação da frequência no gerador 1 (G1) entre as plataformas de simulações *MATLAB/Simulink* e ANAREDE/ANATEM, para um distúrbio de aumento de carga aplicado no sistema. As simulações nas plataformas distintas geraram resultados iguais, como mostra a Figura 4.

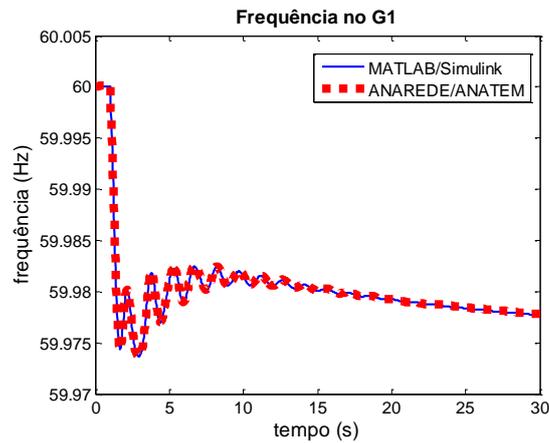


FIGURA 4 – Comparação de resultados entre as plataformas de simulações *MATLAB/Simulink* e *ANAREDE/ANATEM*.

3.2.1 Sistema-teste com geração intermitente (eólica)

Para a realização das simulações deste trabalho, será substituído o gerador convencional conectado na barra 4 (G_4) por um parque eólico modelado com um gerador equivalente representando 600 aerogeradores de 1,5 MW. Maiores detalhes sobre a modelagem de turbina eólica constam em [20] (no prelo). Não foram implementados controle de frequência no parque eólico nem variação de vento, portanto ele manterá uma geração de 700 MW durante toda a simulação. Adicionalmente, serão feitos testes com a conexão de baterias nas barras 2 e 4. A Figura 5 apresenta o diagrama unifilar do sistema-teste de 11 barras, com a inclusão do parque eólico.

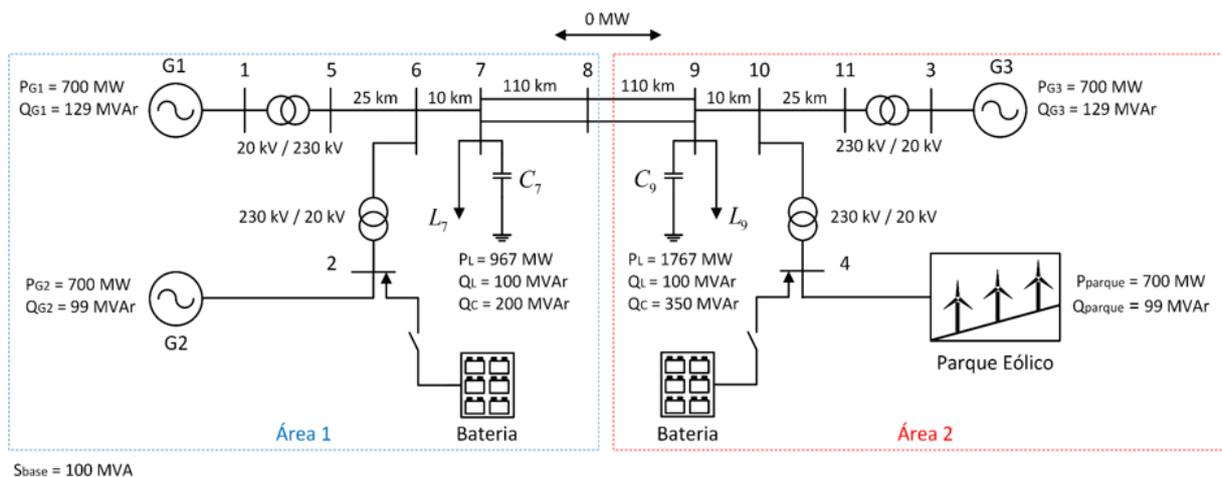


FIGURA 5 – Representação em diagrama unifilar do sistema-teste de 11 barras, com a substituição da turbina térmica conectada na barra 4 por um parque eólico.

A Figura 6 ilustra o esquema, em diagrama de blocos, do SEE implementado na plataforma *MATLAB/Simulink*, com a inclusão do parque eólico.

O sinal *Trigger* assume valor “0” se for aplicado um distúrbio do tipo degrau nas tensões de referência dos geradores térmicos e dos aerogeradores, nos subsistemas *Vref* e *Parque Eólico*, respectivamente, e assume valor “1” se for aplicado um distúrbio do tipo aumento de carga no sistema, no subsistema *Rede do Sistema*, com alterações na matriz de impedâncias da rede. As tensões de referência são calculadas através de um fluxo de carga e são utilizadas como condições iniciais da simulação dinâmica. No subsistema *Máquinas Elétricas* é realizado o cálculo das correntes injetadas pelos geradores na rede (I_g), incluindo as equações de oscilação das máquinas.

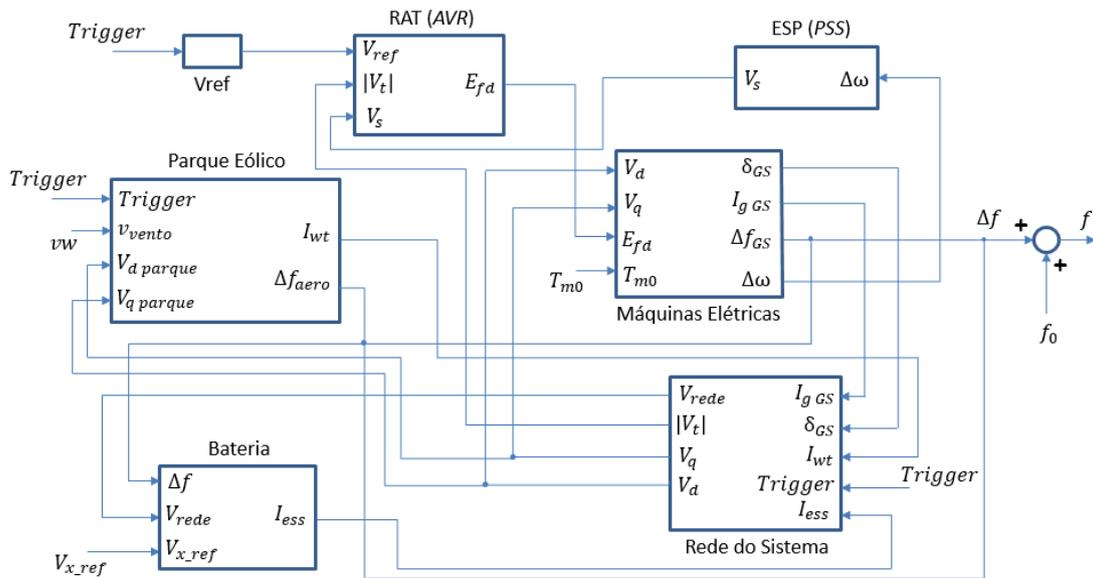


FIGURA 6 – Representação em diagrama de blocos do SEE implementado em *MATLAB/Simulink*, com a inclusão do parque eólico.

4.0 - SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Para a análise do comportamento do SEE implementado neste trabalho, foram aplicados distúrbios de adição de 50 MW de carga nas barras 7 ou 9 no instante de 1 segundo. A variação de carga é mantida até o final da simulação. Os testes consideram apenas o controle de frequência primário do sistema.

Foram realizadas simulações para cada um dos distúrbios nas seguintes condições: sem baterias conectadas ao SEE; uma bateria conectada no barramento do gerador 2 (G2) com capacidade limite de fornecimento/absorção de potência ativa de 40 MW, como sugerido em [10] e [18]; uma bateria conectada no barramento do parque eólico com capacidade limite de fornecimento/absorção de potência ativa de 40 MW; e com duas baterias (G2 e parque eólico) com capacidade limite de fornecimento/absorção de potência ativa de 20 MW em cada bateria.

Na Figura 7 são exibidos os gráficos do comportamento da frequência no gerador G2, situado na área 1, e no parque eólico, situado na área 2, para cada uma das condições simuladas. Destaca-se, tanto para um distúrbio na barra 7 quanto na barra 9, a oscilação do sistema devido ao modo interárea. Isso resulta em uma oscilação na frequência dos geradores de longa duração.

Quando conectada apenas uma bateria no SEE, observa-se um aumento no amortecimento das oscilações, e uma melhora no afundamento da frequência (*Nadir*). Assim como nos casos onde não há baterias, o distúrbio de carga na barra 9 provocou as maiores oscilações nos geradores, Figura 7 (c) e (d), contudo, quando a bateria é instalada na barra do parque eólico resultou em uma melhor regulação de frequência e amortecimento. Como o parque eólico não participa da regulação de frequência, a influência da injeção de potência ativa proveniente da bateria na área 2 é maior do que quando a bateria é instalada na área 1.

A instalação de dois conjuntos de baterias gerou os melhores resultados no controle de frequência. Como exemplo, na Figura 7 (b), sem as baterias, o desvio de frequência na primeira oscilação no parque eólico foi de 0,039 Hz, enquanto que com os dois conjuntos de baterias o desvio foi de 0,017 Hz. Adicionalmente, a resposta do sistema ao distúrbio apresentou um melhor amortecimento quando foi utilizado duas baterias conectadas no SEE.

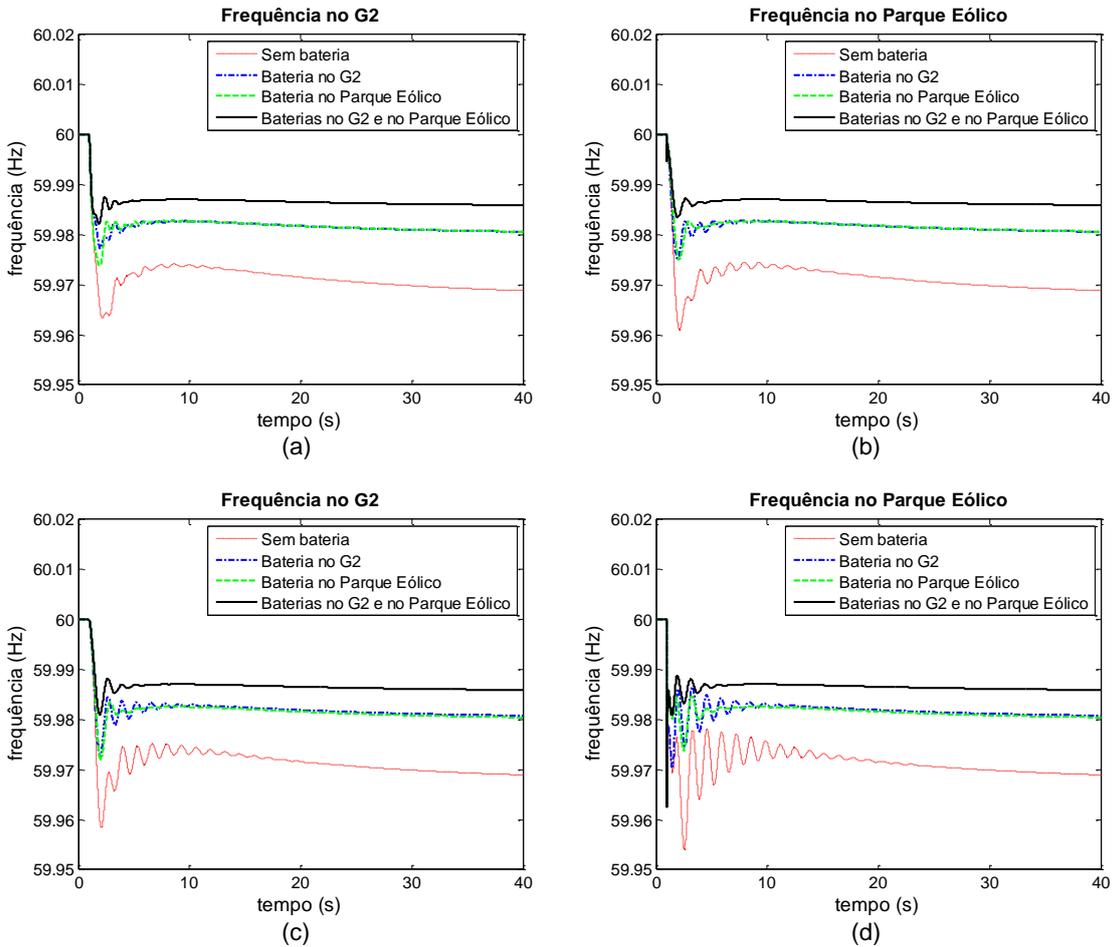


FIGURA 7: (a) Frequência no gerador 2 para um distúrbio na barra 7; (b) Frequência no parque eólico para um distúrbio na barra 7; (c) Frequência no gerador 2 para um distúrbio na barra 9; (d) Frequência no parque eólico para um distúrbio na barra 9.

Na Figura 8 estão dispostos os gráficos com o fornecimento de potência ativas pelas baterias no caso do distúrbio na barra 7. A potência ativa fornecida pela bateria ficou dentro de sua capacidade limite nas simulações com uma e duas baterias instaladas no SEE. O fornecimento de potência ativa pelas baterias não retorna a zero devido ao sistema estar apenas com o controle de frequência primário, mantendo um sinal de erro de frequência em regime permanente injetado na malha de controle de potência ativa da bateria.

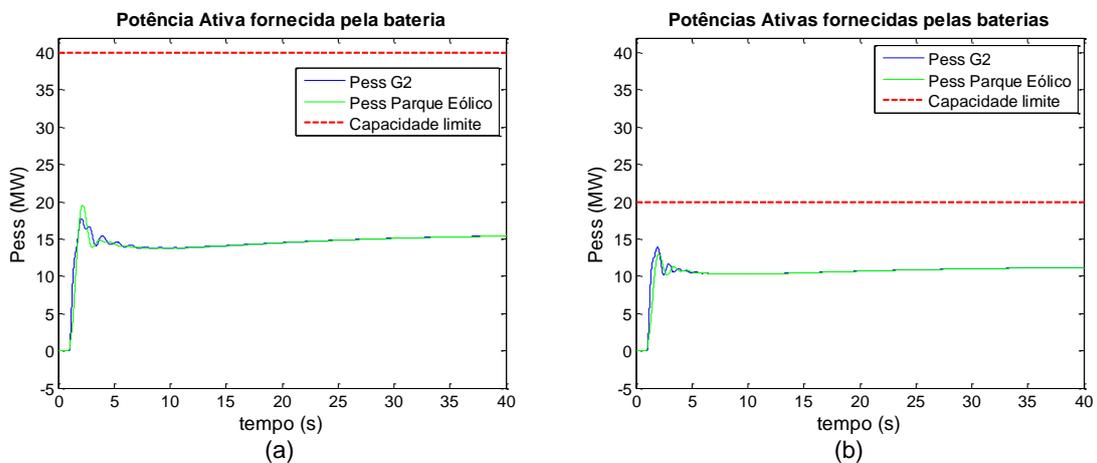


FIGURA 8 – (a) Potência ativa fornecida pelas baterias para um distúrbio de carga na barra 7: (a) para o sistema com uma bateria; (b) para o sistema com duas baterias.

Comparando as Figuras 8 (a) e 8 (b) é possível observar que, no caso onde foram instaladas duas baterias (Figura 8 (b)), as baterias injetam no total um máximo de 26,89 MW na rede. Quando instaladas isoladamente as baterias injetam um máximo de 17,78 MW (bateria instalada em G2) ou 19,58 MW (bateria instalada no parque eólico). Desta forma, pode-se observar que, distribuindo as baterias, diminui-se a necessidade de capacidade de potência instalada por parte da bateria.

5.0 - CONCLUSÕES

A conexão da bateria foi eficaz no auxílio do controle de frequência primário, reduzindo o afundamento da frequência na primeira oscilação e também melhora a condição do amortecimento das oscilações do SEE.

Quando instalado apenas um sistema de baterias, este apresentou melhores resultados quando conectado na barra do parque eólico, pois como o parque eólico não auxilia no controle de frequência, a bateria atua na área com menos reserva de potência girante destinada a este controle.

Quando as baterias são divididas e instaladas nas duas áreas, obtêm-se melhores resultados no controle de frequência e as baterias atuam de forma mais efetiva no amortecimento das oscilações, além de fornecer um maior suporte de potência ativa para o SEE. A melhoria do amortecimento de oscilações pode prolongar a vida útil dos equipamentos do SEE.

A potência ativa fornecida pela bateria ficou abaixo do limite de capacidade de fornecimento em todas as condições aqui analisadas. Adicionalmente, como o gerador opera no modo *MPPT*, permitiu-se uma maior extração de energia quando comparado com o *deload mode*.

Os próximos desafios deste trabalho serão avaliar o auxílio da bateria no controle de frequência secundário do sistema e implementar o modelo detalhado da bateria, considerando o seu controle de estado de carga. Também pretende-se ajustar os parâmetros dos controladores da bateria de forma a minimizar as oscilações no desvio de frequência dos geradores. Adicionalmente, propõe-se realizar a análise de autovalores para diversos pontos de operação.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) EUROPA - A UE por temas - Energia. Disponível em: < https://europa.eu/european-union/topics/energy_pt >. Acesso em: 07/11/2016.

(2) MATRIZ ENERGÉTICA CHINESA. Disponível em: < <https://petroleiroanistiado.wordpress.com/2014/11/13/matriz-energetica-chinesa/> >. Acesso em: 07/11/2016.

(3) Brasil registra recorde de geração eólica diária - Secretaria de Energia e Mineração. Disponível em: < <http://www.energia.sp.gov.br/2016/09/brasil-registra-recorde-de-geracao-eolica-diarial/> >. Acesso em: 07/11/2016.

(4) ONS. "Avaliação dos Efeitos da Representação da Inércia Sintética no Parque Aerogerador com Previsão de Implantação na Região Nordeste", XXIII Seminário de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE, 2015.

(5) KOLLER, M.; BORSCH, T.; ULBIG, A.; ANDERSSON, G. "Review of grid applications with the Zurich 1 MW battery energy storage system", *Electric Power Systems Research*, v. 120, p. 8, July 30th, 2014.

(6) SCHMUTZ, J. "Primary Frequency Control Provided by Battery", Semester Thesis, EEH – Power Systems Laboratory, ETH Zürich, Switzerland, June 30th, 2013.

(7) MERCIER, P.; CHERKAOU, R.; OUDALOV, A. "Optimizing a Battery Energy Storage System for Frequency Control Application in an Isolated Power System", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3, pp. 1469-1477, August 2009.

(8) TOGE, M.; KURITA, Y.; IWAMOTO, S. "Supplementary Load Frequency Control with Storage Battery Operation Considering SOC under Large-scale Wind Power Penetration", *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2013.

(9) ARITA, M.; YOKOYAMA, A.; TADA, Y. "Evaluation of Battery System for Frequency Control in Interconnected Power System with a Large Penetration of Wind Power Generation", *International Conference on Power System Technology*, Chongqing, China, 2006.

- (10) ORTEGA, A.; MILANO, F. "Generalized Model of VSC-Based Energy Storage Systems for Transient Stability Analysis", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 5, pp. 3369-3380, September 2016.
- (11) ANDERSSON, G. "Dynamics and Control of Electric Power Systems", EEH - Power Systems Laboratory - ETH Zürich, Switzerland, February 2012.
- (12) KUNDUR, P. "Power System Stability and Control", EPRI, Power System Engineering Series, McGraw-Hill, Inc., 1994.
- (13) Resolução Normativa ANEEL nº 697 (16/12/2015). Disponível em:
< http://www.ons.org.br/download/contratos_ancilares/ren2015697.pdf >. Acesso em: 16/11/2016.
- (14) DE ALMEIDA, R. G.; LOPES, J. A. P. "Participation of Doubly Fed Induction Wind Generators in System Frequency Regulation", IEEE Transactions on Power Systems, v. 22, n. 3, pp. 944-950, August 2007.
- (15) WILCHES-BERNAL, F.; CHOW, J. H.; SANCHEZ-GASCA, J. J. "A Fundamental Study of Applying Wind Turbines for Power System Frequency Control", IEEE Transactions on Power Systems, v. 31, n. 2, pp. 1496-1505, March 2016.
- (16) AKHMTOV, V. "Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems With Large Amount of Wind Power." Ph.D. Thesis, Dinamarca, Technical University of Denmark, Abril de 2003.
- (17) RÊGO, L. D. O. "Análise do impacto da geração eólica na regulação de frequência de Sistemas de Energia Elétrica", Dissertação de Mestrado, COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro, Março de 2017.
- (18) SUI, X.; TANG, Y.; HE, H.; WEN, J. "Energy-Storage-Based Low-Frequency Oscillation Damping Control Using Particle Swarm Optimization and Heuristic Dynamic Programming", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 29, no. 5, pp. 2539-2548, September 2014.
- (19) SANTOS, J. A. D.; RAMOS, R. A. "IEEE PES Task Force on Benchmark Systems for Stability Controls Report on the 4-generator system - CEPTEL Software Package", May 25th, 2015.
- (20) MOTTA, R. T.; DOTTA, D. "Representação Computacional de Parques Eólicos: Comparativo entre Modelos de Primeira e Segunda Geração", XXIV Seminário de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE, 2017. No prelo.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Thiago Pieroni, nascido em Campinas - SP (1989), é graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual Paulista (Unesp) – Campus Ilha Solteira (2015). Tem experiência profissional como estagiário durante onze meses na empresa CPFL Energia (2014), em Campinas - SP, com atuação na área de Planejamento Energético e Risco de Mercado. Atualmente é mestrando em Engenharia Elétrica na Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), no Departamento de Sistemas e Energia (DSE). Trabalha com pesquisa em aplicação de dispositivos de armazenamento de energia para melhoria da operação de Sistemas Elétricos de Potência.

Marcelo Nanni, é graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná, campus Foz do Iguaçu (2006) e mestre pela Universidade de São Paulo, campus São Carlos (2009). Atualmente é professor na Universidade Tecnológica Federal do Paraná, campus Campo Mourão e doutorando em Engenharia Elétrica na Universidade Estadual de Campinas.

Rafael Tavares Motta possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (2012). Atualmente é aluno de Mestrado em Engenharia Elétrica na Universidade Estadual de Campinas.

Daniel Dotta possui doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2009). Atualmente é professor assistente na Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Estadual de Campinas.