

Avaliação do Impacto da Geração Eólica nas Interações Eletromecânicas de um SEP: uma análise baseada em dados de medição

André Mirandez Kernbichler* Gabriel Mancini*
Tatiane C. da Costa Fernandes*

* Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de São Carlos, SP, (e-mails: kernbichlerandre@estudante.ufscar.br, mancini.bdc@gmail.com, tatiamefernandes@ufscar.br).

Abstract: Obtaining electrical energy from wind emerges as a solution to environmental impacts and global warming concerns, since its environmental impact is lower when compared to other forms of energy generation. However, this new iteration presents a dynamically different behavior, making the system operation increasingly challenging. Regarding the analysis of small signal stability, it is important to identify how the increase of wind generation participation in the electrical matrix can impact on electromechanical oscillations damping ratio, which are typical of a predominantly synchronous system. For this purpose, this work evaluates the impact of increased wind penetration in the interconnected system on electromechanical oscillations from signals sampled by phasor measurement units. The Prony's method is applied to the transient portion of the system's response to a disturbance, allowing the assessment of the increase in wind power impact, without the need to update the mathematical model representative of the system under analysis. Simulations are performed on the 39 bus system, evaluating different load levels and wind generation participation levels. The results show that there is an increase in oscillations damping ratio as there is an increase in wind generation participation, indicating a positive impact on this interaction.

Resumo: A obtenção de energia elétrica a partir de parâmetros do vento surge como uma solução para preocupações relacionadas a impactos ambientais e aquecimento global, uma vez que seu impacto ambiental é menor quando comparado a outras formas de geração de energia. Porém, essa nova iteração apresenta um comportamento diferente dinamicamente, tornando a operação do sistema cada vez mais desafiadora. No que tange a análise da estabilidade a pequenas perturbações, é importante identificar como o aumento da participação da geração eólica na matriz elétrica pode impactar no amortecimento das oscilações eletromecânicas, as quais são típicas de um sistema predominantemente síncrono. Com esse propósito, neste trabalho avalia-se o impacto do aumento da penetração eólica no sistema interligado nas oscilações eletromecânicas a partir de sinais amostrados por unidades de medição fasorial. O método de Prony é aplicado na porção transitória da resposta do sistema a uma perturbação, permitindo avaliar o impacto do aumento da participação da eolicidade, sem a necessidade da atualização do modelo matemático representativo do sistema em análise. Simulações são realizadas no sistema 39 barras, avaliando patamares distintos de carga e de níveis de participação da geração eólica. Os resultados mostram que há um aumento no amortecimento das oscilações à medida que ocorre um acréscimo na participação geração eólica, indicando um impacto positivo nessa interação.

Keywords: Small-Signal Stability; Wind Generation; Electromechanical Oscillations, Phasor Measurement Units.

Palavras-chaves: Estabilidade a Pequenas Perturbações; Geração Eólica; Oscilações Eletromecânicas; Unidades de Medição Fasorial.

1. INTRODUÇÃO

É notório que as maiores fontes de geração de energia dos dias atuais são baseadas em combustão, principalmente de minerais e materiais provenientes do petróleo, como pode ser observado na Figura 1, adaptada de (Ministério de Minas e Energia (MME), 2021), o que não é benéfico para o meio ambiente, além de seu alto custo de extração e produção. Diante desse cenário e da criação de políticas governamentais incentivando também o desenvolvimento sustentável, ao longo dos últimos anos é perceptível o aumento da participação de fontes renováveis na matriz energética mundial. Dentre as tecnologias que estão sendo utilizadas, pode-se destacar o aumento da participação da geração eólica no cenário mundial, como é evidente na Figura 2, disponível em (International Energy Agency (IEA), 2021).

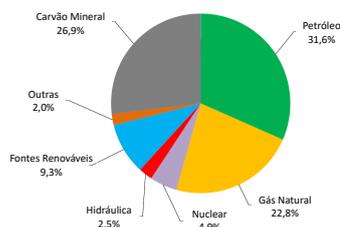


Figura 1. Matriz Energética Mundial em 2018.

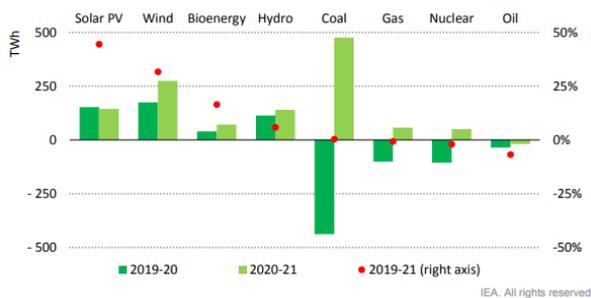


Figura 2. Mudança na geração de eletricidade a partir de fontes renováveis em 2020 e 2021.

No que tange ao sistema energético brasileiro, ao analisar a evolução do seu cenário energético (Ministério de Minas e Energia (MME), 2021), é notável a presença de uma operação extremamente complexa, com diferentes formas de geração operando em um sistema interconectado com tamanho continental. Apesar da geração de energia ser predominantemente hidráulica, segundo o Balanço Energético Nacional (Ministério de Minas e Energia (MME), 2021) a geração de energia por meio de fontes de energia eólica é uma das que mais cresce: alcançou 57.051 GWh em 2020 e cresceu pouco mais de 21 vezes nos últimos dez anos, em que a geração total era de 2.705 GWh.

Apesar dos benefícios ambientais e muitas vezes econômicos, a ampliação da participação de fontes intermitentes juntamente com a disponibilidade de informação adquirida pelo aprimoramento dos sistemas de medição têm provocado profundas transformações na operação e no planejamento de uma rede elétrica. O número de incertezas que devem ser avaliados pelos operadores, como a inclusão de fontes de energia intermitentes, a presença de novas

formas de demanda, tais como veículos elétricos, *smart homes* e dispositivos a base de eletrônica de potência tem tornado a operação de um sistema de potência cada vez mais desafiadora (Hatziargyriou et al., 2021).

Para uma operação segura das redes elétricas, com a interconexão de dispositivos com características distintas, o monitoramento do comportamento dinâmico desse sistema e da previsão da sua resposta diante de perturbações é essencial. Por exemplo, indícios sobre um possível sobrecarregamento da rede ou sobre a redução da sua capacidade podem ser obtidos por meio do monitoramento dos parâmetros das oscilações resultantes da interação eletromecânica das máquinas rotativas conectadas neste sistema, as oscilações eletromecânicas. Esse é um dos fenômenos que deve ser analisado na operação de um sistema de potência, para avaliar se o mesmo opera de forma estável.

Recentemente, diversas pesquisas têm sido realizadas com o intuito de investigar o impacto do aumento da presença da geração eólica na estabilidade do sistema a pequenas perturbações. Apesar da turbina eólica em si não introduzir novos modos de oscilação eletromecânicas na rede, essa forma de geração de energia pode afetar diretamente no amortecimento das interações eletromecânicas entre os geradores síncronos já presentes no sistema teste. (Du et al., 2016; Gautam et al., 2009; Du et al., 2017; Ayodele et al., 2012; Moraco, 2020). Dentre as tecnologias disponíveis para geração eólica, o gerador de indução duplamente alimentado (GIDA), é um dos mais utilizados nos sistemas de potência e, conseqüentemente, na literatura correlata os trabalhos investigam principalmente a inserção desse modelo de gerador na rede predominantemente síncrona (Du et al., 2016; Gautam et al., 2009; Du et al., 2017; Ayodele et al., 2012; Moraco, 2020).

Por exemplo, em Ayodele et al. (2012), avalia-se o impacto da geração eólica nas oscilações eletromecânicas a partir de simulações uma versão modificada do sistema IEEE de 2 áreas com 4 geradores síncronos (Canizares et al., 2017). Nesse estudo, identifica-se o comportamento dos autovalores associados ao modelo do sistema quando há variação do vento sobre a geração eólica inserida no sistema. Em Du et al. (2016), é proposto um método para examinar o impacto do aumento da participação de unidades geradoras (GIDAs) no sistema de potência, avaliando as alterações no fluxo de carga e no torque de amortecimento das oscilações eletromecânicas, provocados pelo aumento da geração eólica. Já em Du et al. (2017), é proposto um índice para monitorar a sensibilidade das oscilações eletromecânicas com relação as interações dinâmicas introduzidas pela conexão dos geradores de indução duplamente alimentados na rede. Este utiliza o *Index of Dynamic Interactions* como método e utiliza uma máquina GIDA para representar um parque eólico, abrangendo casos em que a frequência de resposta do GIDA gere impactos equivalentes no modo de oscilação eletromecânico e, conseqüentemente, equivalha à frequência de resposta do parque eólico. Já em Moraco (2020) é apresentado um controle adaptativo para a melhoria do desempenho de geradores eólicos, que também influenciam nas oscilações eletromecânicas do sistema.

Tendo em vista os progressos já realizados na área com relação a esse tópico e o crescimento emergente de geração de energia através de parâmetros do vento na matriz elétrica,

esse trabalho tem como proposta avaliar o impacto do aumento da penetração dessa geração e o comportamento do sistema quando submetido a variações na carga, a partir de uma técnica que pode ser aplicada diretamente em sinais medidos por unidades de medição fasorial sincronizadas (do inglês, *Phasor Measurement Units* - PMUs). O método aplicado permite o monitoramento do impacto no fator de amortecimento dos modos eletromecânicos a medida em que ocorre um aumento gradativo da participação da geração eólica na rede em estudo, sem a imposição de uma atualização do modelo matemático representativo da rede.

O restante do artigo está organizado da seguinte forma. A seção 2 descreve sucintamente o conceito de estabilidade a pequenas perturbações, e como o modo eletromecânico pode ser calculado a partir do modelo matemático da rede. A seção 3 explicita a metodologia utilizada neste projeto. Os testes e resultados obtidos no sistema 39 barras são apresentados na seção 4. Por fim, as conclusões obtidas sobre o impacto do aumento da participação da geração eólica no fator de amortecimento do sistema são apresentados na seção 5.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Apesar do comportamento dinâmico do sistema elétrico de potência ser não linear, pode-se utilizar técnicas lineares para um estudo de estabilidade a pequenas perturbações, desde que haja no máximo um pequeno afastamento do ponto de equilíbrio do sistema. A partir do modelo linearizado do sistema em estudo e do cálculo de autovalores e autovetores associados a matriz de estado desse modelo, os parâmetros da oscilação eletromecânica podem ser definidos (Kundur et al., 2004).

Para que se possa compreender o conceito de estabilidade a pequenas perturbações, representa-se um sistema elétrico de potência por um modelo não-linear definido em (1), em que x é o vetor com as variáveis de estado do sistema e u o vetor com as entradas de controle (Kundur, 1994).

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (1)$$

Visto que a perturbação é assumida como pequena, a equação (1) pode ser expressa em termos da expansão em série de Taylor. Desprezando termos de ordem 2 e superiores, obtêm-se o modelo representado em espaços de estados presente em 2, onde A , B , C e D são as matrizes de estado (Kundur, 1994).

$$\begin{cases} \Delta \dot{x} = A\Delta x + B\Delta u \\ \Delta y = C\Delta x + D\Delta u \end{cases} \quad (2)$$

Com esse modelo linearizado é possível caracterizar a resposta do sistema no tempo através dos autovalores da matriz A e seus autovetores associados (Kundur, 1994). Caso haja algum autovalor associado com parte real positiva, significa que o sistema é instável.

Dentre os autovalores, definidos também como modos de resposta do sistema, a precisão dessa análise fica dependente da capacidade do modelo em representar de forma fidedigna o comportamento dinâmico do sistema.

Uma forma alternativa de avaliar essas oscilações baseia-se na aplicação de uma técnica de processamento digital em sinais amostrados do SEP. Com a aplicação dessa técnica, é possível estimar os parâmetros da oscilação eletromecânica de interesse a partir da porção transitória da resposta da rede a uma pequena perturbação, não ficando restrita, portanto, a qualidade do modelo matemático existente. Tal característica cabe perfeitamente nesse trabalho, levando em conta o objetivo de analisar a implementação de geração eólica em sistemas síncronos já previamente monitorados, e portanto, será utilizada na metodologia proposta.

3. MÉTODO PROPOSTO

Para que se seja possível obter o impacto causado por geradores eólicos em SEPs baseados em geradores síncronos a partir de sinais medidos, assume-se que o modelo matemático para o cenário base (composto apenas por geração síncrona) é conhecido, de modo que também é possível identificar os parâmetros das oscilações presentes a partir da matriz de estados do modelo representativo do sistema em estudo.

A geração eólica é inserida gradativamente no sistema teste. A oscilação de interesse é estimada pelo Método de Prony a cada nova alteração na rede por meio dos dados amostrados, respeitando o fluxograma descrito na Figura 3. Os detalhes de cada etapa do método proposto são definidos nas subseções a seguir.

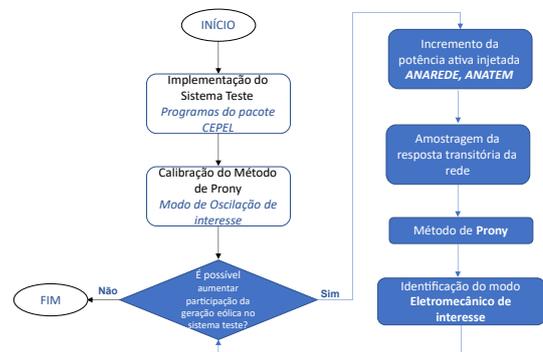


Figura 3. Diagrama esquemático do método proposto

3.1 Implementação do Sistema Teste

Inicialmente é necessário implementar o sistema em análise, a base de geração síncrona, com as suas características dinâmicas para que as oscilações eletromecânicas presentes no sistema possam ser identificadas. Neste trabalho, optou-se pelo uso dos programas do Centro de Pesquisa em Engenharia Elétrica (CEPEL): ANAREDE, ANATEM e PacDyn, de amplo uso no setor elétrico brasileiro, para representar o sistema teste.

Primeiramente, o sistema teste é analisado estaticamente, determinando seu ponto de equilíbrio a partir do cálculo do fluxo de carga gerado pelo *software* ANAREDE. Com o ponto de equilíbrio definido é possível adquirir a resposta temporal do sistema teste. Para isso, este é submetido a uma falta a partir do *software* ANATEM.

Através do ANATEM, é possível realizar simulações temporais a partir de modelos não lineares, emulando um sistema real e, dessa forma, os valores de tensão e corrente amostrados com uma taxa compatível de uma PMU podem ser tomados como valores amostrados no sistema real (da Cunha et al., 2022). A partir da porção transitória da resposta do sistema a uma pequena perturbação, as oscilações eletromecânicas presentes no sistema podem ser identificadas pelo método de Prony.

Para o caso base, os modos eletromecânicos associados a matriz de estados (A) do sistema teste também são identificados por meio do *software* PacDyn, proporcionando a calibração do método de Prony (como será discutido na seção 3.0).

3.2 Método de Prony

Uma vez que a resposta do sistema é adquirida, é possível aplicar uma técnica de estimação modal para extrair a característica das oscilações eletromecânicas presentes no sinal em análise. Contudo um importante ponto dessa etapa consiste em determinar em qual janela do sinal o método será aplicado. Para que as técnicas forneçam um resultado mais preciso, apenas a porção do sinal que possui um comportamento predominantemente linear é considerada.

Em seguida, aplica-se o método de Prony para que seja possível decompor o sinal em uma soma de senóides amortecidas, descrito por:

$$y(t) = \sum_{k=1}^n A_k e^{-\sigma_k t} \text{sen}(\omega_k t + \theta_k) \quad (3)$$

em que n corresponde ao número de senóides amortecidas em que o sinal será decomposto. Para cada k -ésima senoide descomposta pelo método, a variável A_k refere-se a amplitude, σ_k a taxa de decaimento, ω_k a frequência angular e θ_k o ângulo de fase. A etapa final constitui em identificar dentre as senóides, quais delas são referentes as interações eletromecânicas. Nesse procedimento, algumas ferramentas podem auxiliar na identificação desses modos eletromecânicos neste projeto, como as regras empíricas estabelecidas em (Salim, 2011).

Com isso, são calculados o fator de amortecimento (4) e a frequência de cada oscilação (5), em que j representa o j -ésimo modo eletromecânico identificado a partir da k -ésima senoide obtida pelo método de Prony.

$$\xi_j = -\frac{\sigma_k}{\sqrt{\sigma_k^2 + \omega_k^2}} \quad (4)$$

$$f_j = \frac{\omega_k}{2\pi} \quad (5)$$

Para aplicar o método de Prony é preciso definir, além da janela do sinal, o número n de senóides amortecidas que o sinal em análise é decomposto. Essa etapa de ajuste, definida como calibração, é realizada de modo que os modos eletromecânicos de interesse sejam comparáveis ao fornecido pelo PacDyn para o caso base (ou seja, sem a presença da geração eólica).

3.3 Modificações no Caso Base: Inserção da Geração Eólica e Variações na Carga.

O gerador eólico a ser adicionado no sistema é do tipo Gerador de Indução Duplamente Alimentado, em que um modelo dinâmico de 4th ordem é utilizado para representar o gerador (Cepel, 2019).

O diagrama de controle desse modelo de turbina pode ser observado na Figura 4 disponível em (Moraco, 2020), onde a potência mecânica P_t é determinada pelo sistema aerodinâmico a partir da velocidade do vento V_v e da velocidade angular da turbina Ω_t . O controle de ângulo de passo (*Pitch Control*) determina e controla o ângulo β de ataque das pás a partir da referência β_{ref} . O bloco sistema mecânico representa a interação entre a turbina e a máquina elétrica, operando em modo gerador, que por sua vez possui seu acoplamento com a rede elétrica determinado pelos conversores, envolvendo as variáveis de velocidade angular da máquina ω_m , a tensão do gerador $V_{gerador}$ e a tensão da rede V_{rede} como entrada e a potência elétrica P_e e a tensão da rede V_{rede} como saídas desse bloco. Já o controle de potência ativa e reativa avalia as referência P_{ref} e Q_{ref} determinadas pela estratégia de controle da turbina, e entrega uma tensão $V_{conversores}$ para os conversores da máquina. Tal estratégia determina a potência de saída a partir da velocidade do vento e da tensão da rede V_{rede} (Moraco, 2020).

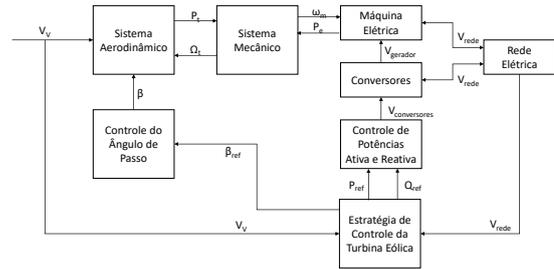


Figura 4. Diagrama de blocos simplificado do controle de uma turbina do tipo GIDA.

Para determinar a modelagem do sistema aerodinâmico da turbina eólica, descrito em (Vian et al., 2021), inicia-se pela potência mecânica máxima extraída do vento (6),

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A V_v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (6)$$

em que ρ é a massa específica do ar, A a área varrida pela turbina, e C_p o coeficiente de performance, onde λ é a velocidade na ponta da pá e β o ângulo de inclinação. Tal coeficiente é definido na equação (7), sendo descrito pelos valores dos coeficientes c_i , os quais são parâmetros internos específicos para cada modelo de turbina e por λ_i . Este último é calculado pela equação (8). Por fim, a velocidade na ponta da pá λ é descrita pela relação entre a velocidade da turbina e a velocidade do vento conforme exibido em (9).

$$C_p = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}} \quad (7)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + c_8 \beta} - \frac{c_9}{\beta^3 + 1} \quad (8)$$

$$\lambda = \frac{\omega_T R}{V_v} \quad (9)$$

Nas equações (7)-(9), os valores dos coeficientes c_1 até c_8 podem ser obtidos em (Slootweg et al., 2003)

Os conversores explicitados na Figura 4 tratam-se de um conversor bidirecional do tipo *Back-to-Back* com um elo CC entre o conversor do lado do gerador (CLG) e o conversor do lado da rede (CLR). O CLG é responsável por retificar a tensão, enquanto o CLR atua como um inversor. Cada um desses conversores possui um controle específico: o controlador do conversor do lado do gerador (controle do GIDA) controla a velocidade de operação e o fator de potência, mantendo-o o mais próximo do unitário. Já o controlador do conversor do lado da rede elimina as distorções harmônicas provenientes do conversor e mantém a tensão no barramento CC constante independente do fluxo de potência do sistema (Moraco, 2020).

Os geradores eólicos do tipo GIDA são inseridos de forma gradual no sistema em estudo, em barras que não tenham geração *a priori*, representado a penetração dessa geração em sistema predominantemente síncronos. Em seguida, os sistemas com geradores eólicos são novamente submetidos a faltas de mesma magnitude, tempo e local que o sistema teste, a fim de obter a resposta temporal desses novos sistemas como forma comparativa.

Por fim, aplica-se o método de Prony já calibrado nesse sistema a fim de obter as características do modo eletromecânico avaliado.

Além da inserção da geração eólica, objetiva-se identificar o impacto causado pela mesma quando há variações na carga do sistema. Portanto sobrecarrega-se o sistema e este é submetido a penetração de energia eólica da mesma forma que o sistema anterior e identifica-se as características do modo eletromecânico no novo sistema.

4. DISCUSSÃO E RESULTADOS

Após a aplicação da metodologia supracitada, são obtidos resultados descritos e discutidos nessa seção.

4.1 Sistema Teste

Utilizou-se como sistema teste o sistema disponibilizado pelos relatórios técnicos da força tarefa *Benchmark Models for the Analysis and Control of Small-Signal Oscillatory Dynamics* do comitê da *Power and Energy Society* (PES), o *IEEE 39 Bus System* (Canizares et al., 2017). O sistema é composto por nove geradores síncronos, os quais são equipados com estabilizadores de potência e reguladores automáticos de tensão (Canizares et al., 2017), e uma carga total consumida de 6097,1 MW. Para registro da resposta transitória do sistema a uma pequena perturbação, aplica-se um degrau de amplitude 0,05 p.u. na entrada de referência do regulador de tensão conectado na barra 39, com duração de 400 ms, o que estimulou o comportamento das oscilações eletromecânicas presentes.

Dos nove modos eletromecânicos presentes, o modo interárea que contém o menor fator de amortecimento e maior observabilidade, é monitorado, pois apresenta maior risco à segurança do sistema teste. Visto isso, observa-se que tal modo, obtido pelo PacDyn, possui amortecimento de 12,084% e frequência de 0,5570 Hz, sendo sua maior observabilidade na Barra 39.

Através disso, ao analisar o comportamento dinâmico associado a tensão terminal das barras de geração do sistema, observa-se que a magnitude da oscilação na barra 39 é superior as demais, conforme é evidente na Figura 5. Portanto, a resposta transitória dessa variável é utilizada para estimação do modo eletromecânico pelo Prony.

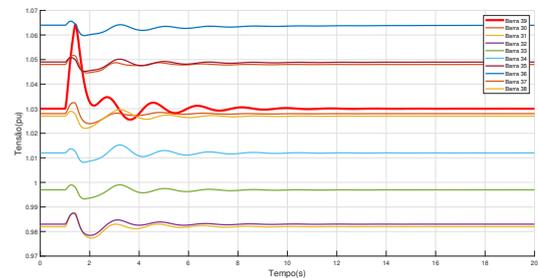


Figura 5. Gráfico de tensão nas barras após falta com destaque na barra 39.

Além do caso base, simula-se um novo carregamento da rede do sistema com o intuito de se observar o aumento da penetração da energia eólica em um novo patamar de carga. Para isso, aumenta-se em 17 % a carga total do SEP, a qual representando a carga consumida em horário de pico desse sistema, ou seja, a carga pesada.

4.2 Calibração do Método de Prony: Caso Base e Carga Pesada

Inicialmente, o método de Prony foi aplicado no sistema apenas com a geração síncrona, para os dois níveis de carga avaliados, com intuito de realizar o ajuste da técnica (ordem e tamanho da janela em análise), bem como para identificar os parâmetros dos modos de interesse.

A aplicação do método de Prony ocorreu na resposta do sinal de magnitude de tensão monitorado na barra 39 a pequena perturbação, com uma janela iniciando no instante $t = 1,6$ ms e finalizando em $t = 12,5$ s, como demonstrado na Figura 6. O sinal foi amostrado em uma taxa de 1/60 s, a qual é compatível com a de uma PMU.

A calibração do método de Prony é feita de forma empírica, portanto aplicou-se o método com diferentes ordens a fim de obter a configuração com menor desvio absoluto (entre o sinal amostrado e reconstituído pela técnica). Respeitando parâmetros reais, obteve-se uma ordem $n = 110$ para o carregamento base do sistema e uma ordem $n = 108$ para o sistema operando com uma carga em horário de pico.

Para ilustrar o resultado da técnica, a reconstituição do sinal original a partir do método de Prony em comparação com o sinal medido é exibido na Figura 6, para o caso base. Tal aplicação do método apresentou um desvio absoluto médio de $1,1949 \cdot 10^{-05}$, com o sistema real gerado no ANATEM.

Um comparativo entre o método estimação modal utilizado em relação a utilização do *software* PacDyn para identificar o modo eletromecânico pode ser observado na Tabela 1, a qual compara valores de velocidade angular em $\omega(rad/s)$, frequência em $f(Hz)$ e fator de amortecimento em $\zeta(\%)$. A partir deste comparativo, observa-se a

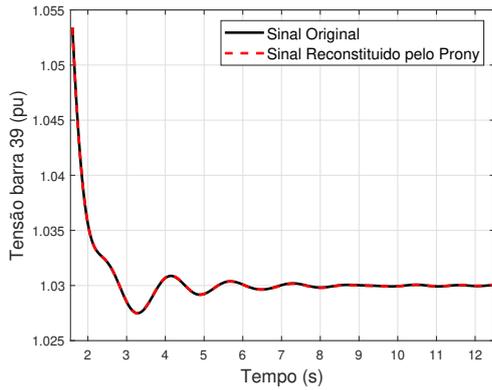


Figura 6. Reconstituição do sinal pelo método de Prony, quando aplicado no caso base.

acurácia do método, indicando sua precisão para aplicação posterior.

Tabela 1. Comparação entre valor do modo eletromecânico de interesse estimado pelo Prony e fornecido pelo PacDyn nos dois cenários de carga avaliados.

	Caso Base		Carga Pesada	
Método	$f(Hz)$	$\zeta(\%)$	$f(Hz)$	$\zeta(\%)$
PacDyn	0,557	12,080	0,575	7,350
Prony	0,556	11,941	0,573	7,634

4.3 Inserção da Geração Eólica nos Cenários Distintos de Carregamento da Rede

Como supracitado, geradores eólicos do tipo GIDA foram incluídos em quatro barras distintas do sistema teste que não continham geração. Tal incremento ocorreu de forma gradual: iniciou-se com 2,5% da geração ativa proveniente de eolicidade e foi incrementada até 15% com intervalos de 2,5%. Esse procedimento foi realizado para os cenários de carga avaliados: base e pesado. O sistema base com as localizações dos geradores eólicos pode ser visualizado na Figura 7.

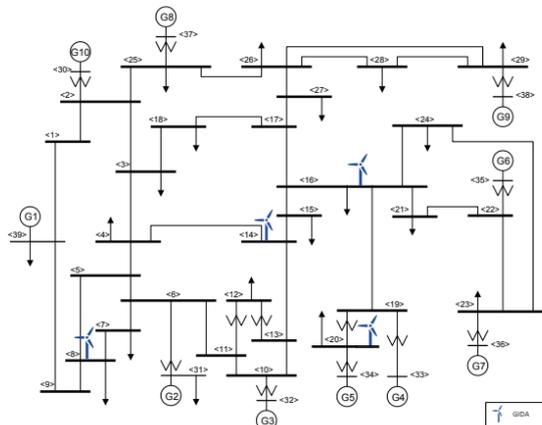


Figura 7. Sistema 39 barras com geradores eólicos.

Após a aplicação da falta em cada novo sistema, foi possível obter a curva de tensão no período pós-falta da barra 39. O gráfico de tensão para para os diferentes níveis

de penetração de geração eólica podem ser observados na Figura 8 e na Figura 9, respectivamente, para o caso base e para quando o sistema opera com carga pesada. Note que há um amortecimento notável da oscilação do gráfico de tensão em ambos os cenários, sendo que esse amortecimento é mais evidente quando o sistema opera com uma carga pesada.

Os sinais foram submetidos a mesma janela de 10,9 s de duração (de 1,6 s a 12,5 s) aplicada anteriormente com a finalidade de aplicar o método de Prony.

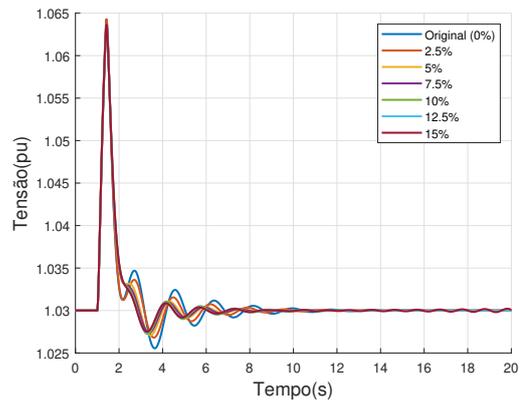


Figura 8. Gráfico de tensão da barra 39 após falta dos sistemas com geradores eólicos no caso base.

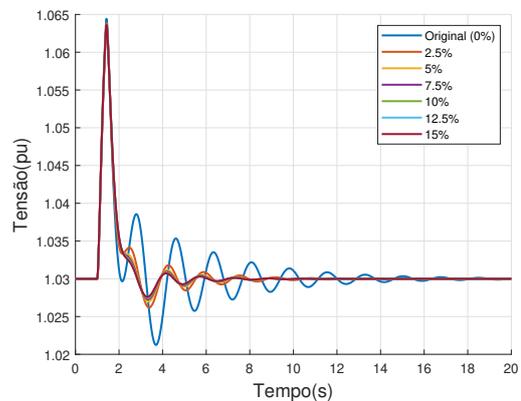


Figura 9. Gráfico de tensão da barra 39 após falta dos sistemas com níveis distintos de participação da geração eólica quando submetidos a carga pesada.

Os principais parâmetros a serem analisados após tal estudo são o amortecimento e a frequência do modo de interesse após a cada nova condição de operação avaliada. Devido a isso, a Figura 10 apresenta a variação do amortecimento do modo eletromecânico mensurado em relação à variação de penetração de energia eólica para os dois sistemas, base e com carga pesada. Observa-se que, no caso base, houve um aumento do fator de amortecimento quando a geração eólica atinge um patamar de participação em torno de 5%, atingindo um fator de amortecimento de 14,8%. Após isso houve uma redução desse fator de amortecimento e a partir de 10% de penetração tal fator retoma seu crescimento. Ao comparar os diferentes níveis de penetração com o sistema somente com geradores síncronos, observa-se que há um aumento do

fator de amortecimento em todos os níveis de penetração, com exceção do caso com 10% de penetração de geração eólica.

Já no sistema com carga pesada o fator de amortecimento se manteve crescente, indicando um impacto positivo da penetração de geração eólica no sistema, atingindo um valor acima 14%.

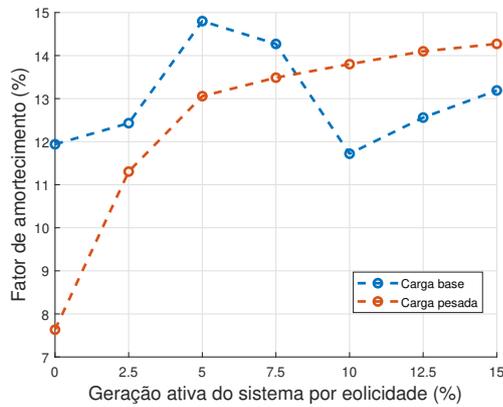


Figura 10. Fator de amortecimento do modo com o aumento da penetração de geração eólica para os sistemas com carga normal e pesada.

A Figura 11 apresenta a variação da frequência do modo eletromecânico mensurado em relação a variação de penetração de energia eólica para os dois sistemas, base e com carga pesada. Há um aumento da frequência associada ao modo eletromecânico nos dois cenários avaliados, alcançando um desvio de 14,41% no sistema com o carregamento base (carga base). Como explicitado em Almomani et al. (2021), o principal impacto na frequência causado pela introdução de GIDAs num sistema ocorre principalmente devido a variações no fluxo de potência introduzidas por esses geradores. Portanto, como a barra *slack* entrega cada vez menos potência ao sistema, como explicitado posteriormente, há uma tendência de leve aumento na frequência de oscilações de baixa frequência presentes no sistema. Com isso, quanto maior a penetração de geração eólica no sistema, maior será a frequência dos modos eletromecânicos presentes, mas sem uma alteração significativa para a estabilidade do sistema.

Para uma análise mais aprofundada, o comportamento da geração de potência ativa da barra *slack* é apresentada na Figura 12, enquanto sua geração reativa é exibida na Figura 13. Note que nos dois cenários, há um redução da injeção de potência ativa pela barra *slack* a medida que ocorre um aumento da participação da geração eólica, evidenciando a sua contribuição na operação do sistema em estudo. Em específico, no caso base, há uma inversão do fluxo de carga no barramento após uma penetração acima 7.5% da geração eólica no sistema teste, o que refletiu em uma redução do fator de amortecimento. O fator de amortecimento atinge um valor mínimo quando a participação da geração eólica é de 10%. Além disso, essa diminuição de potência ativa proveniente da barra *slack* impactou no aumento da frequência do modo de oscilação analisado em ambos os cenários.

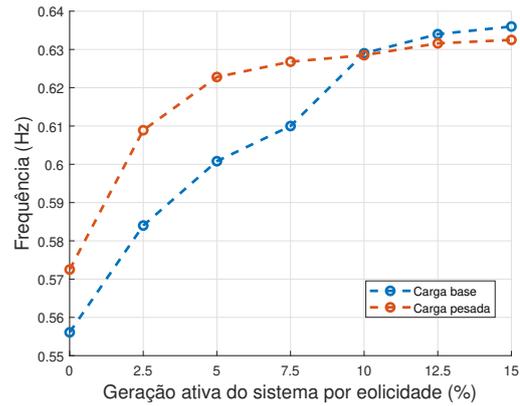


Figura 11. Frequência do modo com o aumento da penetração de geração eólica para os sistemas com carga normal e pesada.

Com relação a injeção de potência reativa, note que há uma redução dessa injeção principalmente no caso com carga pesada. No caso base também há uma redução, porém menos significativa.

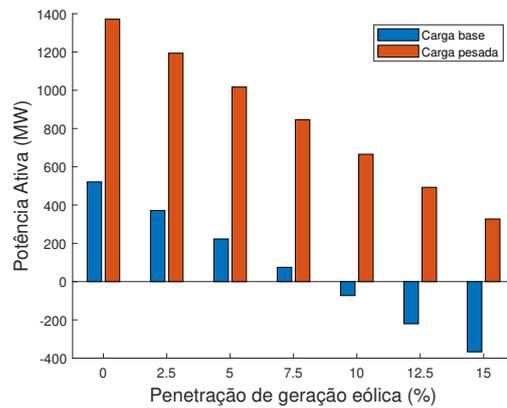


Figura 12. Potência ativa na Barra *Slack* em todos os cenários.

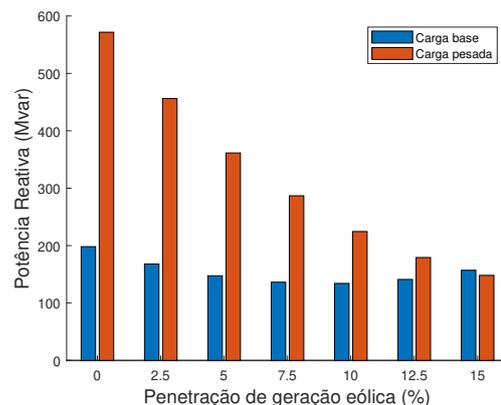


Figura 13. Potência reativa na Barra *Slack* em todos os cenários.

5. CONCLUSÃO

Reitera-se o atual crescimento da geração eólica no Brasil e no mundo, tornando cada vez mais importante os estudos

acerca deste tema, principalmente em relação a segurança e estabilidade de sistemas.

Neste estudo foi mensurado o impacto causado por geradores eólicos nas oscilações eletromecânicas de um sistema composto por geradores síncronos, geradores amplamente utilizados nos dias atuais. Verificou-se como a geração eólica afeta as oscilações já presentes no sistema, em especial em relação a frequência de oscilação e amortecimento, em dois cenários distintos de carregamento. A partir do método de Prony, foi possível identificar os parâmetros da oscilação eletromecânica de interesse diretamente pelos sinais amostrados, sem a imposição de uma atualização do modelo matemático representativo da rede, o que torna possível aplicações em tempo quase real.

Através da análise dos resultados, é possível afirmar que os geradores eólicos inseridos no sistema levam a um maior amortecimento do modo eletromecânico, garantindo maior estabilidade do sistema nos casos estudados. Já a frequência do modo não se alterou de forma significativa conforme a geração eólica aumenta.

Visto isso, como perspectivas futuras espera-se analisar tais impactos quando, além da variação de patamares de carga, outras incertezas inerentes a operação do sistema de potência estejam presentes, tais como variações significativas na velocidade do vento e seu o impacto no amortecimento do modo eletromecânico.

REFERÊNCIAS

- Almomani, M.M., Odienat, A., Al-Gharaibeh, S.F., and Alawasa, K. (2021). The impact of wind generation on low frequency oscillation in power systems. In *2021 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, 1–5. doi:10.1109/PowerAfrica52236.2021.9543283.
- Ayodele, T., Jimoh, A., Munda, J., and Agee, J. (2012). The impacts of intermittent wind generation on network small signal stability considering load variation. In *IEEE Power and Energy Society Conference and Exposition in Africa: Intelligent Grid Integration of Renewable Energy Resources (PowerAfrica)*. doi:10.1109/PowerAfrica.2012.6498607.
- Canizares, C., Fernandes, T., Geraldi, E., Gerin-Lajoie, L., Gibbard, M., Chair), I.H.T.P., Kersulis, J., Kuiava, R., Lima, L., DeMarco, F., Martins, N., Pal, B.C., Piardi, A., Chair), R.R.T., dos Santos, J., Silva, D., Singh, A.K., Tamimi, B., and Vowles, D. (2017). Benchmark models for the analysis and control of small-signal oscillatory dynamics in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(1), 715–722. doi:10.1109/TPWRS.2016.2561263.
- Cepel (2019). *Análise de Transitórios Eletromecânicos: Manual do Usuário V11.6.0*.
- da Cunha, G.L., Fernandes, R.A., and Fernandes, T.C.C. (2022). Small-signal stability analysis in smart grids: An approach based on distributed decision trees. *Electric Power Systems Research*, 203, 107651. doi:https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107651. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779621006325>.
- Du, W., Bi, J., Cao, J., and Wang, H.F. (2016). A method to examine the impact of grid connection of the dfigs on power system electromechanical oscillation modes. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(5), 3775–3784.
- Du, W., Chen, X., and Wang, H.F. (2017). Impact of dynamic interactions introduced by the dfigs on power system electromechanical oscillation modes. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(6), 4954–4967.
- Gautam, D., Vittal, V., and Harbuz, T. (2009). Impact of increased penetration of dfig-based wind turbine generators on transient and small signal stability of power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3), 1426–1434.
- Hatziargyriou, N., Milanovic, J., Rahmann, C., Ajarapu, V., Canizares, C., Erlich, I., Hill, D., Hiskens, I., Kamwa, I., Pal, B., Pourbeik, P., Sanchez-Gasca, J., Stankovic, A., Van Cutsem, T., Vittal, V., and Vournas, C. (2021). Definition and classification of power system stability – revisited amp; extended. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(4), 3271–3281. doi:10.1109/TPWRS.2020.3041774.
- International Energy Agency (IEA) (2021). Global Energy Review 2021. URL <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021>.
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, New York, NY.
- Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., Van Cutsem, T., and Vittal, V. (2004). Definition and classification of power system stability ieeecigre joint task force on stability terms and definitions. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 19(3), 1387 – 1401. doi:10.1109/TPWRS.2004.825981.
- Ministério de Minas e Energia (MME) (2021). Balanço Energético Nacional 2021. URL <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf>.
- Moraco, A.G.M. (2020). *Controle Adaptativo para Melhoria do Desempenho de Geradores Eólicos Durante Transitórios de Ilhamento*. Tese de doutorado, Escola de Engenharia de São Carlos - USP.
- Salim, R.H. (2011). *Uma nova abordagem para a análise da estabilidade a pequenas perturbações em sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores síncronos distribuídos*. Ph.D. thesis, Escola de Engenharia de São Carlos - USP, São Carlos, SP.
- Slootweg, J., de Haan, S., Polinder, H., and Kling, W. (2003). General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(1), 144–151. doi:10.1109/TPWRS.2002.807113.
- Vian, Â., Tahan, C., Aguilar, G., Gouvea, M., and Gemignani, M. (2021). *Energia Eólica: Fundamentos Tecnologia e Aplicações*. Editora Blucher. URL <https://books.google.com.br/books?id=Mv8kEAAAQBAJ>.