Uma Nova Abordagem de Projeto Integrado de Controladores de Inércia Sintética e de Velocidade para Aerogeradores Baseada em Controle LQR

Douglas M. Magnus*. César C. Scharlau*. Luciano L. Pfitscher*. Gustavo C. Costa*

*Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, SC, Brasil e-mail: <u>douglas.magnus@posgrad.ufsc.br</u>, <u>cesar.scharlau@ufsc.br</u>, <u>luciano.pfitscher@ufsc.br</u>, <u>cantarelli.sl98@gmail.com</u>

Abstract: This paper presents a new approach for integrated design of synthetic inertia and speed controllers for variable speed wind turbines using the hidden inertia technique. The differential of this work is the use of a LQR-based control to optimize the trade-off between inertial response and turbine speed control. The proposed controller is evaluated in a case study developed in simulations with the mathematical modeling of a variable speed wind turbine inserted in a microgrid under load-generation disturbances and dynamic wind profile. The results show that the proposed approach has a better performance, compared to the reference scenarios, when submitted to deviations of the wind turbine point of operation, demonstrating better use of the available energy to participate in the inertial response without deteriorating the response time of the wind turbine speed control.

Resumo: Este artigo apresenta uma nova abordagem para projeto integrado de controladores de inércia sintética e de velocidade para aerogeradores de velocidade variável por meio da técnica de inércia oculta. O diferencial do trabalho é o uso de controle ótimo baseado em LQR para correlacionar os compromissos de desempenho de resposta inercial e de regulação de velocidade da turbina eólica. O controlador proposto é avaliado em um estudo de caso desenvolvido em simulações computacionais com a modelagem matemática de uma turbina eólica de velocidade variável inserida em microrrede sob distúrbios de carga-geração e perfil de vento dinâmico. Os resultados apontam que a abordagem proposta possui melhor desempenho, em comparação aos cenários de referência, frente a variações do ponto de operação do aerogerador, apresentando maior aproveitamento da energia disponível para participação na resposta inercial sem deteriorar o tempo de resposta do regulador de velocidade da turbina eólica.

Keywords: Frequency Control; Synthetic Inertia; Governor; Linear Quadratic Regulator; Wind Power.

Palavras-chaves: Controle de Frequência; Inércia Sintética; Geração Eólica; Regulador de Velocidade; Regulador Linear Quadrático.

1. INTRODUÇÃO

A energia eólica tem se tornado cada dia mais significativa na matriz elétrica brasileira, correspondendo por 9% da capacidade instalada em 2019 (EPE, 2019). Segundo a própria Empresa de Pesquisa Energética, a tendência é de que até 2029 esse valor alcance 17%, equivalente a 39,5 GW de potência instalada (EPE, 2020). Percebe-se que, com o passar do tempo, a visão sustentável tende a se disseminar ainda mais nos diversos setores, assim como a sua solidificação na matriz elétrica por meio da diversificação das fontes de energia.

Contudo, essa alta penetração de fontes alternativas de geração de energia elétrica, as quais possuem interface com a rede baseada em inversores, trazem diversos desafios para a operação do sistema elétrico. Um dos grandes problemas se refere ao fato dos controladores empregados nos inversores não operarem efetivamente na regulação da frequência da rede, em vista que não são programadas para absorver ou injetar energia nos momentos de contingências, logo não contribuindo com inércia ao sistema (Yan *et al.*, 2015). Destaca-se que sistemas com baixa inércia são susceptíveis a instabilidades transitórias e de frequência (Tielens and Van Hertem, 2016).

Existem diversos métodos que podem ser utilizados para mitigar os impactos causados pela redução da inércia do sistema, sendo um dos principais o Controle de Inércia Sintética (SIC, do inglês, *Synthetic Inertia Control*). Esse tipo de controlador opera por identificação de distúrbios de frequência na rede e consequente injeção ou absorção de energia por meio de um sistema de armazenamento, atuando através da modulação da potência ativa da fonte geradora após a contingência (Bevrani, Ise and Miura, 2014).

Existem diversos tipos de SICs. Através de uma busca na literatura, foi possível verificar que as técnicas mais difundidas são o Gerador Síncrono Virtual (Ma *et al.*, 2017; Alipoor, Miura e Ise, 2018; Rahman *et al.*, 2019), Controle Derivativo de Frequência (Ochoa e Martinez, 2017; Fini e Golshan, 2018; Zhang *et al.*, 2020) e Controle de Estatismo

(Fu *et al.*, 2017; Wang *et al.*, 2018). Neste cenário, também são observados outros tipos de tecnologias empregadas, como Synchronverter (Zhong *et al.*, 2014) e Vsync (Wang, Hu e Yuan, 2015).

Um fato observado na maioria das técnicas supracitadas, e tido como um desafio desses controladores, é o equilíbrio entre a resposta de frequência da rede e o custo energético para emular a inércia sintética, tendo em vista que é necessário extrair energia de alguma reserva para realizar o controle da frequência (Krpan e Kuzle, 2020). No caso apresentado neste artigo, utiliza-se a técnica de Inércia Oculta, que permite a extração da energia cinética da turbina eólica durante o distúrbio. A atuação desta topologia de controle, embora permita operação em Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT) em regime normal, é limitada à energia disponível e às restrições eletromecânicas do aerogerador (Gonzalez-Longatt *et al.*, 2016).

De forma geral, a malha de controle de inércia sintética é implementada como um controlador suplementar e, assim, acaba por desconsiderar os impactos na resposta de velocidade da turbina. Conforme observado por Magnus, Pfitscher e Scharlau (2019), o acoplamento entre o SIC e o Regulador de Velocidade (RV) da turbina pode tanto deteriorar o desempenho da resposta inercial, utilizando de forma ineficiente a energia cinética disponível, ou mesmo em casos extremos levar a turbina à instabilidade.

Para contornar essa situação, vislumbra-se que o projeto do SIC, em consonância ao projeto do RV da turbina eólica, deve otimizar a dinâmica do aerogerador e o desempenho da resposta inercial. Entretanto, não foram encontrados na literatura trabalhos que abordem topologias similares.

Neste sentido, o objetivo deste trabalho é desenvolver um controlador integrado de inércia sintética e de velocidade para turbinas eólicas de velocidade variável, a partir da técnica de Inércia Oculta. Propõe-se o uso de técnica de controle ótimo baseada em Regulador Quadrático Linear (LQR, do inglês, *Linear Quadratic Regulator*), com o objetivo de correlacionar o desempenho da resposta inercial, a dinâmica de velocidade da turbina eólica e o custo energético do controlador.

O diferencial da topologia proposta é justamente a possibilidade de projeto integrado do SIC e do RV da turbina eólica. Esta abordagem abre espaço para utilização de critérios de controle ótimo com enfoque em aumentar a eficiência da resposta inercial sem comprometer o tempo de resposta do RV da turbina eólica.

O trabalho é conduzido por meio de um estudo de caso em uma microrrede, implementada em ambiente de simulação, a fim de verificar o desempenho do controlador frente a distúrbios de carga-geração e variações do ponto de operação da turbina eólica a partir de um perfil dinâmico de vento. O estudo é realizado de forma comparativa em relação a duas topologias, sendo elas do aerogerador sem SIC e com SIC baseado em controle Proporcional-Derivativo (PD).

O trabalho é organizado da seguinte forma: os procedimentos metodológicos de modelagem e projeto dos controladores são descritos na Seção 2. A Seção 3 traz os resultados de aplicação por meio de um estudo de caso em microrrede. As considerações finais do estudo são abordadas na Seção 4.

2. METODOLOGIA

A metodologia do trabalho se subdivide, conforme apresentado na sequência, na modelagem do sistema e no método de projeto do controlador baseado em LQR.

2.1 Modelagem do Sistema

O modelo matemático de microrrede utilizado neste trabalho considera fontes de geração eólica (WPP), hidrelétrica (HPP) e termelétrica (TPP) e representa a dinâmica de frequência da microrrede em função da resposta de potência ativa. Baseado nas modelagens de Hafiz e Abdennour (2015) e de Li *et al.* (2019), o modelo de microrrede é demonstrado na Fig. 1.

Define-se Δf como a variação de frequência do sistema (p.u.), v_w é a velocidade do vento (m/s), ΔP_H é a variação da potência ativa fornecida pela HPP (p.u.), ΔP_T é a variação da potência ativa fornecida pela TPP (p.u.), ΔP_L é o distúrbio de carga-geração (p.u.) e ΔP_W é a variação da potência ativa fornecida pela WPP ou resposta do controle de inércia sintética (p.u.).



Fig. 1 Modelo de microrrede para análise em pequenos sinais.

O aerogerador é equipado com SIC, enquanto que a HPP e a TPP operam com malhas de regulação primária e secundária de frequência. Este modelo permite a análise dos impactos da inércia sintética tanto nos estados de operação do aerogerador quanto na resposta de frequência da microrrede.

O modelo não-linear do aerogerador com MPPT, RV e SIC do tipo PD, baseado nos modelos presentes em Hafiz e Abdennour (2016) e Li *et al.* (2019), é demonstrado no diagrama da Fig. 2.



Fig. 2 Modelo de Aerogerador de Velocidade Variável com Controle de Inércia Sintética.

O equacionamento e as conceituações referentes aos modelos mecânico, aerodinâmico e de MPPT apresentados são detalhados em Magnus, Pfitscher e Scharlau (2019).

O modelo linear em espaço de estados, necessário ao projeto do SIC LQR, é baseado no modelo da Fig. 2 com substituição do controle de velocidade por uma malha de rastreamento de referência com integrador. A linearização do modelo considera operação em MPPT para uma determinada velocidade de vento. A velocidade angular da turbina é calculada para este ponto de operação e a referência de velocidade da turbina obtida pelo MPPT é constante. Admitese também que, para pequenas variações da velocidade da turbina, a potência mecânica da turbina eólica é constante. Em vista que o propósito é otimizar a dinâmica do aerogerador, simplifica-se o modelo considerando as respostas de regulação de frequência provenientes das demais fontes de geração como distúrbios de carga-geração.

A Eq. (1) apresenta o modelo geral de um sistema em espaço de estados.

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = A.x(t) + B.u(t) \\ y(t) = C.x(t) \end{cases}$$
(1)

Sendo A, B e C as matrizes do sistema linearizado; x(t) é o vetor de estados do sistema; u(t) é o vetor de entradas controláveis do sistema; e y(t) é o vetor de saídas do sistema, sendo considerado neste estudo o estado de velocidade da turbina eólica ($\Delta \omega_t$) para rastreamento de referência.

Considerando a realimentação de estados e a malha de rastreamento de referência de saída com integrador, o sistema

em malha fechada pode ser demonstrado como um sistema expandido, conforme a Eq. (2).

$$\begin{bmatrix} \dot{x}(t) \\ \dot{\xi}(t) \end{bmatrix} = \left(\begin{bmatrix} A & 0 \\ -C & 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} B \\ 0 \\ B_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} K_e & K_i \end{bmatrix} \right) \begin{bmatrix} x(t) \\ \xi(t) \\ \vdots \\ x_a(t) \end{bmatrix}$$
(2)

Define-se $\xi(t)$ como vetor de estado do integrador, sendo igual a ΔP_{mppt} ; K_e é o vetor de ganhos da realimentação de estados; e K_i é o vetor de ganhos da malha de rastreamento de referência. As matrizes e vetores com subíndice "a" se referem ao modelo expandido do sistema.

Observa-se um sistema expandido de quarta ordem, sendo três estados do sistema e um estado de rastreamento de referência. As matrizes do modelo em espaço de estados a serem inseridas na Eq. (2) são apresentadas na Eq. (3) e Eq. (4). A Fig. 3 representa graficamente este modelo, utilizado para projeto do SIC por realimentação estática via LQR.

$$A = \begin{bmatrix} -\frac{D}{2H} & \frac{\alpha}{2H} & 0\\ 0 & -\frac{D}{T_c} & 0\\ 0 & -\frac{1}{2\omega_o H_t} & 0 \end{bmatrix} B = \begin{bmatrix} 0\\ -\frac{\omega_o}{T_c}\\ 0 \end{bmatrix} C = \begin{bmatrix} 0\\ 0\\ -1 \end{bmatrix}^T$$
(3)
$$\begin{cases} x(t) = [\Delta f \quad \Delta P_w \quad \Delta \omega_t]^T\\ u(t) = \Delta P_{wf} \end{cases}$$



Fig. 3 Modelo linear expandido aerogerador/microrrede.

2.2 Projeto do Controlador via LQR

_

O controle LQR representa uma técnica de controle ótimo por realimentação de estados que possibilita definir os autovalores ótimos do sistema em malha fechada a partir de determinados critérios quadráticos adotados. Em termos práticos, o controle LQR permite otimizar o desempenho frente a variações de referência do sistema, minimizando assim a excursão dos estados do sistema sob essas circunstâncias.

A partir da lei de controle por realimentação de estados, a dinâmica do sistema em malha fechada considerando rastreamento de referência é demonstrada na Eq. (2). K_a é a matriz de ganhos do controlador. O projeto do controle LQR é realizado conforme o seguinte teorema.

Teorema 1: considerando que o modelo expandido apresentado na Eq. (2) é estabilizável, o regulador LQR que minimiza a função objetivo em termos quadráticos da Eq. (5), referente às energias de estado e controle, é projetado a partir da solução da Equação de Riccati apresentada na Eq. (6). Logo, os ganhos do controlador que minimizam a função objetivo são obtidos por meio da Eq. (7).

$$J = \int_{0}^{\infty} \left(x_a(t)^T Q x_a(t) + u(t)^T R u(t) \right) dt$$
(5)

$$PA_{a} + A_{a}^{T}P - PB_{a}R^{-1}B_{a}^{T}P + Q = 0$$
(6)

$$K_{LQR} = R^{-1}B_a^{T}P \tag{7}$$

Sendo P a solução da equação algébrica de Riccati, enquanto Q e R são matrizes diagonais simétricas positivas definidas, que se referem à ponderação entre as energias de estado e de controle do sistema. $\hfill \Box$

A prova do teorema é verificada em Barbosa et al. (2016).

De forma geral, o problema baseado em LQR é ligado à minimização da energia transitória atrelada aos estados e entradas do sistema, o que remete ao termo quadrático do regulador. Considerando o sistema proposto, deve-se parametrizar uma matriz Q diagonal com quatro constantes de ponderação, além de mais uma constante referente ao termo R, conforme exposto na Eq. (8).

$$\begin{cases} Q = \begin{bmatrix} \eta_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \eta_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \eta_3 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \eta_4 \end{bmatrix} \\ R = \eta_5 \end{cases}$$
(8)

A escolha adequada de Q e R atribui pesos às variáveis em questão com o intuito de otimizar de forma ponderada a dinâmica do sistema em consonância à limitação da energia de atuação do controle.

3. ESTUDO DE CASO

Um estudo de caso foi realizado no modelo teste de microrrede apresentado na Figura 3. Analisaram-se as respostas de frequência da rede e dos estados do aerogerador em diferentes cenários de operação do SIC, bem como métricas de desempenho dos controladores referentes aos máximos desvios de frequência, energia cinética extraída da turbina eólica e análise de uma função custo baseada na norma H₂ (Eq. 9) do desvio de frequência da microrrede.

$$\varepsilon_{\Delta f} = \int_{0}^{T} \Delta f(t)^{2} dt$$
(9)

Sendo $\epsilon_{\Delta f}$ o índice referente à função custo baseada na norma H_2 do sinal de desvio de frequência da microrrede, em Hz^2 .s, e T é o período sob análise, em segundos.

O desempenho do SIC LQR é avaliado de forma comparativa a outras duas topologias, conforme exposto abaixo.

- Sem SIC: MPPT + RV;
- **SIC via PD:** MPPT + RV + SIC via PD;
- SIC via LQR: MPPT + SIC LQR com rastreamento de referência de velocidade da turbina eólica;

As métricas de desempenho avaliadas foram os máximos desvios de frequência da microrrede (Δf_{min}), o valor mínimo (ωt_{min}) e o tempo de acomodação (t_S) da velocidade da turbina eólica, o desvio máximo de potência ativa do aerogerador (ΔPw_{max}) e a variação da energia cinética da turbina eólica (ΔEwt_{max}). As bases de potência e frequência consideradas foram de, respectivamente, 10 MW e 60 Hz.

3.1 Parametrização do Modelo

Os modelos apresentados na Fig. 2 e na Fig. 3 foram implementados no software MATLAB R2013a Simulink para realização das simulações no domínio do tempo. Os parâmetros da microrrede e das plantas geradoras, baseados em Li *et al.* (2019), Hafiz e Abdennour (2016), Nasiri, Milimonfared e Fathi (2014), são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1. Parâmetros de modelo considerados.

Microrrede					
H, Constante de inércia (s)	3,00				
D, Coeficiente de amortecimento (p.u./Hz)	1,00				
Vt, Tensão terminal (p.u.)	1,00				
Planta Termelétrica					
T _{CH} , Constante de tempo da câmara de vapor (s)	0,30				
T _{RH} , Constante de tempo do reaquecedor (s)	7,00				
F _{HP} , Fração de potência térmica extraída pela turbina de alta pressão	0,30				
T _{GT} , Constante de tempo do regulador de velocidade (s)	0,20				
μ, Nível de penetração na rede (%)	40,00				
R _{TPP} , Ganho de estatismo permanente	0,05				
KAGC, Ganho de regulação secundária de frequência	1,00				
Planta Hidrelétrica					
T _w , Water starting time (s)	1,00				
$T_{\mathbf{R}}$, Reset time (s)	5,00				
R _T , Ganho de estatismo transitório	0,38				
T _{GH} , Constante de tempo do regulador de velocidade (s)	0,20				
μ, Nível de penetração na rede (%)	40,00				
R _{HPP} , Ganho de estatismo permanente	0,05				
KAGC, Ganho de regulação secundária de frequência	1,00				
Aerogerador					
P _{W_nom} , Potência nominal do aerogerador (MW)	2,00				
H _{WT} , Constante de inércia da turbina (s)	5,20				
α, Nível de penetração na rede (%)	20,00				
β, Ângulo de pitch (°)	0,00				
T _C , Constante de tempo do inversor (s)	0,02				
T _f , Constante de tempo do filtro passa-baixa (s)	0,005				
vw_RAT, Velocidade de vento nominal (m/s)	9,00				
Rt, Raio das pás do aerogerador (m)	55,00				
λopr, Valor ótimo de <i>Tip Speed Ratio</i>	8,10				
C ₁ , Coeficiente Aerodinâmico 1	0,5176				
C2, Coeficiente Aerodinâmico 2	116,00				
C ₃ , Coeficiente Aerodinâmico 3	0,40				
C4, Coeficiente Aerodinâmico 4	5,00				
C ₅ , Coeficiente Aerodinâmico 5	21,00				
C ₆ , Coeficiente Aerodinâmico 6	0,0068				
Kpw, Ganho proporcional do RV	3,00				
K _{iw} , Ganho integral do RV	0,60				

3.2 Projeto dos Controladores

O SIC PD, utilizado como referência para fins comparativos, foi parametrizado de forma a representar um cenário equivalente para análise comparativa com o SIC LQR. O parâmetro balizador dos cenários analisados se refere à variação máxima da potência elétrica modulada pelo inversor, sendo este definido em 0,1 p.u. em relação à potência nominal do aerogerador. Este valor é apontado como referência pelo ONS (2016) para atuação do SIC em aerogeradores e, com base em Pradhan, Narayan e Kumar (2018), é a máxima sobrecarga permitida para operação por tempo determinado, o que valida o modelo apresentado até a velocidade de vento e consequente potência nominal do aerogerador, cuja faixa de operação é considerada a mais crítica para operação do SIC.

As constantes de ponderação para projeto do SIC LQR, com enfoque na regulação de frequência, podem ser verificadas na Tabela 2.

Tabela 2. Constantes para projeto do SIC LQR.

Constantes	η_1	η_2	η3	η₄	η_5	
Valores	2500,0	5,0	1,0	0,5	1,0	

Com base nas premissas apresentadas acima, faz-se possível o projeto dos controladores. A Eq. (10) apresenta a função de transferência do SIC PD, enquanto que a Eq. (11) representa os ganhos do SIC LQR.

$$G_{PD}(s) = 5.(0,3.s+1,9) \tag{10}$$

$$K_{LQR} = \begin{bmatrix} 18,0571 & 1,3102 & -8,4867 & -0,7071 \end{bmatrix}$$
(11)

3.3 Cenário I: Distúrbio de Carga-Geração

Considera-se neste cenário um distúrbio de carga-geração da ordem de 0,1 p.u., sendo este uma função degrau com início aos 5 segundos. A resposta de variação da frequência é demonstrada na Fig. 4; o desvio de potência ativa fornecida pelo aerogerador é demonstrada na Fig. 5; a Fig. 6 ilustra a resposta da velocidade da turbina eólica; a Fig. 7 apresenta o balanço de energia do aerogerador durante o transitório; e as métricas de desempenho são apresentadas na Tabela 3.



Fig. 4 Desvio de frequência da microrrede para distúrbio de carga-geração.



Fig. 5 Desvio de potência ativa elétrica do aerogerador para distúrbio de carga-geração.



Fig. 6 Velocidade da turbina para distúrbio de carga-geração.



Fig. 7 Balanço de energia transitória do aerogerador para distúrbio de carga-geração.

Tabela 3. Métricas de desempenho para o cenário I.

Topologia	$\Delta \mathbf{f}_{\min}$ (Hz)	ω _{t min} (p.u.)	$\frac{\Delta \mathbf{P} \mathbf{w}_{\max}}{(\mathbf{p.u.})}$	∆Ewt _{max} (p.u.s)	t _s (s)
Sem SIC	-1,30	0,778	0,00	0,000	0,00
SIC via PD	-1,11	0,749	0,02	0,046	23,84
SIC via LQR	-1,07	0,748	0,02	0,047	21,26

Verifica-se na Fig. 4 que o SIC melhora consideravelmente a resposta de frequência do sistema, reduzindo em 17% o desvio máximo de frequência em relação ao cenário sem SIC. Para todos os cenários com SIC, esse comportamento é consequência da potência ativa extra fornecida pelo aerogerador durante a contingência, conforme demonstrado na Fig. 5, potência essa modulada a partir da extração de energia cinética da turbina eólica, o que reflete na redução da velocidade do rotor de acordo com o comportamento apresentado na Fig. 6.

O SIC via LQR, com base na Tabela 3, reduz em 1,9% o afundamento de frequência da microrrede em comparação ao SIC via PD. O diferencial desta abordagem se refere à excursão dos estados de velocidade da turbina e de potência ativa do inversor. Observa-se na Fig. 6 que o projeto via LQR do SIC em consonância ao controle de velocidade da turbina otimiza essa operação, apresentando um menor tempo de estabilização da resposta de velocidade da turbina e um período de regeneração da energia cinética da mesma mais suave em relação à topologia de referência, o que também pode ser verificado na Fig. 7. Neste sentido, a abordagem proposta também reduz as chances de um possível segundo afundamento de frequência devido ao restabelecimento inadequado da velocidade ótima da turbina.

3.4 Cenário II: Perfil de Vento Dinâmico

São considerados dois distúrbios de carga-geração, sendo o primeiro representado por uma função degrau de amplitude 0,1 p.u. com início em 100 segundos; e o segundo, uma função degrau de amplitude -0,1 p.u. com início em 300 segundos. O perfil de velocidade do vento utilizado, gerado por meio de uma amostra de ruído gaussiano com especificações de 0,1 Hz, média de 7 m/s, desvio padrão de 1 m/s e com valor máximo abaixo da velocidade nominal do aerogerador, é apresentado na Fig. 8.



Fig. 8 Perfil de vento dinâmico considerado no estudo.

A resposta de variação da frequência é apresentada na Fig. 9; o desvio de potência ativa do aerogerador é demonstrado na Fig. 10; a Fig. 11 traz a resposta da velocidade da turbina eólica. A Fig. 12 apresenta a resposta da função custo apresentada na Eq. (9) para o período analisado. As métricas de desempenho são apresentadas na Tabela 4, sendo que agora os índices Δf_{max} e ΔPw_{min} se referem ao ponto do distúrbio de carga-geração com valor negativo.



Fig. 9 Desvio de potência ativa elétrica do aerogerador para distúrbio de carga-geração e perfil dinâmico de vento.



Fig. 10 Desvio de potência ativa elétrica do aerogerador para distúrbio de carga-geração e perfil dinâmico de vento.



Fig. 11 Velocidade da turbina para distúrbio de carga-geração e perfil dinâmico de vento.



Fig. 12 Função custo avaliada para o período analisado.

Tabela 4. Métricas de desempenho para os cenários.

Topologia	Δf_{min} (Hz)	Δf_{max} (Hz)	$\Delta \mathbf{Pw}_{\min}$ (p.u.)	ΔPw_{max} (p.u.)	ε _{∆f} (Hz².s)
Sem SIC	-1,35	1,44	0,000	0,000	49,55
SIC via PD	-1,02	1,24	-0,021	0,023	44,09
SIC via LQR	-0,98	1,16	-0,025	0,031	36,50

Observa-se da Fig. 9 que as topologias com SIC resultam em melhor resposta de frequência da microrrede em relação ao cenário sem contribuição do aerogerador na resposta inercial, apresentando menores excursões de frequência em torno do ponto de operação. Com base na Fig. 10 e na Fig. 11, constata-se também que o aerogerador opera de maneira estável durante o período considerado, apresentando resposta da velocidade da turbina e de potência ativa dentro dos limites operativos do mesmo. O diferencial da topologia baseada em LQR pode ser observado na Fig. 10 e na Fig. 11, em vista que esta técnica otimiza a resposta dos estados frente a variações do ponto de operação. Neste cenário com perfil de vento dinâmico, observa-se que o desempenho do SIC LQR com rastreamento de referência se mostra superior na regulação de frequência da microrrede em relação às topologias de referência. Com base nas métricas de desempenho apresentadas na Tabela 4 também é possível corroborar essa situação, apresentando maior contribuição inercial e menores excursões de frequência em comparação às demais topologias.

Por fim, como principal ponto de análise deste cenário, de forma a avaliar de forma comparativa o desempenho das topologias propostas, a função custo baseada na norma H_2 do sinal de frequência da microrrede foi calculada para o período avaliado. Com base na Fig. 12 e na Tabela 4, constata-se que o SIC LQR apresenta um índice de 36,5 Hz².s ao final do período analisado, valor este 27% menor que no cenário sem SIC e aproximadamente 17% menor quando comparado ao SIC via PD. Em termos gerais, esse índice aponta que a técnica de SIC via LQR otimiza a resposta de frequência da microrrede, minimizando as excursões de frequência por meio da compensação tanto dos impactos dos distúrbios de carga-geração quanto do perfil de vento variável.

4. CONCLUSÕES

O trabalho apresentado contribui com a discussão da participação na regulação de frequência de redes elétricas por fontes alternativas de energia conectadas à rede por inversor, sendo que o enfoque foi dado à concepção de uma estratégia de controle aplicado à geração eólica. Em face que, tanto as pesquisas como algumas regulamentações dentro do setor elétrico apontam para a participação destas fontes neste cenário, é importante avaliar os impactos da inércia sintética tanto nas redes elétricas quanto à própria fonte de energia utilizada para essa finalidade.

Destaca-se que na temática da geração eólica, o perfil de vento dinâmico pode deteriorar a capacidade destas fontes de participar na resposta inercial do sistema. Sendo assim, o estudo de caso realizado demonstra que o método proposto apresenta um melhor desempenho neste cenário. A otimização do rastreamento dos estados do sistema frente a variações de referência e mudança do ponto de operação da fonte, caso este gerado pelo perfil de vento dinâmico, junto ao fato de que as malhas de regulação de velocidade e de controle de inércia sintética são acopladas, possibilitam uma maior contribuição do aerogerador na resposta inercial, bem como uma estratégia mais eficaz para controle de velocidade da turbina. Esse fator permite um melhor compromisso entre o desempenho do SIC e a regulação de velocidade da turbina, contribuindo assim com uma nova abordagem para uma integração confiável destas fontes na regulação de frequência de sistemas elétricos.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao suporte técnico e financeiro prestado pela Fundação de Amparo à Pesquisa e Inovação do

Estado de Santa Catarina (FAPESC), pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC).

REFERÊNCIAS

- Alipoor, J., Miura, Y. e Ise, T. (2018) 'Stability assessment and optimization methods for microgrid with multiple VSG units', *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(2), pp. 1462–1471. doi: 10.1109/TSG.2016.2592508.
- Barbosa, P. et al. (2016) 'A LQR Design With Rejection Of Disturbances And Robustness To Load Variations Applied To A Buck Converter', *Eletrônica de Potência*, 21(1), pp. 7–15. doi: 10.18618/REP.2016.1.2551.
- Bevrani, H., Ise, T. e Miura, Y. (2014) 'Virtual synchronous generators: A survey and new perspectives', *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 54, pp. 244–254. doi: 10.1016/j.ijepes.2013.07.009.
- EPE (2019) 'Balanço Energético Nacional BEN 2019', EPE, p. 303.
- EPE (2020) *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029.* 1v. Edited by EPE. Brasília: EPE.
- Fini, M. H. e Golshan, M. E. H. (2018) 'Determining optimal virtual inertia and frequency control parameters to preserve the frequency stability in islanded microgrids with high penetration of renewables', *Electric Power Systems Research*. Elsevier B.V., 154, pp. 13–22. doi: 10.1016/j.epsr.2017.08.007.
- Fu, Y. et al. (2017) 'Active participation of variable speed wind turbine in inertial and primary frequency regulations', *Electric Power Systems Research*. Elsevier B.V., 147, pp. 174–184. doi: 10.1016/j.epsr.2017.03.001.
- Gonzalez-Longatt, F. et al. (2016) 'Practical limit of synthetic inertia in full converter wind turbine generators: Simulation approach', in IEEE (ed.) 2016 19th International Symposium on Electrical Apparatus and Technologies, SIELA 2016. Bourgas: IEEE, pp. 1– 5. doi: 10.1109/SIELA.2016.7543007.
- Hafiz, F. e Abdennour, A. (2015) 'Optimal use of kinetic energy for the inertial support from variable speed wind turbines', *Renewable Energy*, 80, pp. 629–643. doi: 10.1016/j.renene.2015.02.051.
- Hafiz, F. e Abdennour, A. (2016) 'An adaptive neuro-fuzzy inertia controller for variable-speed wind turbines', *Renewable Energy*, 92, pp. 136–146. doi: 10.1016/j.renene.2016.01.100.
- Krpan, M. e Kuzle, I. (2020) 'Dynamic characteristics of virtual inertial response provision by DFIG-based wind turbines', *Electric Power Systems Research*. Elsevier, 178(July 2019), p. 106005. doi: 10.1016/j.epsr.2019.106005.
- Li, P. et al. (2019) 'Strategy for wind power plant contribution to frequency control under variable wind speed', *Renewable Energy*. Pergamon, 130, pp. 1226–

1236. doi: 10.1016/J.RENENE.2017.12.046.

- Ma, Y. et al. (2017) 'Virtual Synchronous Generator Control of Full Converter Wind Turbines with Short-Term Energy Storage', *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 64(11), pp. 8821–8831. doi: 10.1109/TIE.2017.2694347.
- Magnus, D. M., Pfitscher, L. L. and Scharlau, C. C. (2019) 'A Synergy Analysis of Synthetic Inertia and Speed Controllers on Variable Speed Wind Turbines', in IEEE (ed.) 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America). Gramado: IEEE, pp. 1–6. doi: 10.1109/ISGT-LA.2019.8895382.
- Nasiri, M., Milimonfared, J. e Fathi, S. H. (2014) 'Modeling, analysis and comparison of TSR and OTC methods for MPPT and power smoothing in permanent magnet synchronous generator-based wind turbines', *Energy Conversion and Management*. Pergamon, 86, pp. 892– 900. doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2014.06.055.
- Ochoa, D. e Martinez, S. (2017) 'Fast-Frequency Response Provided by DFIG-Wind Turbines and its Impact on the Grid', *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(5), pp. 4002–4011. doi: 10.1109/TPWRS.2016.2636374.
- ONS (2016) Procedimentos de Rede Submódulo 3.6: Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. Edited by ONS. Rio de Janeiro: ONS.
- Pradhan, C., Narayan, C. e Kumar, A. (2018) 'Adaptive virtual inertia-based frequency regulation in wind power systems', *Renewable Energy*. Elsevier Ltd, 115, pp. 558–574. doi: 10.1016/j.renene.2017.08.065.

- Rahman, F. S. *et al.* (2019) 'Optimization of virtual inertia considering system frequency protection scheme', *Electric Power Systems Research*. Elsevier, 170(January), pp. 294–302. doi: 10.1016/j.epsr.2019.01.025.
- Tielens, P. e Van Hertem, D. (2016) 'The relevance of inertia in power systems', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Pergamon, 55, pp. 999–1009. doi: 10.1016/J.RSER.2015.11.016.
- Wang, S., Hu, J. e Yuan, X. (2015) 'Virtual Synchronous Control for Grid-Connected DFIG-Based Wind Turbines', *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 3(4), pp. 932–944. doi: 10.1109/JESTPE.2015.2418200.
- Wang, W. et al. (2018) 'Adaptive Droop Control of VSC-MTDC System for Frequency Support and Power Sharing', *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(2), pp. 1264–1274. doi: 10.1109/TPWRS.2017.2719002.
- Yan, R. et al. (2015) 'The combined effects of high penetration of wind and PV on power system frequency response', Applied Energy. Elsevier, 145, pp. 320–330. doi: 10.1016/J.APENERGY.2015.02.044.
- Zhang, X. et al. (2020) 'Optimized virtual inertia of wind turbine for rotor angle stability in interconnected power systems', *Electric Power Systems Research*. Elsevier Ltd, 180, p. 106157. doi: 10.1016/j.epsr.2019.106157.
- О. C. et al. (2014)'Self-synchronized Zhong, synchronverters: Inverters without a dedicated synchronization unit', IEEE Transactions on Power Electronics, 617-630. 29(2), doi: pp. 10.1109/TPEL.2013.2258684.