

Adaptação dos Modelos Dinâmicos de Aerogeradores WECC Tipo III e Tipo IV para Atendimento aos Requisitos de Inércia Sintética do Código de Rede Brasileiro

Raphael F. S. Costa*. Ruth P. S. Leão*

*Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará-UFC, CE,
(e-mail: raphaelfsc@gmail.com, rleao@dee.ufc.br)

Abstract: The increase in the share of inverter-based wind power generation and the reduction of conventional power plants in the world power mix have contributed to reduce the inertia in the power systems, with new challenges arising in the context of system stability. This article presents a control limit adjustment of the WECC generic Type III and Type IV models of wind turbines in order to meet the requirements of the Brazilian grid code as for power system frequency stability response. A stability study was carried out using an IEEE test system with high participation of wind farms to show the importance of wind farms participation in grid frequency stability using virtual inertia control. The behavior of the system is evaluated under grid disturbance condition, using the rate of change of frequency and frequency nadir of the first oscillation, with and without the virtual inertia control of the wind power plant. The simulation results show that wind farms must contribute to power system frequency control to ensure the system stability, and then make a sustainable path for the future power grid.

Resumo: O aumento da participação de usinas eólicas com conversores de frequência e a redução de participação das plantas de geração convencional nas matrizes mundiais têm contribuído para a redução da inércia dos sistemas de potência, trazendo novos desafios no contexto da estabilidade do sistema. Esse artigo apresenta uma adaptação dos modelos genéricos de aerogeradores WECC Tipo III e Tipo IV para atendimento ao código de rede brasileiro no que se refere à estabilidade de frequência. Foi realizado um estudo de estabilidade em um sistema de teste com alta participação de usinas eólicas, com o objetivo de demonstrar a importância da participação das usinas eólicas para a estabilidade de frequência do sistema, utilizando controle de inércia virtual. O comportamento do sistema é avaliado, em uma condição de falta, através da taxa de variação da frequência e do nadir da primeira oscilação da frequência, com e sem o controle de inércia virtual da usina eólica. Os resultados de simulação mostram que as usinas eólicas devem participar do controle de frequência para garantir a estabilidade dos sistemas elétricos de potência, e assim permitir um desenvolvimento sustentável dos sistemas elétricos futuros.

Keywords: Generic wind turbine models; Frequency control; Virtual inertia; Power systems; Wind power.

Palavras-chaves: Modelos genéricos de aerogeradores; Controle de frequência; Inércia virtual; Sistemas de potência; Energia eólica.

1. INTRODUÇÃO

Até o final do século XX, a matriz elétrica mundial era composta quase em sua totalidade por grandes usinas termelétricas a carvão, a gás natural, nucleares e usinas hidrelétricas. Os geradores elétricos dessas usinas convencionais são acoplados a turbinas, formando uma grande massa girante com capacidade de armazenar energia em sua inércia. A energia armazenada nos vários geradores interligados de um sistema de potência tem papel relevante, pois pode compensar temporariamente o desbalanço entre geração e carga demandada. Essa resposta natural e de curta duração permite que os sistemas mecânicos que controlam a

maioria das usinas sejam capazes de detectar e restabelecer o balanço da oferta e demanda (Rezkalla et al., 2018).

A partir do final do século XX até os dias atuais, novas tecnologias de geração de energia elétrica, como eólica e solar fotovoltaica, foram desenvolvidas e consolidadas, sendo a geração eólica a de maior capacidade instalada no mundo dentre as renováveis não-hidráulicas.

No final de 2019, a capacidade instalada de geração renovável foi suficiente para fornecer 27,3% da geração global de energia elétrica. As hidrelétricas participaram com 58%, seguida pela geração eólica com 22%, a energia solar fotovoltaica 10% e a bioenergia 8% (REN21, 2020).

No Brasil, a produção de energia elétrica é qualificada como renovável-térmica, com 82,75% renovável e 17,25% não-renovável. Dentre as fontes renováveis, a hidráulica é predominante com 63,18% e em segundo lugar está a eólica com 9,09%, seguida da biomassa com 8,78% (ANEEL, 2020).

As fontes renováveis que usam recursos energéticos intermitentes e de geração variável são conectadas à rede elétrica por conversores eletrônicos de potência. Na geração eólica, os conversores desacoplam as usinas da rede elétrica e a energia armazenada na parte girante do aerogerador deixa de ser naturalmente fornecida à rede durante uma perturbação. Assim, à medida que aumenta a penetração de fontes interligadas à rede por conversores surgem questões sobre a necessidade de inércia para assegurar a confiabilidade dos sistemas elétricos (Chamorro et al., 2019).

Embora as usinas eólicas com conversores não forneçam inércia de modo tradicional, os aerogeradores têm energia cinética nas partes girantes das pás, cubo, eixo de transmissão, e rotor do gerador, que pode ser extraída e injetada na rede. Tal provisão tem sido requisitada por muitos códigos de rede, inclusive nos Procedimentos de Rede do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) no Brasil (ONS, 2019).

Técnicas de controle capazes de emular inércia dos aerogeradores, denominada inércia virtual ou sintética, têm sido desenvolvidas e implementadas em modernos aerogeradores. A inércia virtual consiste no aumento da geração eólica após uma perturbação na rede que resulte em queda de frequência. A usina aumenta a geração com energia extraída das partes girantes e injeta na rede por um curto período. Assim como a inércia convencional, essa ação pode diminuir a queda de frequência por tempo suficiente para que outros mecanismos de resposta mais lenta ajudem a restaurar a frequência.

Para contribuir com a integração da geração eólica nos sistemas de potência, o Conselho de Coordenação da Eletricidade Ocidental (WECC) e a Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC) desenvolveram recentemente modelos genéricos de aerogeradores e de parques eólicos. Esses modelos são públicos, não proprietários, definidos por um número limitado de parâmetros, facilmente implementados em softwares de simulação e usam recursos computacionais relativamente baixos (Lorenzo-Bonache et al., 2019).

O presente artigo tem como objetivos: i) demonstrar a importância da inércia sintética de usinas eólicas no controle da frequência (resposta inercial e controle primário), em caso de grandes perturbações; ii) apresentar a mudança nos modelos genéricos de usinas eólicas, usados na análise de estabilidade transitória, que os tornam capazes de atender os requisitos do código de rede do sistema elétrico brasileiro.

O artigo está dividido em seis seções. A seção 2 aborda o conceito de inércia no sistema elétrico, os níveis hierárquicos de controle de frequência e as diferenças entre a inércia convencional e a inércia sintética. A seção 3 descreve os modelos dinâmicos WECC Tipo III e Tipo IV, utilizados nas

simulações. A seção 4 apresenta o sistema elétrico usado como caso de teste, mostrando os casos e cenários analisados. A seção 5 discute os resultados obtidos e, por fim, a seção 6 apresenta as conclusões do estudo realizado.

2. INÉRCIA DO SISTEMA ELÉTRICO

A inércia de um sistema de potência refere-se à capacidade de um sistema de se opor a mudanças na frequência por fazer uso da energia armazenada em grandes geradores rotativos.

A frequência da rede elétrica é uma medida do balanço de oferta de eletricidade e demanda, e pode cair mediante a perda de uma grande usina ou linha de transmissão, ou um aumento súbito de grande carga. A inércia resiste a essa queda de frequência, dando tempo à rede para reequilibrar a oferta e a demanda de potência.

No instante em que ocorre um grande desequilíbrio de potência, levando à queda de frequência, o déficit repentino de potência será entregue a partir da contribuição de todas as massas rotativas conectadas à rede de forma síncrona. Quão rápido a frequência muda depende do grau de desbalanço e da inércia do sistema (ENTSOE, 2018).

O comportamento dinâmico de um gerador síncrono individual i pode ser descrito pela equação (1), correspondente ao modelo de uma massa girante.

$$2H_i \frac{d\omega_{i,pu}}{dt} = P_{mi,pu} - P_{ei,pu} \quad (1)$$

H_i é a constante de inércia, ω_i é a velocidade angular, P_{mi} é a potência mecânica da turbina-gerador i , e P_{ei} é a potência elétrica do gerador i (Kundur, 1994). Pode-se verificar que sob condição de balanço entre as potências, não haverá variação de velocidade. Percebe-se ainda que para um dado grau de desequilíbrio de potência, quanto maior for H_i , menor será a variação de velocidade e por conseguinte a variação de frequência.

A inércia de um conjunto gerador-turbina individual é descrita em (2).

$$H_i = \frac{1}{2} \frac{J_i \omega_{ni}}{S_{ni}} \quad (2)$$

sendo J_i o momento de inércia do conjunto gerador-turbina i , ω_{ni} é a velocidade angular mecânica nominal do gerador i , e S_{ni} é a potência aparente nominal do gerador i .

A constante de inércia H é dada em segundos e pode ser interpretada como o tempo em que a energia armazenada em partes rotativas de um gerador-turbina é capaz de suprir uma carga igual à potência aparente nominal do gerador-turbina. (Kundur, 1994).

A constante de inércia equivalente de um sistema de potência é obtida pelas constantes de inércia e potências aparentes nominais de cada gerador-turbina, conforme apresentado em (3).

$$H_{sys} = \frac{\sum_i H_i S_{ni}}{\sum_i S_{ni}} \quad (3)$$

A inércia do sistema de potência é uma característica natural que limita a taxa de variação da frequência, *RoCoF* (*Rate of Change of Frequency*) da rede, mediante desequilíbrio entre a geração e consumo de energia no sistema. O *RoCoF* está relacionado com a constante de inércia equivalente do sistema, com o grau de desbalanço entre potência mecânica e potência elétrica ΔP , e com a frequência nominal do sistema f_n , como expressa em (4).

$$RoCoF = \frac{df}{dt} = \frac{\Delta P \cdot f_n}{2H_{sys}} \quad (4)$$

Dessa forma, quando há um desbalanço ocasionado por uma perda de geração no sistema, ou incremento súbito de carga, a frequência do sistema tende a cair. Por outro lado, se houver uma perda súbita de carga ou incremento de geração, a frequência do sistema tende a aumentar. Neste artigo, consideraremos o primeiro caso, onde há uma queda na frequência do sistema.

2.1 Níveis de Controle de Frequência

Conforme ilustrado na Fig. 1, o controle de frequência pode ser dividido nos seguintes estágios: resposta inercial, controle de frequência primário e controle de frequência secundário.

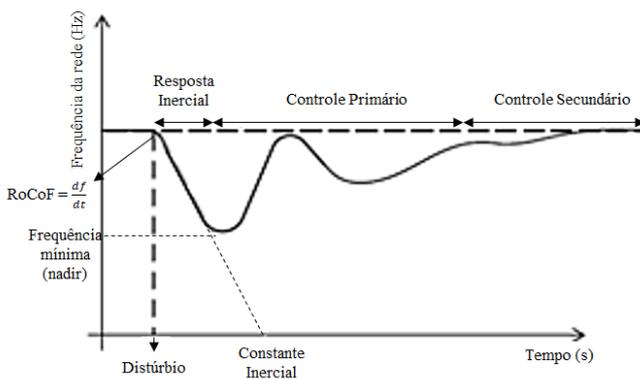


Fig. 1 Resposta da frequência de um sistema elétrico a um distúrbio. Adaptado de Eriksson et al. (2018)

A resposta inercial do sistema com geradores diretamente integrados à rede tem atuação natural e instantânea. Quando, por exemplo, ocorre a perda de uma usina de porte, o suprimento de potência cai quase que instantaneamente. Entretanto, a demanda não mudou, e para suprir esta demanda, energia armazenada é extraída da inércia dos geradores girantes a fim de compensar temporariamente a geração perdida. Essa ação diminuirá a velocidade dos geradores. Embora não possa ser sustentada por mais de alguns segundos, a resposta inercial dá tempo a outros sistemas da rede detectar o desequilíbrio e comandar as demais usinas a acelerar em caso de queda, ou desacelerar em caso de elevação na frequência (Tielens et al., 2012).

O controle primário tem atuação rápida e automática, no período de 1 a 30 segundos a partir do início da falha, e

corresponde à liberação das reservas de potência ativa das máquinas que participam deste controle (Tielens et al., 2012).

O controle secundário é realizado pelas máquinas que participam do Controle Automático de Geração (CAG), e é responsável pelo reestabelecimento da frequência nominal após a perturbação. Quando o controle primário não é suficiente para restaurar a frequência a valores normais, o controle secundário atua a partir de cerca de 30s e pode durar dezenas de minutos (Tielens et al., 2012).

2.2 Inércia Sintética dos Aerogeradores

Embora o crescimento de recursos energéticos baseados em conversores reduza a inércia equivalente na rede, existem várias abordagens para manter ou melhorar a confiabilidade do sistema elétrico.

Apesar das unidades de geração não sincronizadas não contribuírem com resposta inercial natural, os recursos energéticos baseados em conversores podem detectar rapidamente desvios de frequência e responder a desbalanços do sistema. Usinas eólicas podem responder 10 vezes mais rápidas do que tradicionais geradores (NREL, 2020).

Dentre as medidas que podem ser adotadas para lidar com a redução de inércia equivalente do sistema estão: i) uso de recursos energéticos renováveis tradicionais, como usinas hidroelétricas, reversíveis, a biomassa, geotérmica e solar concentrada; ii) desligamento de carga não crítica do cliente mediante condição de sub frequência, ou desconexão de geração se a frequência exceder determinado limite - essa ação pode ter consequências econômicas negativas; iii) uso de energia armazenada em diferentes recursos energéticos como baterias, super capacitores, inércia volante, e os tradicionais compensadores síncronos; iv) operação de usina eólica com ângulo *pitch* das pás maior que o ótimo para reserva de potência e suporte à frequência; v) inércia sintética que será explicada na sequência.

A abordagem mais comum para extrair energia cinética de um aerogerador é aplicar um aumento na potência ou torque elétrico de referência de forma que a potência / torque de saída requerido seja maior do que o disponível pelo vento incidente. Consequentemente, o rotor desacelera conforme a energia cinética é extraída e convertida em energia elétrica para suporte à rede. O processo de desaceleração cessa quando a velocidade do rotor atinge um certo limite para evitar a perda de sincronismo e a condição de estol do aerogerador com a redução da força aerodinâmica de sustentação. Este limite está em torno de 70% da velocidade nominal do rotor do aerogerador, o que corresponde a mais de 50% da energia armazenada (Attya et al., 2018). Este procedimento tem como vantagem o fato do aerogerador não se desviar do MPPT (seguidor do ponto de máxima potência) durante operação normal. Porém, a potência de saída do aerogerador cai após o processo de extração de energia cinética, a fim de recuperar a velocidade nominal do rotor (processo de aceleração), onde a potência fornecida é menor do que a potência mecânica disponível. Este estágio de recuperação pode disparar uma segunda queda de frequência

se o despacho dos aerogeradores não for realizado corretamente (Ullah et al., 2008), (De Almeida et al., 2007).

Outra abordagem presente na literatura para a implementação da inércia sintética consiste na operação do aerogerador em sobre velocidade, de modo que a velocidade específica (λ) não corresponda ao coeficiente ótimo de extração de potência (C_p) e, portanto, a turbina opere com capacidade reduzida (Rawn et al., 2010), (Vidyanandan et al., 2013). Apesar dessa desvantagem, a abordagem apresenta como vantagem o fato de que a desaceleração causada pela extração de energia cinética para fornecimento de potência ativa leva a turbina a operar na velocidade ótima. Portanto, o incremento de potência pode ser sustentado por tempo indeterminado, e não há a necessidade de desaceleração para reestabelecimento da velocidade (Attya et al., 2013), (Eriksson et al., 2018).

Nesse artigo, será utilizada a abordagem presente no modelo genérico WECC, que consiste em um controle por inclinação (*droop*), onde um ganho proporcional é aplicado ao erro de frequência do sistema para o fornecimento de potência ativa suplementar. Tal abordagem, considera que o aerogerador esteja operando no MPPT, e possa fornecer uma potência suplementar por um intervalo de tempo quando a diferença entre a frequência do sistema e a frequência nominal for superior à banda morta configurada (Sanchez-Gasca et al., 2015).

3. MODELO DINÂMICO DO AEROGERADOR

Para realizar os estudos sobre o uso de inércia sintética, tomou-se como base a modelagem dinâmica de aerogerador Tipo III e Tipo IV desenvolvida pelo WECC (Western Electricity Coordinating Council) (Sanchez-Gasca et al., 2015).

Os modelos dinâmicos genéricos WECC apresentam uma estrutura modular como ilustrada na Fig. 3. São sete os principais blocos funcionais do modelo WECC Tipo III. Esse modelo tem um conversor conectado ao rotor do gerador, transmitindo parte da potência total. O restante da potência é transmitido pelo estator que é conectado diretamente à rede. A Tabela 1 apresenta a descrição de cada bloco do modelo.

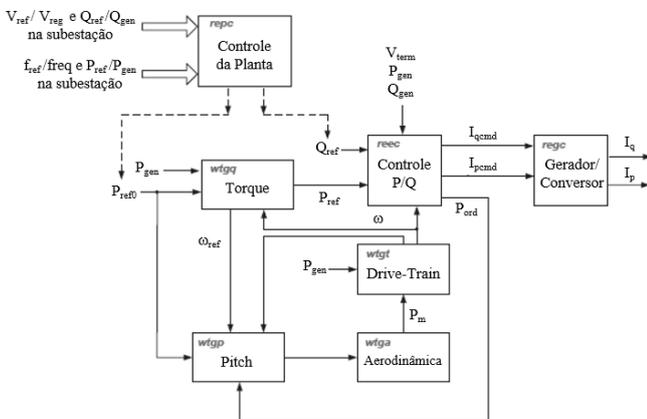


Fig. 3 Modelo dinâmico WECC Tipo III. Adaptado de Sanchez-Gasca et al. (2015)

Tabela 1. Blocos do modelo WECC Tipo III

Bloco	Descrição
REGC	Modelo Gerador/Conversor
REEC	Modelo de controle P/Q
REPC	Modelo de controle da Planta
WTGT	Modelo do Trem de Acionamento
WTGA	Modelagem aerodinâmica
WTGP	Modelo do Controlador do Pitch
WTGQ	Modelo do Controlador de Toque

O bloco REGC representa a interface do gerador com a rede elétrica. O bloco REEC reproduz os sistemas de controle dos conversores interligados ao aerogerador. O bloco WTGQ modela o controle de torque do aerogerador. O bloco REPC diz respeito aos controles da planta de geração, o qual tem comunicação com o operador do sistema. Esse módulo é opcional quando não há interesse em considerar sinais externos à planta. O bloco WTGT representa a dinâmica no trem de acionamento da turbina eólica, que compreende eixo de transmissão, caixa de engrenagem, frenagem aerodinâmica e mecânica (Motta et al., 2018). Os blocos WTGA e WTGP são responsáveis pelo controle de velocidade quando o aerogerador opera no modo otimização e no modo de limitação da velocidade de rotação, respectivamente.

O modelo dinâmico genérico WECC Tipo IV corresponde ao aerogerador com conversor pleno. Sua estrutura é apresentada na Fig. 4 e os blocos de cada módulo mostrados na Tabela 2.

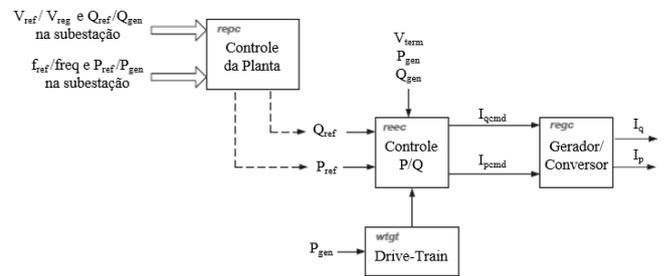


Fig. 4 Modelo dinâmico WECC Tipo IV. Adaptado de Sanchez-Gasca et al. (2015)

Tabela 2. Blocos do modelo WECC Tipo IV

Bloco	Descrição
REGC	Modelo Gerador/Conversor
REEC	Modelo de controle P/Q
REPC	Modelo de controle da Planta
WTGT	Modelo do Drive-train

Os blocos REGC, REEC e REPC desse modelo são idênticos aos do aerogerador Tipo III. A diferença está no bloco WTGT, que tem como entrada a medição de potência ativa na saída do aerogerador, e como saída, a velocidade de rotação. Esse modelo, diferentemente do Tipo III, não possui os módulos WTGA, WTGP e WTGQ, pois o gerador está completamente desacoplado da rede. Isso não significa que os

fatores aerodinâmicos, por exemplo, não têm influência sobre o comportamento do aerogerador, porém para a modelagem para estudos de transitórios eletromecânicos, que é o objetivo do modelo WECC Tipo IV, eles não precisam ser considerados (Motta et al., 2018).

O controle de frequência é realizado no bloco de controle de planta, REPC. Esse bloco é ilustrado na Fig. 5. A metodologia considerada para implementação da inércia sintética foi a presente no modelo genérico WECC, que aplica um ganho proporcional ao desvio de frequência para fornecimento de uma potência extra por um curto intervalo de tempo, conforme requerido nos procedimentos de rede do ONS (ONS, 2019). Esse excedente de potência, é extraído da energia cinética do rotor, como explicado na seção 2.

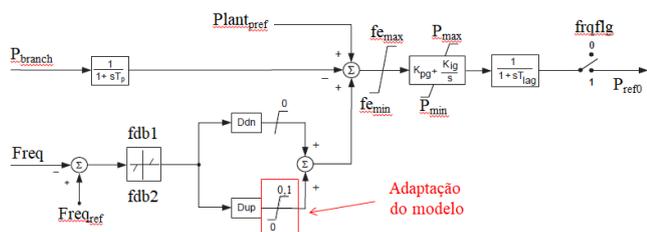


Fig. 5 Controle de potência ativa e frequência no bloco REPC, adaptado para o código de rede brasileiro.

A frequência do sistema é comparada com o valor de referência, e são aplicados ganhos diferentes caso a frequência esteja acima, ou abaixo do valor desejado.

Neste artigo, serão analisados casos de queda de frequência correspondentes a acréscimo de carga, ou perda de geração. É aplicado um ganho (Dup) ao desvio de frequência, e esse valor é somado ao valor de referência de potência ativa, de modo que quando o sistema detectar valores baixos de frequência, a potência ativa fornecida pelo aerogerador será aumentada, para tentar compensar o desbalanço entre carga e geração, e assim manter a frequência o mais próxima possível de seu valor nominal.

O submódulo 3.6, que trata sobre ‘Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão’ de 2019 dos Procedimentos de Rede do ONS, define requisitos de inércia sintética para centrais eólicas com potência instalada acima de 10 MW (ONS, 2019). As centrais devem contribuir com pelo menos 10% de sua potência nominal, por um período mínimo de 5 s, quando em regime de subfrequência, para desvios de frequência superiores a 0,2 Hz. A provisão plena de inércia sintética deverá ser disponibilizada sempre que a potência ativa do aerogerador for igual ou superior a 25% de sua potência nominal.

Para permitir que os modelos genéricos WECC atendessem os requisitos de controle de frequência do Brasil, foi necessário a inclusão de uma limitação superior de 0,1 no ganho de sobrefrequência, de forma que a potência ativa fornecida para controle de frequência não supere 10% da potência nominal do aerogerador, e mantenha-se constante nesse valor durante o período requisitado. Além disso, para o modelo WECC Tipo III, foi necessário configurar o bloco

WTGTRQ para compensar erro de potência ao invés de erro de velocidade. Todos os demais parâmetros dos blocos de controle foram configurados para atender aos requisitos do ONS.

4. SISTEMA ELÉTRICO E CASOS ESTUDADOS

A influência do controle de frequência das usinas eólicas foi testada no sistema teste IEEE 5 barras, mostrado na Fig. 6, o qual foi modificado para conexão de uma usina eólica de 50 MVA nominal na barra 5. O sistema tem 2 geradores, G1 de 180 MVA, conectado na barra 1 e G2 de 85 MVA conectado na barra 2, 4 cargas totalizando 169,78 MVA e 7 linhas de transmissão.

Na análise de regime permanente, a barra 1 é tipo Slack, a barra 2 é tipo PV, e as demais são PQ. O gerador G2 está configurado para uma potência ativa de 40 MW nas condições iniciais do sistema. A nível de controle de frequência, o gerador da barra 2 realiza o controle primário, e o gerador G1 realiza o controle secundário.

A usina eólica é composta pela linha de transmissão que conecta a usina ao barramento de 230 kV, transformador elevador de 230 kV/34,5 kV da subestação coletora, barramento de 34,5 kV, transformador equivalente de média tensão equivalente do parque eólico, e aerogerador equivalente. A potência injetada pela usina eólica em regime permanente é 30 MW.

Com a inclusão da usina eólica, esta tem um percentual de participação de 15,87% em capacidade instalada.

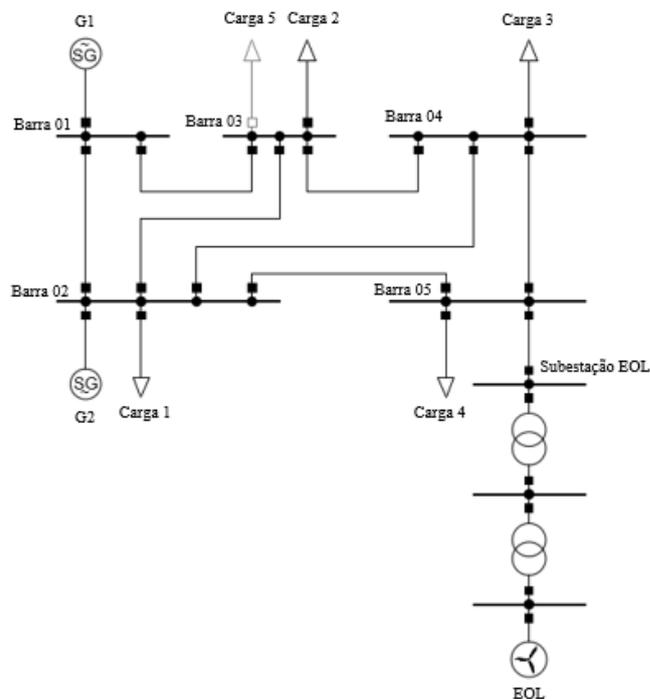


Fig. 6 Sistema elétrico de potência utilizado no estudo.

A perturbação inserida no sistema para obtenção do desvio de frequência foi uma entrada súbita de 48 MW de carga na barra 3.

O primeiro cenário considerado foi com a usina eólica equivalente sendo representada pelo modelo dinâmico WECC Tipo III, enquanto o segundo cenário foi usado o modelo dinâmico WECC Tipo IV. Para cada cenário, foram considerados dois casos, sendo o primeiro sem a participação da usina eólica no controle de frequência, e o segundo com a participação da usina eólica no controle de frequência. A usina eólica detecta os desvios de frequência na subestação coletora, pelo controlador da planta.

Para os casos com a participação das usinas eólicas no controle de frequência, a parametrização dos modelos dinâmicos foi considerada para atender aos requisitos mínimos do ONS, em que, para uma queda de 0,2 Hz na frequência, a usina eólica deve fornecer uma potência ativa suplementar de 10% de sua capacidade nominal por um período mínimo de 5 segundos (ONS, 2019).

O objetivo do estudo é a avaliação da estabilidade de frequência do sistema para cada caso, tomando como base os procedimentos de rede do ONS, em que a frequência não pode ficar abaixo que 58,5 Hz por um período de 10 segundos para as termelétricas, e 20 segundos para as hidrelétricas e eólicas. No caso desse estudo, a condição considerada satisfatória é de que a frequência não fique abaixo de 58,5 Hz por mais de 10 segundos, pois os geradores G1 e G2 são térmicos (ONS, 2019).

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Em cada caso analisado, foi feita uma simulação de fluxo de carga para determinar as condições iniciais do sistema, antes da perturbação. Em seguida, foi realizada a simulação em regime transitório para os cenários e casos apresentados na seção 4, com aplicação da perturbação em 500 milissegundos. O software utilizado para as simulações foi o DigSilent PowerFactory 2019.

Na Fig. 7 são apresentadas as potências ativas dos geradores G1 e G2 para cada caso analisado com e sem a participação da usina eólica no controle de frequência. Os comportamentos são similares para o caso com modelo WECC Tipo III e Tipo IV.

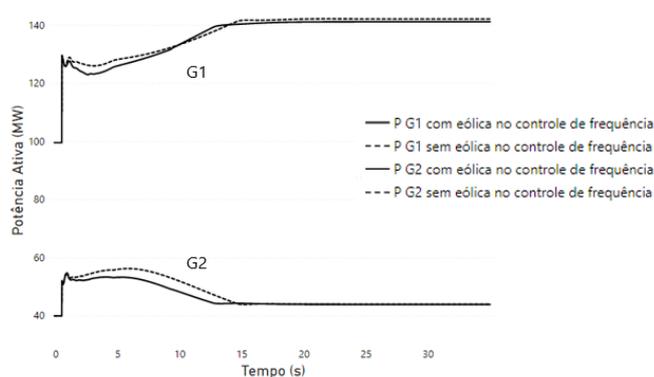


Fig. 7 Potência ativa dos geradores G1 e G2 durante o período transitório.

Pode-se observar que no momento da falha, a potência ativa de ambos os geradores aumenta, caracterizando sua resposta

inercial. Em seguida, pode-se perceber a entrada do controle primário, com as potências dos geradores ainda elevadas, buscando o equilíbrio entre geração e carga. Por fim, observa-se a atuação do controle secundário, com a redução da potência ativa do gerador 02, e acréscimo da potência ativa do gerador 01, pois só este último está selecionado para este controle, e deve suprir a saída da geração do gerador 02.

Pode-se observar que, conforme esperado, a potência ativa demandada dos geradores G1 e G2 é maior para os cenários onde a usina eólica não participa do controle de frequência. Além disso, pode-se perceber que a usina eólica não participa do controle de frequência secundário.

5.1 Modelo WECC Tipo III

Na Fig. 8 é apresentada a potência ativa de saída da usina eólica para o caso de simulação com o modelo de aerogerador Tipo III.

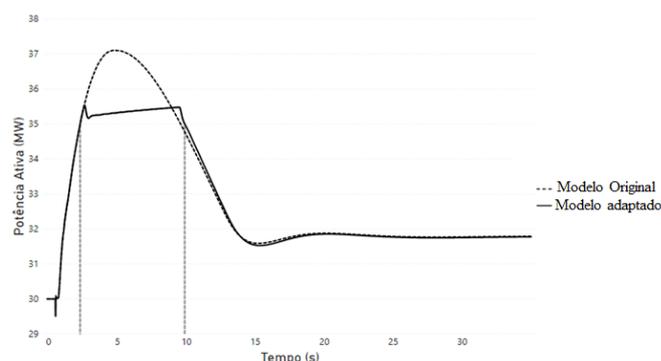


Fig. 8 Potência ativa de saída da usina eólica durante o transitório, considerando o modelo WECC Tipo III.

Observa-se que a potência ativa de saída atende os requisitos do procedimento de rede do ONS, portanto, a modelagem apresentada pode ser utilizada para simulações no sistema elétrico brasileiro. Além disso, observa-se que o modelo adaptado desse artigo representa de uma maneira mais realista o comportamento dos aerogeradores no controle de frequência, o que evidencia a contribuição da presente pesquisa.

A usina eólica equivalente, que estava com potência ativa de 30 MW em regime permanente, inicia o aumento de potência ativa a partir do instante em que o desvio de frequência é de 0,2 Hz, em 720 milissegundos. A potência requisitada, equivalente à potência ativa de regime permanente, somada com 10% da potência nominal do aerogerador, que é 35 MW, é atingida no instante 2,29 segundos. A potência ativa de saída permanece acima de 35 MW até o instante 9,87 segundos, portanto fica acima do valor requisitado no código de rede brasileiro por um período total de 7,58 segundos, quando o requisito é de, no mínimo, 5 segundos. O comportamento da frequência do sistema para o caso com modelo equivalente Tipo III pode ser observado na Fig. 9.

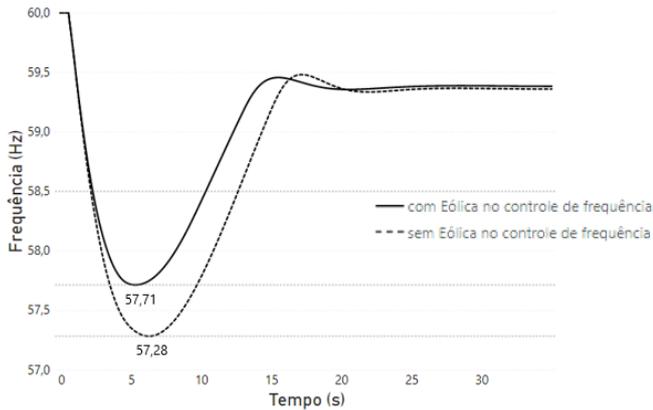


Fig. 9 Frequência do sistema durante o período transitório, com e sem a usina eólica participando do controle de frequência, considerando o modelo WECC Tipo III.

Pode-se observar que, para o cenário com a participação da usina eólica no controle de frequência, o valor mínimo de frequência atingido foi de 57,71 Hz, enquanto sem a participação da usina eólica no controle de frequência, o valor mínimo observado foi de 57,28 Hz.

Além disso, o tempo que a frequência permaneceu abaixo de 58,5 Hz para o caso com a participação da usina eólica no controle de frequência foi de 8,05 segundos, enquanto para o caso sem a participação da usina eólica no controle de frequência, esse tempo foi de 10,48 segundos.

Dessa forma, verifica-se que a participação da usina eólica no controle de frequência é fundamental para manter a estabilidade do sistema elétrico, tendo em vista que após 10 segundos com a frequência abaixo de 58,5 Hz, as usinas térmicas não teriam mais a obrigatoriedade de permanecerem conectadas, e o sistema não seria capaz de suprir essa perda de geração, entrando assim em colapso.

5.2 Modelo WECC Tipo IV

A potência ativa de saída da usina eólica, considerando o modelo WECC Tipo IV, é apresentada na Fig. 10.

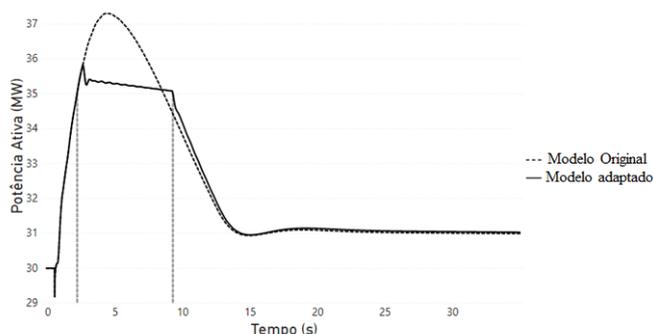


Fig. 10 Potência ativa de saída da usina eólica durante o transitório, considerando o modelo WECC tipo IV.

Pode-se observar que os requisitos do código de rede brasileiro também podem ser atendidos pelo modelo WECC Tipo IV apresentado. Assim como no tipo anterior, a resposta

do modelo adaptado foi mais realista que a resposta do modelo original, fazendo com que este modelo adaptado possa ser utilizado em simulações de sistemas de potência.

Nessa situação, a potência de 35 MW é atingida no tempo 2,17 segundos, e permanece até 9,26 segundos, totalizando assim 7,09 segundos com potência ativa suplementar acima de 10% da potência nominal, também superando o requisito mínimo de 5 segundos.

O comportamento da frequência do sistema para o caso com modelo equivalente Tipo IV pode ser observado na Fig. 11.

Pode-se observar que nesse caso, o valor mínimo de frequência atingido durante a perturbação foi de 57,67 Hz para o caso com a participação da usina eólica no controle de frequência, enquanto para o caso sem participação da usina eólica no controle de frequência esse valor foi de 57,24 Hz.

Para esse cenário, o tempo que a frequência permaneceu abaixo de 58,5 Hz, com a usina eólica participando do controle de frequência foi de 7,73 segundos, enquanto sem a participação da usina eólica no controle de frequência, esse tempo foi de 10,06 segundos.

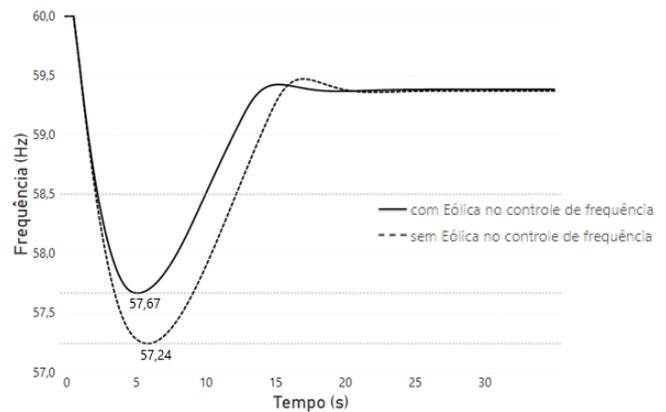


Fig. 11 Frequência do sistema durante o período transitório, com e sem a usina eólica participando do controle de frequência, considerando o modelo WECC Tipo IV.

Assim como no cenário anterior, a participação da usina eólica no controle de frequência foi fundamental para manter a estabilidade do sistema elétrico em estudo, contudo, observou-se que o modelo de aerogerador Tipo IV conseguiu recuperar a frequência mais rapidamente que o Tipo III, fazendo com que a frequência ficasse menos tempo abaixo de 58,5 Hz. Por outro lado, o valor mínimo da frequência atingido foi menor com a utilização do modelo Tipo IV.

Como observado nos resultados apresentados, caso a usina eólica não participasse do controle de frequência, também poderia haver a desconexão das usinas térmicas, de modo que o sistema não seria capaz de suprir as cargas, e entraria em colapso.

6. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou uma adaptação dos modelos dinâmicos de aerogeradores WECC Tipo III e Tipo IV para atender os

requisitos do código de rede brasileiro. Os modelos foram testados através de um estudo de estabilidade de um sistema elétrico de potência com baixa inércia, dada a participação da usina eólica no sistema.

As simulações demonstraram que para os casos em que a usina eólica não atua no controle de frequência, o sistema não consegue suportar a perturbação, e a frequência permanece abaixo dos limites operacionais das usinas térmicas por um período maior que o permitido no código de rede brasileiro, podendo levar ao desligamento dessas usinas, e ainda à perda de estabilidade do sistema. Quando é adicionada uma inércia sintética à usina eólica, de modo que esta possa participar no controle de frequência, a aplicação da perturbação mantém o sistema dentro dos parâmetros operacionais, de modo que o sistema mantém a estabilidade e não há riscos de desligamento de usinas por violação das restrições operativas. Os modelos dinâmicos de aerogeradores WECC Tipo III e Tipo IV demonstraram um resultado satisfatório na participação no controle de frequência, em atendimento ao código de rede brasileiro. Observou-se que o modelo tipo III apresentou um melhor resultado em relação ao valor mínimo da frequência durante a perturbação, de modo que a queda de frequência foi menor, enquanto o modelo tipo IV apresentou um melhor resultado em relação à recuperação da frequência nominal do sistema, fazendo com que a frequência voltasse aos limites operacionais mais rapidamente.

Observou-se que a estabilidade de frequência do sistema depende da capacidade instalada dos geradores participantes do controle de frequência, e da magnitude do desequilíbrio entre carga e geração durante a perturbação. Para o sistema analisado, a participação da usina eólica era de 15,87% em capacidade instalada. Verificou-se que sem a participação dessa parcela de geração no controle de frequência, o sistema seria instável para a perturbação considerada.

A contribuição principal desse artigo está na adaptação dos modelos dinâmicos de aerogeradores WECC Tipo III e Tipo IV para atendimento ao código de rede brasileiro, com respeito ao controle de frequência, e na demonstração de que, por conta da grande participação de usinas eólicas esperada nos sistemas de potência modernos, estas deverão ter uma inércia sintética implementada, para atuar no controle de frequência e manter o sistema em condições seguras de operação, evitando assim o colapso em caso de perturbações severas.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará pelo suporte proporcionado.

REFERÊNCIAS

ANEEL (2020). Sistema de Informações da Geração da ANEEL, SIGA. Disponível em: <https://bit.ly/2IGf4Q0>. Acessado em: 20/06/2020.

Attya, A.b., Hartkopf T. (2013). Control and quantification of kinetic energy released by wind farms during power

system frequency drops, *IET Renewable Power Generation*, Volume. 7. pp. 210-224.

Attya A.B., Dominguez-Garcia J.L., Anaya-Lara O. (2018). A review on frequency support provision by wind power plants: Current and future challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 81, p.p 2071-2087.

Chamorro, H.R., Riaño, I., Gerndt, R., Zelinka, I. (2019). Synthetic inertia control based on fuzzy adaptive differential evolution. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. Volume 105, pp. 803-813.

De Almeida R.G., Peças Lopes J.A. (2007). Participation of Doubly Fed Induction Wind Generators in System Frequency Regulation. *IEEE Transactions on Power Systems*. Volume 22, pp. 944-950.

ENTSOE (2018). European Network of Transmission System Operators for Electricity Future System Inertia Report.

Eriksson, R., Modig, N., Elkington, K. (2018). Synthetic inertia versus fast frequency response: a definition. *IET Renewable Power Generation*. Volume 12, pp. 507-514.

Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, New York.

Lorenzo-Bonache, A., Honrubia-Escribano, A., Jiménez-Buendía, F., Gómez-Lázaro, E. (2019). Field Validation of Generic Type 4 Wind Turbine Models Based on IEC and WECC Guidelines. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. Volume 34, pp. 933-941.

Motta R.T., Dotta D., Wilches-Bernal F., Leonardi B. (2018). Second Generation Wind Turbine Generators Generic Models in the Power System Toolbox. *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. pp. 1-5

ONS (2019). Submódulo 3.6. Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. *Procedimentos de Rede*.

Rawn B. G., Gibescu M., Kling W. L. (2010). Kinetic energy from distributed wind farms: Technical potential and implications, *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, pp. 1-8.

REN21 (2020). Renewables 2020 Global Status Report.

Rezkalla, M., Pertl, M., Marinelli, M. (2018). Electric power system inertia: requirements, challenges and solutions. *Electrical Engineering*, Volume 100, pp. 2677-2693.

Sanchez-Gasca, J.J., Ellis, A., Pourbeik, P., Senthil, J., Weber, J. (2015). Generic wind turbine generator models for WECC - a second status report. *IEEE Power & Energy Society General Meeting*. pp. 1-5.

Tielens, P., Van Hertem, D. (2012). Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewables. *Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering*.

Ullah N.R., Thiringer T., Karlsson D. (2008). Temporary Primary Frequency Control Support by Variable Speed Wind Turbines - Potential and Applications. *IEEE Transactions on Power Systems*. Volume 23, pp. 601-612.

Vidyanandan K.V., Senroy N. (2013). Simplified Dynamic Models of Variable Speed Wind Turbines for Frequency Regulation Studies. *IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)*. pp. 1-6.