

## Participação da geração eólica no controle carga-frequência de sistemas hidro-eólicos através do gerador síncrono virtual<sup>\*</sup>

Gabriel Schreider da Silva<sup>\*</sup> Lucas Campos S. Souza<sup>\*</sup>  
Monique Ribeiro da Costa<sup>\*</sup> Edimar José de Oliveira<sup>\*</sup>  
Leonardo Willer de Oliveira<sup>\*</sup>

<sup>\*</sup> Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mails: gabriel.schreider2016@engenharia.ufjf.br, lucas.campos@engenharia.ufjf.br, moniqueribeiro96@gmail.com, edimar.joliveira@engenharia.ufjf.br, leonardo.willer@engenharia.ufjf.br).

**Abstract:** This paper discusses the inclusion of wind generation in load-frequency control (LFC) of a hydro-wind power system through the control technique known as virtual synchronous generator (VSG), which makes static power converters, which connect the wind farms to the grid, emulate the behavior of a real synchronous generator. In addition, wind generation is considered to operate in unloaded mode, having generation reserve to deal with system load disturbances. It was found that with the participation of wind generation in the LFC, there is a significant reduction in the frequency deviation and in the inverse response of the hydraulic plant, proving the importance of the participation of wind plants in the LFC.

**Resumo:** Este artigo aborda a inclusão da geração eólica no controle carga-frequência (LFC) de um sistema de potência hidro-eólico através da técnica de gerador síncrono virtual (GSV), que faz com o que os conversores estáticos de potência, que conectam as unidades eólicas à rede, emulem o comportamento de um gerador síncrono real. Além disso, considera-se que a geração eólica opera no modo descarregado, possuindo reserva de geração para lidar com as perturbações de carga do sistema. A participação da geração eólica no LFC reduz o desvio de frequência e a resposta inversa da usina hidráulica, comprovando a importância da participação das usinas eólicas no LFC.

**Keywords:** Load Frequency Control; Wind generation; Virtual synchronous generator; Tie-line damping.

**Palavras-chaves:** Controle carga-frequência; Geração eólica; Gerador síncrono virtual; Controle de intercâmbio.

### 1. INTRODUÇÃO

O aumento da demanda de energia elétrica associado a restrições ambientais tem levado ao aumento da penetração de fontes renováveis de energia (*Renewable Energy Sources* - RES), destacando-se a geração eólica, e uma diversificação da matriz energética (Rahimi et al., 2013), (Arora et al., 2021).

No Brasil, seguindo a tendência mundial, observa-se um intenso e rápido crescimento das RES, principalmente da geração eólica e da geração solar. Atualmente, a eólica ocupa a terceira posição em capacidade instalada de geração, com 19.575MW, o que representa 11,4% da matriz elétrica do país, ficando atrás apenas da hidráulica (63,1%) e térmica (21,7%) (ONS, 2021). De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no ano de 2021

foi registrado o maior incremento de capacidade instalada de geração eólica da história do Brasil, com 3051,29 MW adicionais de potência instalada até novembro.

Em termos energéticos, a geração eólica é complementar a geração hidráulica, pois nos meses de seca é quando a geração eólica possui os maiores fatores de capacidade, enquanto o inverso ocorre para os meses de cheia. Logo, a alta penetração de usinas eólicas pode solucionar o problema da crise energética durante períodos de escassez hídrica. No Nordeste, durante o auge da crise hídrica que assolou o Brasil em 2021, praticamente toda a demanda foi atendida com energia eólica, permitindo a exportação do excedente de energia para o Sudeste e Centro-Oeste. Essa complementariedade entre eólica e hidráulica estimula o Brasil a se tornar um país com um sistema elétrico majoritariamente hidro-eólico, garantindo uma maior segurança energética.

Em termos de potência gerada para atendimento à demanda, a geração eólica é uma fonte com característica

<sup>\*</sup> Suporte financeiro: Conselho Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento (CNPq), Fundação de Amparo à Pesquisa de Minas Gerais (FAPEMIG) e Instituto Nacional de Energia Elétrica (INERGE).

estocástica, apresenta grande variabilidade de um instante para o outro e é bastante imprevisível, causando impactos na segurança e estabilidade operacional de sistemas com alta inserção eólica aumentando, portanto, a complexidade da operação desse sistema (Ren et al., 2017).

Como um dos desafios a serem enfrentados pode-se destacar a estabilidade de frequência, associada à manutenção do equilíbrio entre carga e geração, pois a conexão dos geradores eólicos à rede elétrica é realizada por intermédio de conversores estáticos de potência. Estas interfaces eletrônicas fazem com que a velocidade do rotor da turbina e a frequência da rede sejam desacopladas, ocasionando, portanto, a redução da inércia equivalente de um sistema que possua uma alta penetração de usinas eólicas.

Um sistema de baixa inércia resulta em desvios de frequência maiores e mais rápidos na ocorrência de variações abruptas na carga ou geração (Ferreira et al., 2021). Além disso, as turbinas eólicas são tradicionalmente operadas no ponto de máxima potência (MPP), a fim de atingir a máxima eficiência possível, não possuindo reserva de geração para lidar com as perturbações de carga do sistema (Tessaro and de Oliveira, 2019).

Para garantir um sistema de energia estável e seguro, a inclusão da geração eólica no controle carga-frequência do sistema (load frequency control - LFC), tem sido investigada na literatura onde encontram-se propostas que visam a integração da geração eólica no LFC (Abo-Elyousr et al., 2018). Neste caso, o Gerador Síncrono Virtual (GSV), que consiste em uma estratégia de controle implementada no conversor que conecta o gerador eólico à rede e que emula o comportamento dos geradores síncronos convencionais, adicionando inércia virtual ao sistema, como foi proposto em Magdy et al. (2019), Tessaro and de Oliveira (2019) e da Silva et al. (2021).

Em Zhang et al. (2020a), foram apresentadas estratégias de emulação juntamente com um estudo de despacho econômico para unidades de geração renovável baseadas em inversores sob controle via GSV participando do LFC, e foi constatado que para sistemas com alta penetração de geração renovável a abordagem proposta fornece uma solução preliminar. Em Zhang et al. (2020b), o algoritmo do GSV é proposto com objetivo de sustentar o nível desejado da inércia equivalente do sistema. Este trabalho se concentrou no ajuste dos parâmetros do GSV por índices de desempenho. Em Ferreira et al. (2021), é realizado um estudo de técnicas de otimização aplicadas ao ajuste dos parâmetros do LFC considerando a participação da geração eólica.

Seguindo esta linha de pesquisa, o presente trabalho propõe a aplicação do GSV na geração eólica considerando que a turbina opera descarregada para inclusão no LFC em um sistema hidro-eólico a fim de verificar a eficiência do modelo na redução do desvio de frequência e da resposta inversa da turbina hidráulica, assim como o impacto sobre o intercâmbio, tendo em vista que o GSV apresenta resposta rápida por ser implementado no conversor. Além disso, o controle proposto retorna a geração eólica para o valor pré perturbação, através do Controle de Despacho de Geração Eólica (CDGE) proposto em (da Silva et al., 2021). Assim sendo, as principais contribuições deste trabalho podem ser resumidas a seguir:

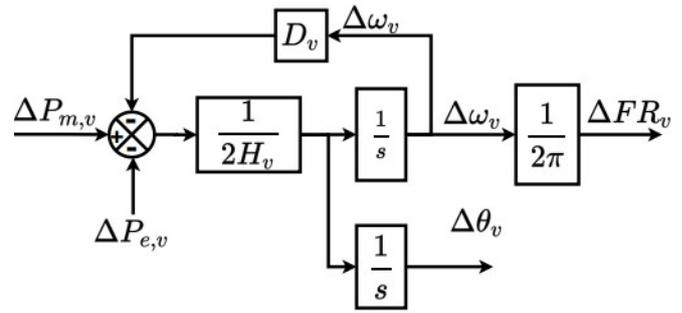


Figura 1. Diagrama de blocos do GSV

- Redução da resposta inversa da turbina hidráulica;
- Redução do desvio de frequência;
- Redução do desvio da potência de intercâmbio.

O restante do trabalho está organizado da seguinte forma: a Seção 2 apresenta a modelagem do sistema, descrevendo os sistemas de controle das usinas hidráulicas e eólica, a Seção 3 apresenta o método de otimização utilizado para definir os valores dos controladores que realizam o LFC, a Seção 4 apresenta as simulações, os resultados e as discussões e, por fim, a Seção 5 apresenta as conclusões deste trabalho.

## 2. DESCRIÇÃO DOS MODELOS

Na condição operativa como GSV, a turbina eólica opera com velocidade acima do ponto de potência máxima, portanto, ao reduzir a velocidade a potência aumenta tal como ocorre no gerador síncrono convencional (Tessaro and de Oliveira, 2019). O diagrama de blocos da Figura 1 apresenta o modelo de GSV bastante utilizado na literatura, onde  $H_v$  é a constante de inércia virtual,  $\Delta\omega_v$  é o desvio da velocidade angular virtual,  $\Delta P_{m,v}$  é o desvio da potência mecânica virtual,  $\Delta P_{e,v}$  é o desvio da potência elétrica virtual,  $D_v$  é o coeficiente de amortecimento virtual e  $\Delta FR_v$  é o desvio de frequência do GSV.

O diagrama de blocos é obtido a partir da equação de oscilação do GSV que pode ser dada conforme (1).

$$2 \cdot H_v \cdot \frac{d\Delta\omega_v}{dt} = \Delta P_{m,v} - \Delta P_{e,v} - D_v \cdot \Delta\omega_v \quad (1)$$

Reorganizando os termos da equação (1) e aplicando a transformação de Laplace, é obtida a equação (2).

$$\Delta\omega_v = \frac{\Delta P_{m,v} - \Delta P_{e,v} - D_v \cdot \Delta\omega_v}{2 \cdot H_v} \cdot \frac{1}{s} \quad (2)$$

Neste trabalho, também é adicionado ao GSV o CDGE, que faz com que a turbina eólica volte ao ponto de potência de geração pré-perturbação, estando apta para lidar com perturbações futuras no sistema (da Silva et al., 2021). O CDGE é composto por um integrador com ganho  $K_{dc,v}$  e por uma constante de atraso de tempo  $T_{dc,v}$  igual a 10 segundos. O CDGE tem uma atuação lenta, permitindo que a geração da usina eólica contribua com a regulação de frequência por um período de tempo longo o suficiente para auxiliar no LFC e depois volte lentamente ao ponto programado.

A Figura 2 mostra o diagrama de blocos de uma área composta por um sistema hidro-eólico. A parte superior da figura mostra o GSV com controle primário (realizado pelo regulador droop), secundário (realizado por um controlador do tipo integral com ganho  $K_{i,v}$ ) e o CDGE. A parte inferior da figura mostra o diagrama da unidade hidráulica, onde  $K_{p,1}$ ,  $K_{i,1}$  e  $K_{d,1}$  são, respectivamente, os ganhos proporcional, integral e derivativo do controlador PID, responsável pelo controle secundário de frequência da usina hidráulica e amplamente empregado na Literatura.  $T_{d,1}$  é a constante de tempo do filtro derivativo do PID,  $\frac{1}{R_1}$  é o regulador droop,  $R_{t,1}$  é o parâmetro droop transitório,  $R_{p,1}$  é o parâmetro do regulador de velocidade permanente,  $T_{R1}$  é o tempo de recomposição,  $T_{G,1}$  é a constante de tempo do regulador de velocidade,  $T_{W1}$  é a constante de tempo de início da água,  $X_{GV1}$  é a posição da válvula,  $\dot{X}_{GV1}$  é a velocidade da válvula,  $K_{ps,1}$  é a constante de ganho do sistema,  $T_{ps,1}$  é a constante de tempo do sistema,  $\Delta P_{G,1}$  é o desvio de potência de geração da usina hidráulica,  $\Delta P_{G,v}$  é o desvio de potência do GSV e  $\Delta FR_1$  é o desvio de frequência da Área-1. Os parâmetros do bloco que representa o sistema,  $K_{ps,1}$  (ganho do sistema) e  $T_{ps,1}$  (constante de tempo do sistema), são calculados de acordo com a inércia equivalente do sistema, considerando a inércia da hidráulica e a inércia virtual, e de acordo com o coeficiente de amortecimento equivalente para ambas usinas.

A Figura 3 mostra um sistema interligado de duas áreas. A Área-1 é composta pelas usinas eólica e hidráulica apresentadas na Figura 2. Já a Área-2 é composta apenas por uma unidade hidráulica. As áreas operam na modalidade “Tie Line Bias”, ou seja, ambas as áreas através das gerações hidráulicas operam no sentido de eliminar erros de frequência e de intercâmbio.  $B_1$  e  $B_2$  são os bias de frequência das áreas 1 e 2 respectivamente e os parâmetros  $g_1$  e  $g_2$  são os ganhos de realimentação de intercâmbio das áreas 1 e 2 respectivamente.  $K_{1,2}$  é o parâmetro da linha de intercâmbio, obtido através da reatância da linha.

### 3. AJUSTE DOS CONTROLADORES

Os controladores das usinas utilizados neste trabalho são otimizados utilizando o pacote de otimização não linear do MatLab baseado no método dos pontos interiores *fmincon* (Center, 2020). O problema de otimização é baseado na resposta no domínio do tempo e a função objetivo adotada é a integral do erro ao quadrado (integral square error - ISE), que é amplamente utilizada em estudos de LFC (Shabani et al., 2013). O problema é escrito como:

Para o sistema de uma área, descrito na seção 2 e ilustrado na figura 2, faz-se a otimização do controlador PID, do TDC da turbina hidráulica e do controle de despacho do GSV, com a função objetivo de minimizar o desvio de frequência do sistema, dada pela equação (3).

$$\text{Min} \sum_{t=1}^{t_{end}} \Delta FR(t)^2 + \Delta P_{1,2}(t)^2 \quad (3)$$

Sujeito a:

$$X_i^{min} < X_i < X_i^{max} \quad (i = 1, \dots, N_{val}) \quad (4)$$

Onde:

- $t$  é o instante de tempo;
- $\Delta FR(t)$  e  $\Delta P_{1,2}(t)$  representam os desvios de frequência e intercâmbio em função do tempo, respectivamente;
- $t_{end}$  é o tempo de simulação adotado;
- $X$  é o vetor de variáveis que se deseja otimizar. Neste caso, representa os parâmetros do controlador PID da hidráulica, integrador da eólica ( $K_{i,v}$ ), do TDC e do CDGE;
- $N_{val}$  é o número de variáveis de otimização.

O ponto inicial para as variáveis de otimização é dado pela média dos valores máximos e mínimos de cada variável, conforme apresentado no Apêndice-A.

Para o sistema de duas áreas apresentado na Figura 3 a otimização é realizada em duas etapas. Inicialmente os controladores PID,  $K_{i,v}$ , o TDC e o controle de despacho do GSV são otimizados considerando que cada área opera isoladamente, isto é, sem intercâmbio, com a função objetivo de minimizar o desvio de frequência em cada área dada na equação (3). Em seguida, as duas áreas são conectadas através da tie-line e somente os parâmetros de interligação ( $g_1$  e  $g_2$ ) e bias ( $B_1$  e  $B_2$ ) são otimizados com o objetivo de minimizar o desvio de intercâmbio.

### 4. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Para a realização das simulações, considera-se que a velocidade do vento é constante e que a geração eólica opera no modo descarregado com uma margem de reserva de potência de geração, podendo contribuir para inércia do sistema. Também são consideradas duas áreas, sendo a Área-1 composta por uma geração eólica de 400MW e uma geração hidráulica de 900MW e a Área-2 com uma geração hidráulica de 600MW. O Apêndice-A apresenta os dados destas unidades de geração e da linha de intercâmbio.

Embora os gráficos estejam com o tempo de simulação de  $10^4$  segundos, no geral a estabilização ocorre em torno de 200 segundos. A fim de verificar a eficácia da participação de unidades eólicas no LFC foram simulados quatro casos, descritos conforme a seguir:

- Caso-1: Sistema da Área-1 apresentado na Figura 2 com apenas a hidráulica participando do LFC. Neste caso, a eólica não contribui com a inércia, opera no ponto de máximo carregamento;
- Caso-2: Sistema da Área-1 com a hidráulica e a eólica com GSV participando do LFC;
- Caso-3: Sistema com as duas áreas interligadas conforme apresentado na Figura 3. Neste caso, apenas as usinas hidráulicas participam do LFC e controle de intercâmbio. Ou seja, a usina eólica não contribui com a inércia, opera no ponto de máximo carregamento;
- Caso-4: Sistema com as duas áreas interligadas com as gerações hidráulicas e a eólica participando do LFC. No entanto, somente as unidades hidráulicas participam do controle de intercâmbio.

A Tabela 1 apresenta os resultados obtidos através do processo de otimização descrito na seção 3 para o PID e o TDC do Caso 1. A Tabela 2 mostra os resultados da otimização para o Caso 2, além disso, foi obtido  $K_{dc,v} =$



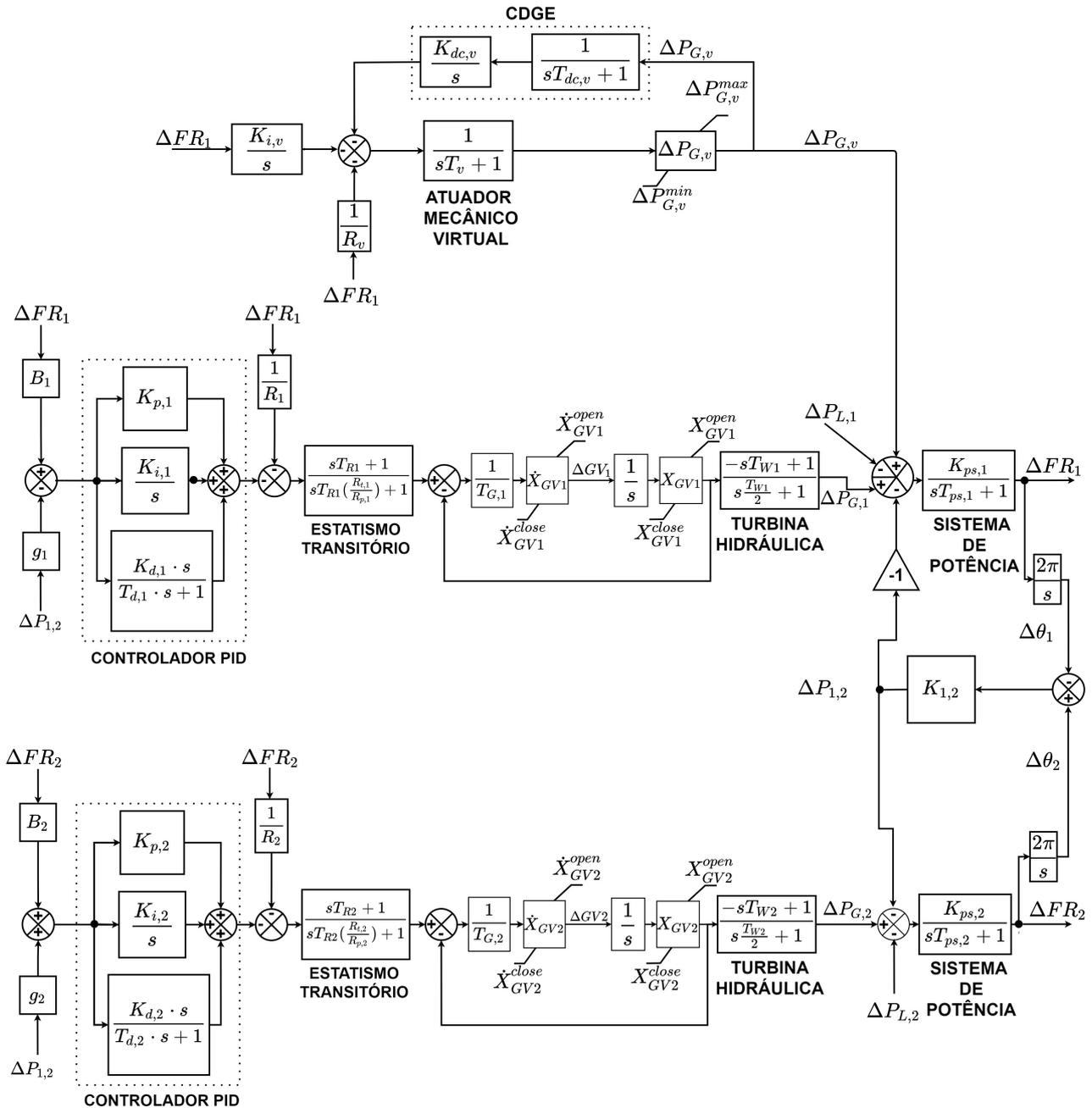


Figura 3. Diagrama de blocos do sistema hidro-eólico com duas área.

Tabela 4. Valores otimizados para Bias e parâmetros de interligação sem a participação da eólica no LFC

$B_1$	$B_2$	$g_1$	$g_2$
2,3392	0,7937	0,0208	0,0527

Tabela 5. Valores otimizados para Bias e parâmetros de interligação com a participação da eólica no LFC

$B_1$	$B_2$	$g_1$	$g_2$
2,2953	1,0128	0,0378	0,0691

de ambas as áreas são menores, principalmente na Área-1, onde está localizado o GSV, evidenciando a eficiência da inclusão da geração eólica no LFC através do GSV.

Por outro lado, os gráficos das figuras 9 e 10 representam os desvios de geração para os casos 3 e 4, respectivamente. Pode-se observar, comparando as figuras, uma redução da resposta inversa da usina hidráulica da Área-1 devido à ação do GSV, Caso-4. Além disso, percebe-se que no Caso-4 a curva do desvio de geração da usina hidráulica da Área-1 é mais suave, indicando que a usina aumenta a geração lentamente até assumir toda a variação de carga da sua área, enquanto a eólica assume grande parte da variação de carga no primeiro momento e depois retorna para o nível de geração anterior à perturbação.

A Figura 11 mostra os desvios de intercâmbio para os casos 3 e 4. Pode-se observar da figura que as variações de intercâmbio com a ação do GSV são reduzidas tendo em vista menores variações de frequências nas áreas quando

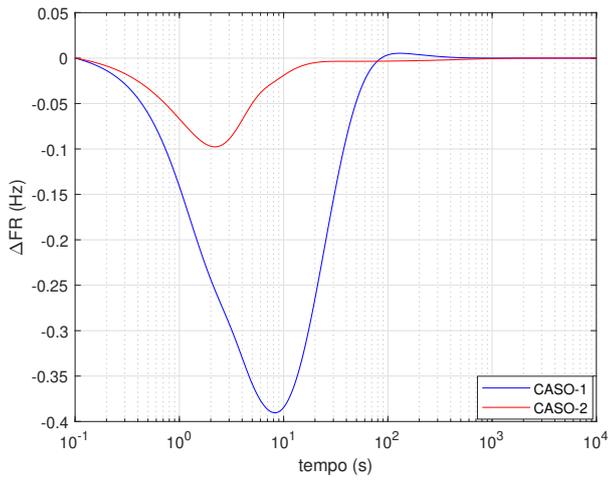


Figura 4. Desvio de frequência casos 1 e 2.

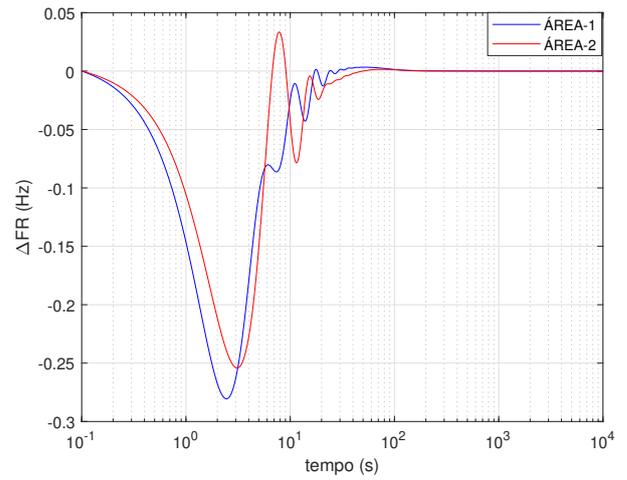


Figura 7. Desvio de frequência Caso-3.

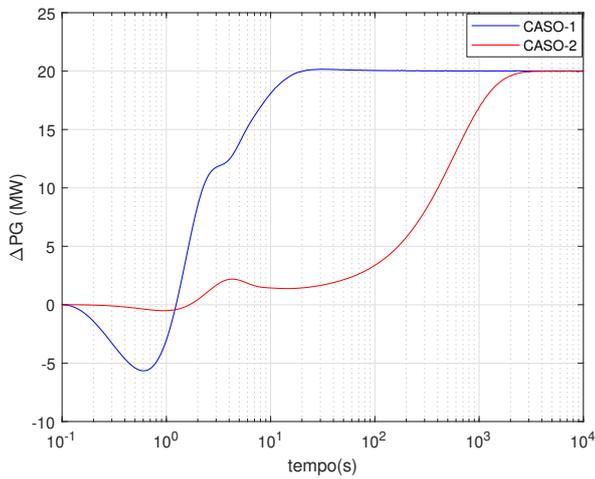


Figura 5. Desvio de geração da hidráulica casos 1 e 2.

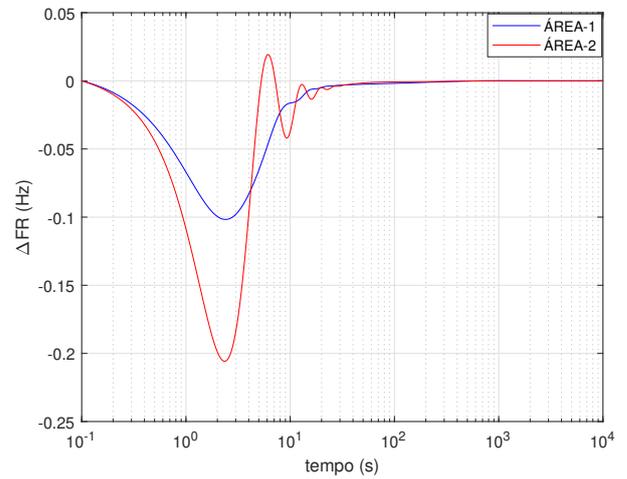


Figura 8. Desvio de frequência Caso-4

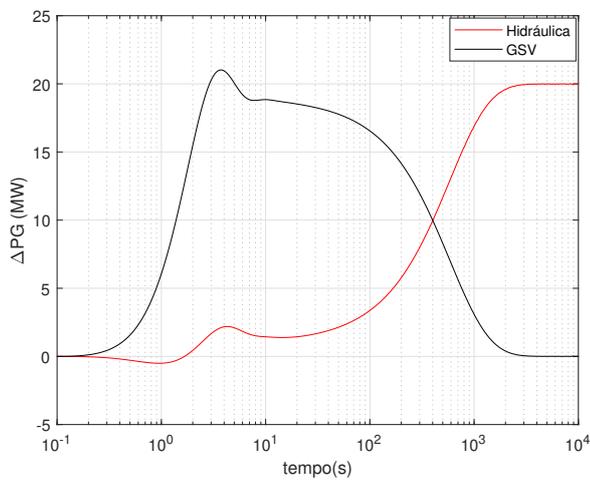


Figura 6. Desvio de geração Caso-2: GSV e hidráulica.

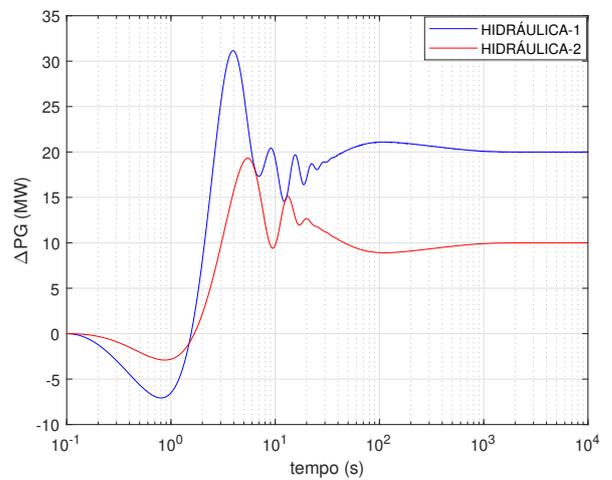


Figura 9. Desvio de geração Caso-3.

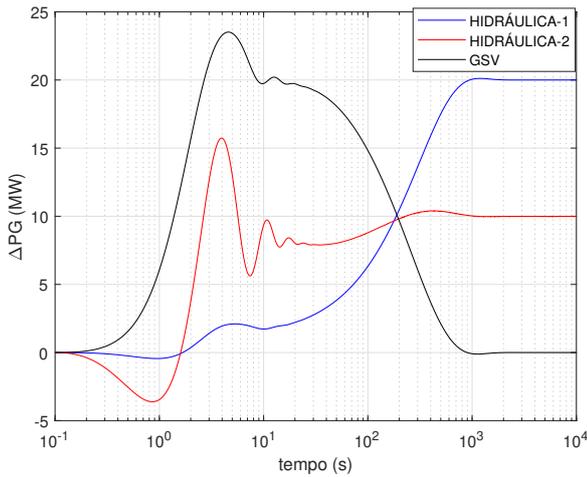


Figura 10. Desvio de geração Caso-4

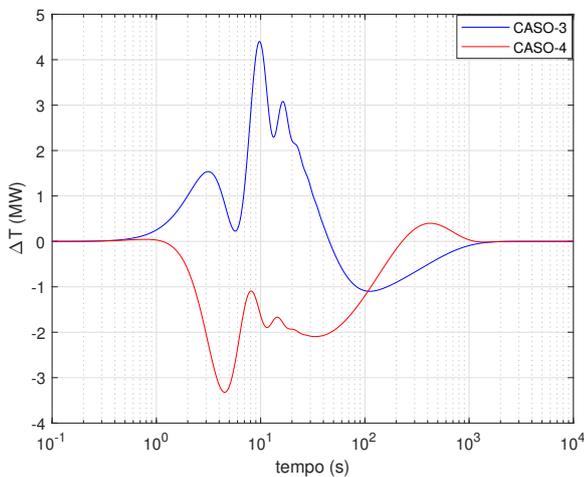


Figura 11. Desvio de intercâmbio: Casos 3 e 4.

o GSV participa da inércia do sistema. Adicionalmente, verifica-se uma inversão de fluxo devido a injeção de potência da eólica da Área-1 para Área-2.

Além das simulações realizadas com os dados de variação de carga apresentados no Apêndice-A, foram realizadas simulações com variações de carga tanto maiores quanto menores, porém, como o sistema está linearizado, o “mode shape” dos resultados obtidos é o mesmo, alterando-se apenas as amplitudes dos gráficos.

Deve-se enfatizar, portanto, que a inclusão da geração eólica no LFC através do GSV reduz os desvios de frequência, alivia o esforço das turbinas hidráulicas reduzindo a resposta inversa, assim como para casos de sistemas interligados, reduz os desvios no intercâmbio.

## 5. CONCLUSÃO

O presente artigo abordou a inclusão da geração eólica no LFC de um sistema hidro-eólico através da estratégia do gerador síncrono virtual considerando que as turbinas eólicas operam descarregadas. A partir daí, avaliou-se o efeito dessa estratégia sobre o desvio de frequência, a

resposta inversa da usina hidráulica e o desvio da potência de intercâmbio.

A partir das simulações realizadas e dos resultados obtidos pode-se enfatizar os seguintes pontos:

- A inclusão da geração eólica no LFC através do GSV reduz a resposta inversa da usina hidráulica;
- A variação da potência gerada pela usina hidráulica quando a eólica participa do LFC é mais suave, evitando grandes e abruptas variações;
- O desvio de frequência do sistema é reduzido quando a eólica participa do LFC;
- O desvio de potência na linha de intercâmbio é menor na presença do GSV.

Percebe-se, portanto, que a inclusão da geração eólica no LFC através da técnica do GSV aliada à operação descarregada traz grandes benefícios para a operação do sistema. A redução do lucro ocasionada pela operação descarregada pode ser compensada através da remuneração pela prestação de serviços ancilares, por exemplo.

Para trabalhos futuros destaca-se a validação da metodologia proposta em sistemas de grande porte e a inserção de variação da velocidade do vento na estratégia de operação descarregada das turbinas eólicas.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Grupo de Otimização da UFJF (GOPT), ao Conselho Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento (CNPq), à Fundação de Amparo à Pesquisa de Minas Gerais (FAPEMIG), ao INERGE e à UFJF pelo apoio ao desenvolvimento deste trabalho.

## REFERÊNCIAS

- Abo-Elyousr, F.K., Youssef, A.M., and Abdelaziz, A.Y. (2018). Multi-area hydrothermal interconnected load frequency control with double-fed induction-generator-based wind turbine via improved harmony algorithm. *Electric Power Components and Systems*, 46(6), 615–628.
- Arora, K., Kumar, A., Kamboj, V.K., Prashar, D., Shrestha, B., and Joshi, G.P. (2021). Impact of renewable energy sources into multi area multi-source load frequency control of interrelated power system. *Mathematics*, 9(2), 186.
- Center, M.D. (2020). Optimization toolbox, constrained optimization, fmincon. URL <https://www.mathworks.com/help/optim/ug/fmincon.html>.
- da Silva, G.S., de Oliveira, E.J., de Oliveira, L.W., de Paula, A.N., Ferreira, J.S., and Honório, L.M. (2021). Load frequency control and tie-line damping via virtual synchronous generator. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 132, 107108.
- Ferreira, B.C., Morais, R.N., Vasconcelos, V.A., Peres, W., Coelho, F.C., Costa, J.N.N., and Poubel, R.P. (2021). Comparação de metaheurísticas para o ajuste Ótimo do controle de frequência em sistemas interligados com geração eólica. In *SIMPÓSIO BRASILEIRO DE AUTOMAÇÃO INTELIGENTE - SBAI*, 1–7. Rio Grande do Sul, Brasil.
- Magdy, G., Shabib, G., Elbaset, A.A., and Mitani, Y. (2019). Renewable power systems dynamic security

using a new coordination of frequency control strategy based on virtual synchronous generator and digital frequency protection. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 109, 351–368.

Rahimi, E., Rabiee, A., Aghaei, J., Muttaqi, K.M., and Nezhad, A.E. (2013). On the management of wind power intermittency. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 28, 643–653.

Ren, G., Liu, J., Wan, J., Guo, Y., and Yu, D. (2017). Overview of wind power intermittency: Impacts, measurements, and mitigation solutions. *Applied Energy*, 204, 47–65.

Shabani, H., Vahidi, B., and Ebrahimpour, M. (2013). A robust pid controller based on imperialist competitive algorithm for load-frequency control of power systems. *ISA transactions*, 52(1), 88–95.

Tessaro, H.J. and de Oliveira, R.V. (2019). Impact assessment of virtual synchronous generator on the electro-mechanical dynamics of type 4 wind turbine generators. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 13(23), 5294–5304.

Zhang, W., Yan, X., and Huang, H. (2020a). Emulation strategies and economic dispatch for inverter-based renewable generation under vsg control participating in multiple temporal frequency control. *Applied Sciences*, 10(4), 1303.

Zhang, W., Yan, X., and Huang, H. (2020b). Performance tuning for power electronic interfaces under vsg control. *Applied Sciences*, 10(3), 953.

#### Apêndice A. DADOS DO SISTEMA

A potência base e a frequência base são, respectivamente, 100Mw e 60Hz. A Área-1 é composta por uma usina hidráulica de 900MW de capacidade e uma eólica de 400MW. Os dados para a usina hidráulica na base do sistema são:

$$T_{G,1} = 0,5s; \quad R_1 = 0,333Hz/p.u.MW; \quad T_{W1} = 2s;$$

$$X_{GV1}^{aberto} = 0,9; \quad X_{GV1}^{fechado} = 0,9; \quad \dot{X}_{GV1}^{aberto} = 1,44;$$

$$\dot{X}_{GV1}^{fechado} = 1,44; \quad H_1 = 45p.u.; \quad D_1 = 0,07p.u.MW/Hz.$$

A Tabela A.1 mostra os limites inferiores e superiores dos parâmetros do controlador PID, bem como os limites do TDC que foram considerados na otimização.

Tabela A.1. limites dos parâmetros do controlador PID e do TDC da hidráulica da Área-1

Parâmetros	Min	Max
$K_{p,1}$	$-\frac{1}{R_1}$	0
$K_{i,1}$	0,001	0,1
$K_{d,1}$	0,01	6
$T_{D,1}$	0,05	1,1
$T_{R,1}$	0,11	19
$R_{t,1}(\%)$	5	120

Os dados da usina eólica referidos na base do sistema são:

$$R_v = 0,60Hz/p.u.MW; \quad T_v = 0,6s; \quad T_{dc,v} = 10s.$$

$$H_v = 24p.u.; \quad D_v = 0,18p.u.MW/Hz$$

Os parâmetros do bloco do sistema são calculados da seguinte forma:

$$K_{ps} = 1/D_{eq}; \quad T_{ps} = (2 \cdot H_{eq})/(D_{eq} \cdot f_B)$$

Onde  $D_{eq}$  e  $H_{eq}$  são, respectivamente, o coeficiente de amortecimento equivalente e a constante de inércia equivalente do sistema, que são calculados levando em conta as usinas que compõem a área.

Para o bloco do sistema na Área-1, quando a eólica não participa do LFC com inércia virtual, tem-se:

$$H_{eq} = H_1 = 45p.u.; \quad D_{eq} = D_1 = 0,07p.u.MW/Hz$$

$$K_{ps,1} = 13,47Hz/p.u.MW; \quad T_{ps,1} = 20,20s.$$

Quando a eólica é incluída no LFC, adicionando inércia virtual e amortecimento virtual, tem-se:

$$H_{eq} = H_1 + H_v = 69p.u.;$$

$$D_{eq} = D_1 + D_v = 0,25p.u.MW/Hz$$

$$K_{ps,1} = 3,93Hz/p.u.MW; \quad T_{ps,1} = 9,05s.$$

A variação de carga considerada para a Área-1 nas simulações é  $\Delta_{PL,1} = 0,20p.u.$

A Área-2 é composta por uma usina hidráulica de 600MW de capacidade. Os dados para esta usina hidráulica na base do sistema são:

$$T_{G2} = 0,5; \quad R_{h2} = 0,50Hz/p.u.MW; \quad T_{W2} = 1;$$

$$H_2 = 30p.u.; \quad D_2 = 0,05p.u.MW/Hz.$$

$$K_{ps,2} = 20,20Hz/p.u.MW; \quad T_{ps,2} = 20,20s;$$

$$X_{GV2}^{aberto} = 0,60; \quad X_{GV2}^{fechado} = 0,60; \quad \dot{X}_{GV2}^{aberto} = 0,96;$$

$$\dot{X}_{GV2}^{fechado} = 0,96; \quad \Delta_{PL,2} = 0,1p.u.$$

A Tabela A.2 mostra os limites inferiores e superiores dos parâmetros do controlador PID, bem como os limites TDC que foram considerados na otimização.

Tabela A.2. Controlador PID e limites de parâmetros TDC para UHE-2

Parâmetros	Min	Max
$K_{p,2}$	$-\frac{1}{R_2}$	0
$K_{i,2}$	0,001	0,1
$K_{d,2}$	0,01	6
$T_{D,2}$	0,05	1,1
$T_{R,2}$	0,11	19
$R_{t,2}(\%)$	5	120

Para o sistema de duas áreas, o parâmetro de intercâmbio é  $K_{1,2} = 0,0225$ . A Tabela A.3 mostra os limites para os parâmetros Bias e ganhos de intercâmbio que foram considerados na otimização.

Tabela A.3. Parâmetros de intercâmbio

Parâmetro	Min	Max
$B_1$	0,3	3
$B_2$	0,3	3
$g_1$	0,001	0,1
$g_2$	0,001	0,1