

ANÁLISES DINÂMICAS DE DIFERENTES TIPOS DE AEROGERADORES FRENTE A GRANDES PERTURBAÇÕES EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

ALEXANDRE PRODÓSSIMO SOHN*, EDSON APARECIDO ROZAS THEODORO*, LUÍS FERNANDO COSTA ALBERTO*

*Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, SP, Brasil, Av. Trabalhador São-carlense, no. 400, CEP 13566-590

Emails: alexandresohn@usp.br, edson.theodoro@gmail.com, lfcalberto@usp.br

Abstract— This paper presents dynamic analysis of types A, B, C and D of aerogenerators, whose generic models, validated by different manufacturers, reproduce actual aerogenerators behavior. The computational simulation results, performed in PSS/E software, are presented. The aim of analysis is to compare the dynamic behaviour of aerogenerators against large disturbances in transmission systems. Therefore, it is investigated the supportability of aerogenerators through the LVRT curve defined by the operator system. It is exemplified the instability of type A aerogenerator when the aerodynamic control system is not modelled. The critical clearing time is evaluated and it is observed that aerogenerators are capable of stabilizing a power system and become unstable when the synchronous generators lose synchronism.

Keywords— Aerogenerators, Large disturbances, Power systems, Stability.

Resumo— Este trabalho apresenta análises dinâmicas de aerogeradores dos tipos A, B, C e D, cujos modelos genéricos, validados para diferentes fabricantes, reproduzem o comportamento de aerogeradores reais. São apresentados os resultados de simulações computacionais, realizadas no *software PSS/E*. As análises têm por objetivo comparar o comportamento dinâmico dos aerogeradores, frente a grandes perturbações em sistemas de transmissão. Assim, investiga-se quais aerogeradores possuem maior suportabilidade a afundamentos de tensão, tomando por referência a curva *LVRT* definida pelo operador do sistema. Exemplifica-se para o aerogerador do tipo A, que o mesmo torna-se instável quando se desconsidera o sistema de controle aerodinâmico. Ainda, via obtenção dos tempos críticos de abertura para diferentes faltas, observa-se que os aerogeradores apresentam-se capazes de aumentar a margem de estabilidade do sistema e tornam-se instáveis quando os geradores síncronos perdem o sincronismo.

Palavras-chave— Aerogeradores, Grandes perturbações, Sistemas elétricos de potência, Estabilidade.

1 Introdução

Estudos realizados em (IEA, 2010) mostram que os recursos energéticos renováveis para a produção de eletricidade no mundo, apresentarão uma parcela de 32 % em 2035, muito superior aos 19 % de 2008. Dentre as fontes renováveis, neste contexto, destaca-se a energia eólica, cuja participação na matriz de energia elétrica mundial será de 8 %. Em (ONS, 2012), estima-se que entre 2011 e 2016, a energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), proveniente de aerogeradores, passará de 1,34 GW para 8,18 GW, cujo aumento corresponde a 509 %, o maior dentre todas as fontes de energia do Brasil. Segundo (ABEEólica, 2014), a projeção para o setor de energia eólica é de receber investimentos de R\$ 27 bilhões até 2017.

No que condiz à aplicação tecnológica dos aerogeradores, inicialmente unidades individuais e pequenos parques eólicos foram conectados aos sistemas de distribuição de energia elétrica. No âmbito dos sistemas de transmissão, grandes parques eólicos são conectados de forma que a transferência de potência para os centros consumidores seja balanceada com outros sistemas de geração existentes (Burton et al., 2011).

Ressalta-se também que dentre os diferentes tipos de unidades eólicas, os aerogeradores de velocidade fixa, tipos A e B e de velocidade variável,

tipos C e D, correspondem às topologias mais comuns (Ackermann, 2005). Os tipos C e D dominam o atual mercado mundial de aerogeradores, devido a sua capacidade de operar em uma ampla faixa de velocidades e de viabilizar o controle da potência reativa e da tensão (Pinto, 2013).

Diante da crescente presença de aerogeradores no sistema elétrico e das distintas características dos aerogeradores, entender o comportamento dinâmico destes faz-se necessário para compreender as particularidades operativas dos mesmos, os mecanismos de instabilidade envolvidos e a relação entre diferentes unidades geradoras.

Análises dinâmicas fornecem informações do sistema elétrico de potência (SEP), de forma a auxiliar sua operação segura. Neste sentido, através de simulações computacionais, os objetivos deste trabalho são: (i) comparar os comportamentos dinâmicos e verificar a suportabilidade a afundamentos de tensão de cada tipo de aerogerador (ii) analisar os mecanismos de instabilidade e (iii) verificar a influência da conexão de aerogeradores de diferentes tipos a SEPs com geração predominantemente síncrona.

Este artigo é organizado conforme a seqüência: a seção 2 discursa sobre as características que diferenciam os tipos de aerogeradores citados; a seção 3 faz uma breve introdução aos modelos genéricos de aerogeradores; a seção 4 define os pro-

blemas de estabilidade e discute os mecanismos de instabilidade dos aerogeradores; a seção 5 apresenta os sistemas teste utilizados; a seção 6 mostra os resultados obtidos via simulações computacionais com o *software* PSS/E, para diferentes casos de estudo, considerando diferentes tipos de aerogeradores; a seção 7 estabelece as conclusões e encerra o artigo.

2 Tipos de Aerogeradores e Modelos Genéricos

Neste trabalho, consideram-se quatro diferentes tipos de aerogeradores existentes, apresentados na Figura 1, sendo os mesmos divididos em unidades eólicas de velocidade fixa (tipos A e B) e de velocidade variável (tipos C e D).

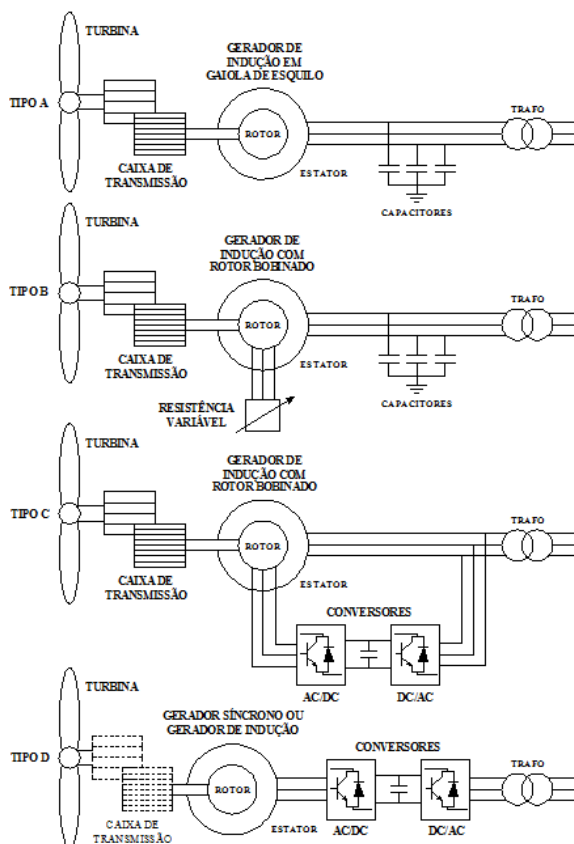


Figura 1: Tipos de Aerogeradores.

2.1 Aerogeradores do tipo A

Os aerogeradores do tipo A caracterizam-se pelo uso de máquinas de indução trifásicas com rotor em gaiola de esquilo (Li and Chen, 2008), cujo estator conecta-se diretamente à rede elétrica por um transformador, conforme apresentado na Figura 1. Observa-se que entre o transformador e o gerador existe um banco de capacitores para a compensação estática de potência reativa.

Este tipo de aerogerador é projetado para operar em um ponto ótimo de velocidade de rotação

do gerador assíncrono, para uma velocidade ótima do vento. Faz-se uso aqui, em relação ao sistema aerodinâmico, do controle de *stall*, de *pitch* ou de *stall* ativo, com o objetivo de regular a potência extraída do vento pelas pás (Akhmatov, 2003).

Entre as vantagens de sua aplicação estão: robustez e confiabilidade do sistema, manutenção e custos reduzidos. Porém entre suas desvantagens encontram-se: velocidade fixa e alta sensibilidade a variações do vento (as quais traduzem-se em variações do torque elétrico no gerador).

2.2 Aerogeradores do tipo B

Os aerogeradores do tipo B caracterizam-se pelo uso de máquinas de indução trifásicas com rotor bobinado (Group, 2009) e conectam-se à rede elétrica da mesma forma que as unidades do tipo A, como pode ser verificado na Figura 1. Tipicamente este tipo de aerogerador utiliza o controle de *pitch* para limitar o torque aerodinâmico.

A principal diferença entre este tipo de aerogerador e o do tipo A, reside na possibilidade de acoplar ao rotor uma resistência variável (controlada) e permitir assim ampliar a faixa de velocidades do rotor em até 10 %, acima ou abaixo da velocidade de operação síncrona do sistema (Li and Chen, 2008). Entretanto, é importante mencionar que mesmo admitindo a operação em uma faixa variável de velocidades, esta faixa é ainda restrita e portanto tais unidades são ainda classificadas como aerogeradores de velocidade fixa.

As vantagens e desvantagens das unidades eólicas do tipo B são basicamente as mesmas das do tipo A, com exceção à vantagem da pequena margem de variações na velocidade de operação nominal e da desvantagem dos custos associados às conexões do controle no circuito de rotor.

2.3 Aerogeradores do tipo C

Os aerogeradores do tipo C caracterizam-se pelo uso do gerador de indução duplamente alimentado (Salles, 2009), sendo a potência do circuito de rotor controlada por conversores AC/AC (tipicamente com topologia *back-to-back*) e seu circuito de estator conectado à rede elétrica por um transformador, como ilustrado na Figura 1. Assim como as unidades do tipo B, os aerogeradores do tipo C utilizam o controle de *pitch* para limitar o torque aerodinâmico da turbina.

Diferentemente dos tipos A e B, os aerogeradores do tipo C admitem a operação em uma ampla faixa de velocidades, uma vez que a presença do conversor no circuito de rotor promove a separação (através da ação de controle) das frequências provenientes da interação vento/turbina/rotor daquelas provenientes da rede elétrica. O conversor também propicia às unidades eólicas do tipo C uma maior variedade de modos de controle/operação, uma vez que o controle de potên-

cia ativa e reativa pode ser realizado de maneira independente, possibilitando também o controle de tensão, implicando no aumento da suportabilidade a afundamentos de tensão.

Entre as vantagens das unidades eólicas do tipo C, quando comparadas às unidades de velocidade fixa, citam-se: grande faixa de velocidade de operação, que se traduz em maior extração da potência disponibilizada pelo vento, maior suportabilidade a afundamentos de tensão e controle independente das potências ativa e reativa. Entre suas desvantagens, podem-se citar: custos adicionais com o conversor eletrônico e seus sistemas de proteção associados, bem como uma maior complexidade em sua modelagem. Porém, deve-se mencionar que o conversor necessita controlar apenas a potência do circuito de rotor, o que equivale aproximadamente a 30 % da potência total do gerador (Abad et al., 2011).

2.4 Aerogeradores do tipo D

Os aerogeradores do tipo D caracterizam-se primordialmente pela presença de um conversor eletrônico AC/AC (tipicamente com topologia *back-to-back*) na interface gerador/transformador (Ackermann, 2005), conectado em série com a rede elétrica, conforme apresentado na Figura 1. Este tipo de aerogerador pode ou não apresentar caixa de transmissão na interface turbina/gerador, sendo tal decisão dependente da escolha da máquina, podendo esta ser um gerador trifásico de indução com gaiola de esquilo, com rotor bobinado ou mesmo um gerador síncrono de ímã permanente, exigindo assim a caixa de transmissão, ou um gerador síncrono com rotor bobinado múltiplos, ou ímã permanente múltiplos, em casos onde não há exigência da caixa de transmissão. Por fim, quanto à limitação do torque aerodinâmico, utiliza-se aqui o controle de *pitch*.

Diferentemente dos aerogeradores do tipo C, nas unidades eólicas do tipo D o conversor eletrônico está na interface máquina/rede, o que possibilita o total desacoplamento na troca de potências ativa e reativa em ambos os lados do conversor. Tal desacoplamento provê um suporte de reativos superior aos demais tipos de unidades eólicas, de modo a ser menos suscetível a distúrbios ocorridos na rede elétrica, assim como possibilita a maior variedade possível de modos de controle/operação para o aerogerador (Ackermann, 2005). Entretanto, é preciso mencionar que o conversor é, agora, responsável por entregar à rede 100 % da potência produzida pela unidade eólica.

Entre as principais vantagens na utilização deste tipo de aerogerador, citam-se: operação em ampla faixa de velocidades, possibilidade de dispensar a caixa de transmissão, não necessita de circuitos de excitação no rotor, maior suporte de reativos quando comparado aos demais ti-

pos e conseqüentemente melhor resposta dinâmica frente a distúrbios na rede elétrica. Entre as desvantagens em sua utilização, destacam-se: exigência de conversores de alta potência e custo elevado dos geradores múltiplos (grande diâmetro).

3 Modelos Genéricos de Aerogeradores

A diversidade de tipos de aerogeradores é reflexo tanto da diversidade de fabricantes, como da diversidade de projetos das unidades eólicas. Assim, cada fabricante desenvolveu um modelo próprio para representar as principais características aos estudos das mesmas.

No entanto, a extensa utilização de *softwares* de simulação, presentes nos mais diversos setores do planejamento e operação dos SEPs, exige que aerogeradores de diferentes fabricantes e tipos sejam considerados em um mesmo estudo. Com tal constatação, o desenvolvimento de modelos genéricos, para diferentes aerogeradores, foi iniciado a fim de proporcionar as seguintes soluções:

- possibilitar a padronização dos parâmetros utilizados pelos modelos proprietários, desenvolvidos pelos fabricantes dos aerogeradores;
- possibilitar a efetiva comparação entre os diferentes modelos de aerogeradores, utilizados pelos *softwares* de simulação existentes;
- divulgar a existência de modelos de aerogeradores bem definidos para as comunidades acadêmica e industrial.

O desenvolvimento de modelos genéricos é, hoje, liderado pelo *Western Electricity Coordinating Council* (WECC), a partir de seu grupo de pesquisas *Wind Generation Modeling Group* (WGMG) em parceria com entidades como a *Power and Energy Society/Institute of Electrical and Electronics Engineers* (PES/IEEE), a *International Electrotechnical Commission* (IEC) e diversas empresas do setor de energia elétrica (UVIG, 2014). As equipes destes grupos realizaram validações dos modelos em diferentes *softwares*, possibilitando reproduzir fielmente em simulações computacionais o comportamento dinâmico de aerogeradores reais de distintos fabricantes (Asmine et al., 2011; WECC, 2010; WECC, 2014).

Observação 1 *Cada modelo genérico de aerogerador possui módulos de controle próprios, que representam o gerador, os sistemas mecânico, aerodinâmico e de controle do torque aerodinâmico, o conversor e o sistema de controle associado. Todos os modelos aqui utilizados e parâmetros associados podem ser encontrados em (UVIG, 2014) e (Sohn, 2014), o que permite a reprodução dos modelos em outros softwares. Ressalta-se que tais modelos foram desenvolvidos para análises de estabilidade a grandes perturbações.*

4 Estudos de Estabilidade de SEPs considerando Aerogeradores

De acordo com (IEEE/CIGRE, 2004), a estabilidade de um SEP, é a habilidade do sistema, para uma determinada condição de operação, de atingir um estado de equilíbrio após ser sujeito a uma perturbação física com a maioria de suas variáveis limitadas, isto é, dentro dos limites operacionais, de tal forma que praticamente todo o sistema permaneça intacto. Entretanto, tal definição de estabilidade pode ser reescrita segundo a variável de interesse no estudo, de acordo com as definições:

Definição 1 (IEEE/CIGRE, 2004) **Estabilidade transitória** pode ser definida como a habilidade que o SEP apresenta em manter os geradores síncronos em sincronismo, quando sujeito a severas perturbações.

Definição 2 (IEEE/CIGRE, 2004) **Estabilidade de tensão** é a habilidade que o sistema apresenta em manter estáveis as tensões em todas as barras sob condições normais de operação e após a ocorrência de uma perturbação.

Tais subdivisões do problema de estabilidade, assim como a maioria dos estudos encontrados na literatura, foram embasados em SEPs com geração essencialmente síncrona. Assim, novas definições são necessárias para um SEP com geração de energia elétrica de origem assíncrona.

Definição 3 (Samuelsson and Lindahl, 2005) **Estabilidade de velocidade rotórica** é a habilidade de uma máquina de indução em permanecer conectada ao SEP e operar à velocidade mecânica próxima à velocidade correspondente à frequência síncrona do sistema após a ocorrência de um afundamento de tensão.

A estabilidade da velocidade rotórica está ligada à relação torque-velocidade de geradores de indução. Já para os geradores síncronos, ênfase é dada à dependência torque-ângulo.

A instabilidade da velocidade rotórica dos aerogeradores está ligada diretamente ao desequilíbrio entre as potências mecânica e elétrica. Ao ocorrer uma falta, a tensão terminal é reduzida, assim como a transferência de potência ativa pelo aerogerador. Desta forma, ocorrerá a aceleração do rotor do gerador, o que implica em um escorregamento cada vez mais negativo e no consumo crescente de potência reativa (Slootweg, 2003). Se a velocidade ultrapassar a velocidade crítica, que corresponde ao limite de estabilidade da curva torque versus velocidade do gerador de indução (McPherson and Laramore, 1990), ocorrerá a instabilidade da velocidade rotórica. Neste caso, impossibilita-se a restauração da tensão terminal em um nível adequado de operação. Ao ocorrer a

instabilidade da velocidade rotórica ou da tensão terminal, a operação estável do aerogerador não é mais possível.

Um afundamento da tensão terminal pode acarretar a instabilidade da velocidade rotórica, que por sua vez ocasiona a instabilidade da tensão terminal. Em contrapartida, a instabilidade imediata da tensão terminal, ocasionará a instabilidade da velocidade rotórica, logo ambos os problemas de estabilidade, velocidade e tensão, são intrinsecamente acoplados em máquinas assíncronas. É importante observar também que o desequilíbrio crescente entre as potências mecânica e elétrica, pode também ter origem no descontrole da potência extraída do vento, uma vez que a limitação do torque aerodinâmico é realizado pelo controle *stall*, de *pitch* ou *stall* ativo do aerogerador e sem tal controle a perda de estabilidade da velocidade rotórica (e conseqüentemente da tensão na barra terminal) da unidade eólica é iminente.

Portanto, sobretudo para grandes penetrações de aerogeradores em SEPs, as análises de estabilidade destes devem considerar a estabilidade transitória (para os geradores síncronos), da velocidade rotórica (para os geradores de indução) e de tensão (para ambos os tipos de geradores).

5 Sistemas Teste

O primeiro sistema elétrico a ser estudado é composto pelo equivalente elétrico de um conjunto de aerogeradores (parque eólico) e seu sistema de interconexão, como mostrado na Figura 2.

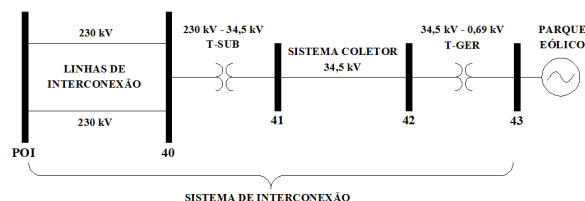


Figura 2: Sistema Elétrico do Parque Eólico.

Este sistema foi proposto inicialmente em (WGMG, 2008), onde se apresenta o método de cálculo para a obtenção do sistema coletor, que representa as impedâncias e susceptâncias dos alimentadores individuais. As unidades eólicas possuem geradores cuja tensão nominal é de 690 V. Cada aerogerador é conectado a um transformador elevador, T-GER, cuja finalidade é elevar a tensão em 34,5 kV para o sistema coletor. Em T-SUB, eleva-se a tensão para 230 kV, para conexão ao sistema de transmissão, em que POI é o ponto de interconexão. A Tabela 1, mostra os dados de potência para cada tipo de aerogerador, em que P_{parque} é a soma das potências individuais, N é o número de aerogeradores individuais e FP o fator de potência, utilizado no cálculo dos capacitores para os tipos A e B. Os dados do sistema podem

ser encontrados em (Muljadi and Ellis, 2009) e (Sohn, 2014), cuja rede é considerada fraca.

Tabela 1: Dados de potência para o sistema elétrico do parque eólico.

| Modelo | Tipo | P_{parque} | N | FP |
|-------------------|------|--------------|-----|------|
| MWT-1000a 1.0 MW | A | 100.0 MW | 100 | -0.9 |
| Vestas V80 1.8 MW | B | 100.8 MW | 56 | -0.9 |
| GE 1.5 MW | C | 100.5 MW | 67 | 0.9 |
| GE 2.5 MW | D | 100.0 MW | 40 | 0.9 |

O sistema teste 1 refere-se ao sistema da Figura 2, cujo POI representa um barramento infinito. No sistema teste 2, o POI da Figura 2 representa a barra 1 do sistema de 39 barras, ilustrado na Figura 3. Os geradores síncronos apresentam reguladores de tensão (AVR) e sistema estabilizador de potência (PSS), cujos parâmetros, tanto do sistema elétrico como dos geradores e dispositivos, podem ser encontrados em (IEEE, 2013).

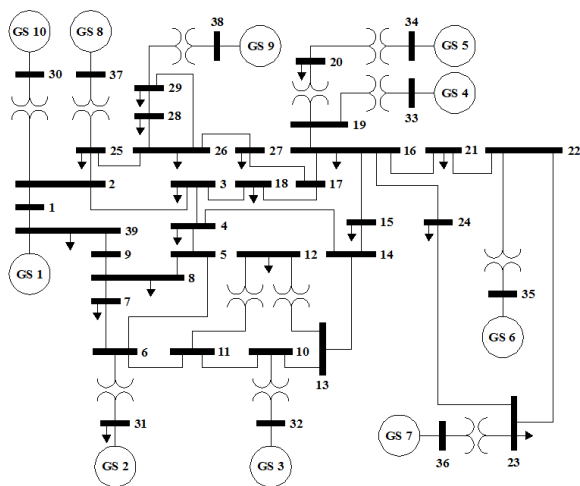


Figura 3: Sistema New England - 39 barras.

O sistema teste 3 corresponde novamente ao sistema de 39 barras, em que se substitue o gerador síncrono GS-5 conectado à barra 34 por um parque eólico, isto é, desconsidera-se neste caso o sistema de interconexão presente na Figura 2. Assim, analisa-se a influência dos diferentes tipos de aerogeradores no tempo crítico de abertura associado a diferentes contingências. Nesta simulação, mantêm-se os FPs da Tabela 1.

6 Resultados e Discussões

Primeiramente, a fim de ratificar os resultados apresentados a seguir, faz-se necessário observar as hipóteses realizadas sobre a modelagem dos componentes do SEP sob análise. Deste modo, para fins de estudo de estabilidade, os modelos dos aerogeradores empregados neste trabalho admitem que (UVIG, 2014; WECC, 2010):

- o comportamento dinâmico dos componentes eletrônicos não são modelados;
- as dinâmicas compreendem eventos de curto prazo (até 10 s);
- o vento é considerado constante;
- o sistema mecânico é modelado por duas massas, a fim de capturar as oscilações torsionais dos eixos e a influência destas nas variáveis mecânicas e elétricas dos modelos;
- o parque eólico consiste em um equivalente elétrico (o equivalente consiste no modelo do aerogerador, cuja potência consiste na soma das potências individuais de um conjunto de aerogeradores do mesmo tipo);
- dispositivos de proteção não são modelados.

Ademais, é usualmente admitido que: (i) todas as cargas do sistema são modeladas por impedâncias constantes durante o intervalo de estudo; (ii) a limitação do torque aerodinâmico é realizada pelo controle específico de cada aerogerador; (iii) as unidades eólicas dos tipos A e B operam com fator de potência constante; (iv) os aerogeradores dos tipos C e D utilizam o controle de potência reativa, considerando a tensão na barra terminal do aerogerador como referência.

6.1 Sistema Teste 1 - Parque Eólico versus Barramento Infinito

Nesta seção pretende-se comparar a resposta dinâmica, obtida a partir de simulações computacionais com o software PPS/E, dos diferentes tipos de aerogeradores, de maneira a extrair as características mais representativas de cada tipo.

Analisa-se o sistema teste 1 apresentado na Figura 2, frente a uma falta trifásica na barra 40, considerando um tempo de eliminação da falta de 150 ms, encerrando-se esta com a abertura de uma das linhas que conectam a barra 40 ao POI.

A Figura 4 mostra a resposta dinâmica da tensão na barra terminal do parque eólico, considerando os quatro diferentes tipos de aerogeradores apresentados na seção 2 deste trabalho. Neste gráfico também foi traçada a curva de suportabilidade a afundamentos de tensão ou *low voltage ride through (LVRT)* que segue o padrão estabelecido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (ONS, 2009), a qual determina a região onde a operação sustentada do aerogerador é obrigatória (acima da curva) e onde o mesmo é passível de ser desconectado da rede elétrica (abaixo da curva).

Observação 2 A curva LVRT, cujo perfil utilizado neste trabalho é definido pelo ONS, visa permitir o suporte de reativos pelos aerogeradores ao SEP durante o período transitório de falta e assim

contribuir para o aumento das margens de estabilidade do sistema. A curva LVRT é aqui utilizada como referência para comparar a suportabilidade a afundamentos de tensão de cada tipo de aerogerador e verificar o comportamento dinâmico da variável tensão elétrica, com respeito à curva em questão. Ressalta-se que os geradores e conversores não podem violar a própria capacidade de tensão e corrente. O intuito da utilização de tais modelos é verificar o comportamento dinâmico dos mesmos frente a distúrbios provocados na rede elétrica, investigando-se o que acontece com as variáveis elétricas e mecânicas. Utilizando-se de dispositivos de proteção, prejudica-se o entendimento do comportamento de tais variáveis, pois limita-se a dinâmica das mesmas.

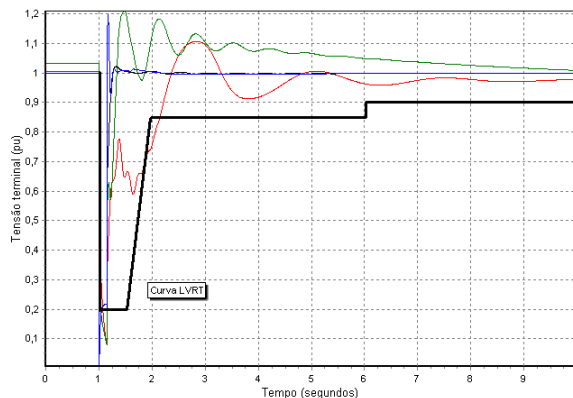


Figura 4: Tensão terminal - Falta sólida na barra 40 (Tipo A: vermelho; Tipo B: verde; Tipo C: preto; Tipo D: azul).

Analisando a Figura 4, verifica-se que os aerogeradores de velocidade fixa, tipos A e B, apresentam piores perfis de recuperação de tensão, após a eliminação da falta, quando comparadas às unidades eólicas de velocidade variável, tipos C e D. Tal comportamento é esperado uma vez que os aerogeradores dos tipos A e B não possuem capacidade de suporte de reativos, fazendo com que a curva LVRT seja violada. É interessante observar que a unidade eólica do tipo D também viola a curva LVRT no instante de aplicação da falta, no entanto a recuperação da tensão é observada quase instantaneamente, retornando a tensão terminal do gerador a níveis superiores à curva LVRT em um intervalo de tempo menor que 50 ms.

Outro item importante a mencionar é o fato de que não foram observadas instabilidades de velocidade rotórica durante os testes para nenhum tipo de aerogerador, em nenhuma situação de falta. Isto se deve quase que exclusivamente à existência do controle responsável por limitar o torque aerodinâmico das unidades eólicas.

As Figuras 5 e 6 apresentam respectivamente a velocidade rotórica e o perfil de tensão na barra terminal do aerogerador do tipo A, considerando a

situação de falta sólida na barra 40 descrita anteriormente, desconsiderando o controle que limita o torque aerodinâmico da unidade eólica para tempos de eliminação da falta iguais a 66 ms e 67 ms. Observa-se nestas simulações tanto a ocorrência de instabilidade da velocidade rotórica, quanto de tensão na barra terminal do aerogerador, comprovando assim que o controle de torque aerodinâmico do aerogerador é um fator primordial na estabilização da máquina e na manutenção de sua operação no SEP.

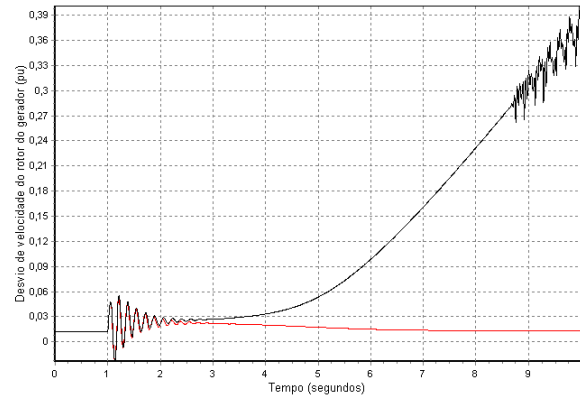


Figura 5: Velocidade rotórica do aerogerador do Tipo A sem o controle que limita o torque aerodinâmico - caso estável (66 ms) em vermelho; caso instável (67 ms) em preto.

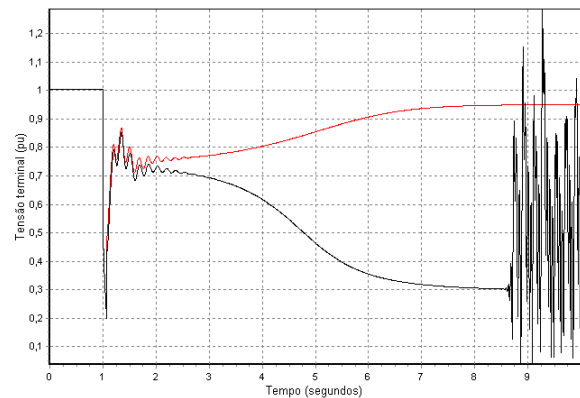


Figura 6: Tensão na barra terminal do aerogerador do Tipo A sem o controle que limita o torque aerodinâmico - caso estável (66 ms) em vermelho; caso instável (67 ms) em preto.

6.2 Sistema Teste 2 - Sistema Elétrico do Parque Eólico conectado ao Sistema New England

Considera-se agora uma falta trifásica sólida na barra 1 do sistema *New England*, mostrado na Figura 3, a qual é tomada como o POI do sistema elétrico da Figura 2, considerando o tempo de eliminação da falta igual a 150 ms.

A Figura 7 apresenta o perfil de tensão na barra terminal dos aerogeradores. Os parâmetros

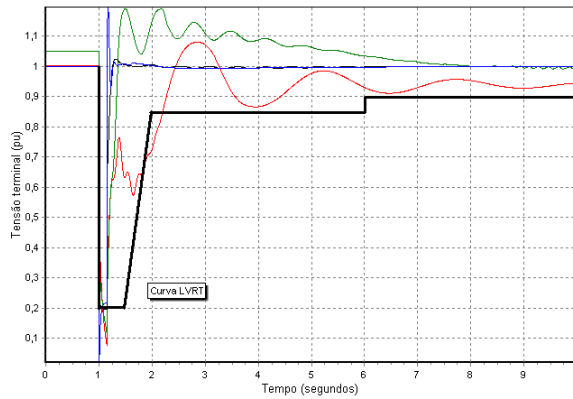


Figura 7: Tensão terminal - Falta sólida na barra 1 do sistema *New England* (Tipo A: vermelho; Tipo B: verde; Tipo C: preto; Tipo D: azul).

de falta são os mesmos utilizados na simulação do sistema teste 1 e os resultados assemelham-se aos apresentados anteriormente na Figura 4, o que conduz as mesmas conclusões qualitativas sobre a estabilidade da velocidade rotórica e de tensão para os diferentes tipos de aerogeradores testados. Ressalta-se que os geradores síncronos permanecem em sincronismo nesta situação.

6.3 Sistema Teste 3 - Influência dos Parques Eólicos na Estabilidade Transitória do Sistema *New England*

As simulações do sistema teste 3 têm por objetivo principal comparar o comportamento dinâmico dos quatro diferentes tipos de unidades eólicas, apresentados anteriormente na seção 2 deste trabalho e avaliar o impacto da inserção de parques eólicos na estabilidade transitória dos geradores síncronos conectados ao SEP, frente a grandes perturbações aplicadas ao sistema. Com tal objetivo em mente, verifica-se o impacto dos diferentes tipos de aerogeradores no tempo crítico de abertura, isto é, o tempo máximo de duração de uma falta tal que o sistema permaneça estável no período pós-falta.

A Tabela 2 apresenta os resultados obtidos para a substituição do gerador síncrono GS-5, conectado à barra 34, somente pelo parque eólico, isto é, desconsidera-se aqui o sistema de interconexão. O parque eólico apresenta potência igual a do gerador síncrono substituído.

Tabela 2: Tempos críticos de abertura.

| Barra | Base | A | B | C | D |
|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 16 | 150 ms | 166 ms | 166 ms | 183 ms | 167 ms |
| 20 | 133 ms | 341 ms | 325 ms | 391 ms | 341 ms |
| 21 | 216 ms | 225 ms | 191 ms | 241 ms | 241 ms |
| 24 | 200 ms | 216 ms | 191 ms | 225 ms | 216 ms |
| 26 | 141 ms | 150 ms | 150 ms | 150 ms | 150 ms |

Nas colunas da Tabela 2 encontram-se: o barramento sob falta trifásica sólida à terra, o tempo crítico de abertura considerando apenas a geração síncrona presente no SEP e os novos tempos críticos de abertura considerando a presença dos diferentes tipos de aerogeradores.

Constata-se na Tabela 2 que as faltas mais próximas ao parque eólico permitem que o mesmo exerça uma influência visivelmente favorável à estabilidade do sistema, de modo a aumentar sensivelmente o tempo crítico de abertura. Verifica-se também, na maioria dos casos, que os aerogeradores de velocidade variável (tipos C e D) promovem um incremento maior nos tempos críticos de abertura, quando comparados aos geradores de velocidade fixa (tipos A e B), uma vez que aquelas unidades eólicas possibilitam o controle da tensão na barra terminal a partir do controle de potência reativa, viabilizado pela presença do conversor eletrônico em suas topologias.

Ao simular contingências, com tempos de eliminação das faltas superiores aos tempos críticos de abertura, verifica-se que a instabilidade de velocidade dos aerogeradores somente ocorre como decorrência da perda de sincronismo entre os geradores síncronos conectados ao SEP. Tal fato se deve à grande robustez das unidades eólicas à aceleração, proveniente principalmente de seu controle de torque aerodinâmico. Como ilustração da perda de estabilidade de velocidade rotórica do aerogerador e da respectiva instabilidade de tensão, faz-se a simulação da falta ocorrida na barra 20, considerando o aerogerador do tipo C, cujos resultados são apresentados nas Figuras 8 e 9.

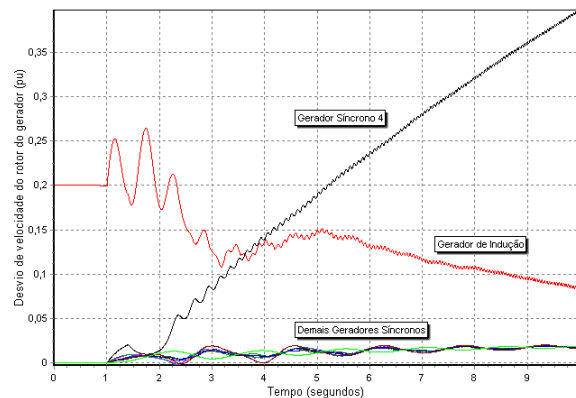


Figura 8: Velocidade rotórica - Falta sólida na barra 20 do sistema *New England* - Aerogerador do Tipo C. Tempo de eliminação da falta: 392 ms.

7 Conclusões

Neste trabalho, analisou-se o comportamento dinâmico dos aerogeradores dos tipos A, B, C e D em sistemas elétricos de potência frente a grandes perturbações. Verificou-se que os aerogeradores dos tipos C e D são mais robustos, apresentando

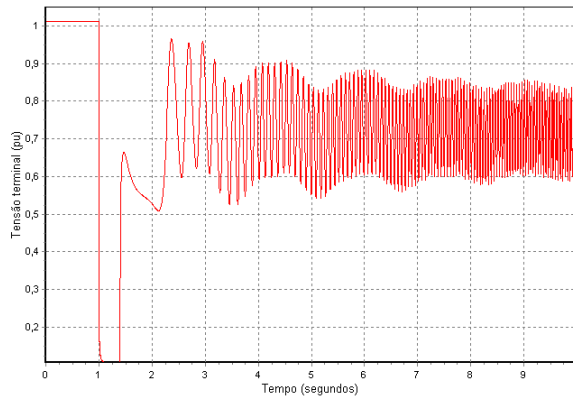


Figura 9: Tensão terminal - Falta sólida na barra 20 do sistema - Aerogerador do Tipo C. Tempo de eliminação da falta: 392 ms.

maior suportabilidade a afundamentos de tensão, visto a capacidade dos mesmos em fornecer potência reativa e controlar a tensão terminal.

Foram tomados como exemplo de estudo tanto o caso parque eólico versus barramento infinito, como o sistema *New England* de 39 barras. Foi possível verificar que os aerogeradores tornaram-se instáveis quando se desconsiderou o sistema de controle aerodinâmico.

Também, para o SEP composto por geradores síncronos e aerogeradores, constatou-se que os últimos auxiliaram na manutenção do sincronismo entre os geradores síncronos (houve aumento do tempo crítico de abertura na presença dos aerogeradores), devido à robustez destes à variação de velocidade (controle de torque aerodinâmico) e à possibilidade de suporte de reativos (controle de tensão em aerogeradores de velocidade variável).

Agradecimentos

Os autores agradecem à CAPES e à FAPESP pelo apoio financeiro concedido a esta pesquisa.

Referências

- Abad, G., López, J., Rodríguez, M. A., Marroyo, L. and Iwanski, G. (2011). *Doubly Fed Induction Machine*, 1 edn, IEEE Press.
- ABEEólica (2014). Brasil contabiliza 21,2 bilhões de reais em investimentos em energia eólica. <<http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/noticias/>>.
- Ackermann, T. (ed.) (2005). *Wind power in power systems*, 1 edn, John Wiley & Sons, Ltd.
- Akhmatov, V. (2003). *Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power*, PhD thesis, Technical University of Denmark, Lyngby.
- Asmine, M., Brochu, J., Fortmann, J., Gagnon, R., Kazachkov, Y., Langlois, C., Larose, C., Muljadi, E. MacDowell, J., Pourbeik, P., Seman, S. and Wiens, K. (2011). Model validation for wind

turbine generator models, *IEEE Transactions on Power Systems* **26**(3): 1769–1782.

- Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D. and Bossanyi, E. (2011). *Wind energy handbook*, 2 edn, John Wiley & Sons, Ltd.
- Group, I. P. W. P. C. S. D. W. (2009). Characteristics of wind turbine generators for wind power plants, *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PES)* pp. 1–5.
- IEA (2010). *World energy outlook*, International Energy Agency.
- IEEE, P. (2013). Ieee task force on benchmark systems for stability controls. <<http://www.sel.eesc.usp.br/ieee/>>.
- IEEE/CIGRE, J. T. F. S. T. D. (2004). Definition and classification of power system stability, *IEEE Transactions on Power Systems* **19**(2): 1387–1401.
- Li, H. and Chen, Z. (2008). Overview of different wind generator systems and their comparisons, *IET Renewable Power Generation* **2**(2): 123–138.
- McPherson, G. and Laramore, R. D. (1990). *An introduction to electrical machines and transformers*, 2 edn, John Wiley & Sons, Ltd.
- Muljadi, E. and Ellis, A. (2009). *Wind modeling update*, WECC Modeling and Validation Work Group - Wind Generator Modeling Group.
- ONS (2009). *Procedimentos de Rede*, Operador Nacional do Sistema, ago.
- ONS (2012). *Plano da Operação Energética 2012/2016*, Operador Nacional do Sistema Elétrico, set.
- Pinto, M. d. O. (2013). *Fundamentos de energia eólica*, LTC.
- Salles, M. B. d. C. (2009). *Modelagem e análises de geradores eólicos de velocidade variável conectados em sistemas de energia elétrica*, PhD thesis, Universidade de São Paulo, São Paulo.
- Samuelsson, O. and Lindahl, S. (2005). On speed stability, *IEEE Transactions on Power Systems* **20**(2): 1179–1180.
- Slootweg, J. G. (2003). *Wind power modelling and impact on power system dynamics*, PhD thesis, Technische Universiteit Delft, Delft.
- Sohn, A. P. (2014). *Estudos de estabilidade de sistemas elétricos de potência na presença de diferentes modelos de unidades eólicas*, Master's thesis, Universidade de São Paulo, São Carlos.
- UVIG, U. V. G. I. G. (2014). Uvig. <[http://www.uwig.org:8080/index.php?title=Generic_Models_\(Individual_Turbines\)](http://www.uwig.org:8080/index.php?title=Generic_Models_(Individual_Turbines))>.
- WECC, R. E. M. T. F. (2010). *WECC wind power plant dynamic modeling guide*, Western Electricity Coordinating Council.
- WECC, W. E. C. C. (2014). Renewable energy modeling task force. <http://www.wecc.biz/committees/Standing_Committees/PCC/TSS/MVWG/REMTF>.
- WGMG, W. G. M. G. (2008). *WECC wind power plant power flow modeling guide*, Western Electricity Coordinating Council.