

Capítulo III

Impacto da geração distribuída eólica nos sistemas de distribuição e transmissão

Por Álvaro Ramos, Carmem Tavares e Dêibson de Sena*

Em continuidade aos primeiros capítulos deste fascículo, passarão a ser publicados, a partir desta edição, artigos específicos sobre as principais fontes de energia alternativa renovável, especialmente, solar, eólica e biomassa. Este artigo aborda aspectos da integração de geração eólica nos sistemas de transmissão e distribuição com base na experiência de estudos realizados para inúmeras instalações com aerogeradores de diferentes tipos. São destacados, entre outras questões, os impactos sobre a regulação de tensão do sistema e ao fator de potência no ponto de conexão em atendimento aos Procedimentos de Rede (PR).

A inserção da energia eólica na matriz energética brasileira iniciou-se praticamente com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa) a partir do ano de 2005. Até então, não havia na engenharia brasileira experiência de projetos, estudos e, naturalmente, de operação de Centrais de Geração Eólica (CGE) à exceção de alguns parques de pequeno porte já em operação. Como esperado, o Proinfa levou a um significativo esforço dos diversos segmentos da engenharia brasileira no sentido da capacitação desta tecnologia nos seus mais variados aspectos. Neste contexto, foi criado um grupo de trabalho envolvendo o Cepel, a Eletrobras, a Chesf, Furnas, Eletrosul e outras instituições visando a definir e implementar nos programas de simulação do Cepel os recursos necessários para a modelagem

dos tipos de aerogeradores (Wind Turbine Generator – WTG) mais usuais que estavam para ser instalados no sistema brasileiro. No entanto, o Operador Nacional do Sistema (ONS) realizava ações para estabelecer os requisitos de conexão da geração eólica nos Procedimentos de Rede. Além destes fatos, as interações do ONS, das empresas de consultoria e de projeto com os fabricantes internacionais de aerogeradores na realização de estudos e projetos dos parques eólicos do Proinfa possibilitaram o desenvolvimento da engenharia nacional em energia eólica para o estágio atual de desenvolvimento. A experiência acumulada com as centrais de geração eólica do Proinfa em operação, mesmo que ainda incipiente, se comparada a outros países com décadas de experiência no assunto, representa um avanço fundamental e essencial da nossa engenharia brasileira para fazer frente ao enorme desafio que temos de implementar e operar a partir de 2012 e 2013, especialmente com os leilões de 2009, 2010 e 2011.

Este artigo tem como objetivo comentar e discutir várias questões relevantes e específicas da inserção de centrais de geração eólica na rede básica e nos sistemas de distribuição considerando os seguintes aspectos:

- Pequeno porte dos aerogeradores em baixa tensão com transformadores elevadores interligados (na

maioria) por uma malha de cabos subterrâneos em nível médio de tensão (13,8 kV ou 34,5 kV), consistindo o que se costuma denominar sistema coletor. O sistema de conexão compreende a subestação elevadora para 69 kV, 138 kV ou 230 kV e linhas de transmissão para conexão à distribuição ou na rede básica (230 kV ou acima);

- Variabilidade da velocidade dos ventos causando variações na potência gerada e, conseqüentemente, no carregamento do sistema. Tais problemas podem ser relevantes principalmente nos casos de parques de grande porte conectados em sistemas “fracos”, ou seja, de baixa potência de curto-circuito;

- A variedade de tipos de aerogeradores existentes com características e recursos de controle distintos determinando diferentes impactos no desempenho dinâmico do sistema. Já se encontram em operação no sistema brasileiro aerogeradores do tipo mais simples, de indução a rotor de gaiola, até aerogeradores síncronos com conversor pleno (“Full converter”), em que é possível o controle total da potência injetada no sistema;

- Entre os mais comuns controles disponíveis nos modernos aerogeradores destacam-se: controle de fator de potência; potência reativa; tensão terminal e tensão remota. A utilização de tais facilidades operativas ofertadas pelos controladores modernos demanda análises detalhadas do seu desempenho diante de perturbações do sistema, principalmente curtos-circuitos seguidos ou não de rejeições de carga;

- Alguns tipos de aerogeradores dotados de conversores injetam harmônicos no sistema enquanto os outros, sem conversores eletricamente inseridos no circuito do estator, não geram correntes harmônicas;

- Nos aerogeradores diretamente conectados, as variações de potência decorrentes das variações de velocidade do vento se refletem de forma mais intensa no sistema do que os aerogeradores tipo “Full converter”. Tais variações dizem respeito a flutuações de tensão na rede cujo principal efeito é referido comumente como “flicker”;

- Como são máquinas diferentes das síncronas, a modelagem para a avaliação das contribuições destes aerogeradores em simulações de curtos-circuitos do sistema depende do tipo e das características de cada aerogerador em particular.

Aerogeradores e sistemas coletores e de conexão típicos

Aerogeradores: tipos mais comuns e características gerais

Enquanto as turbinas eólicas guardam muitas semelhanças entre si, os geradores podem ser de tipos bastante diferentes na sua concepção, controle e desempenho. Basicamente, todas as turbinas dispõem de controle (lento) de alinhamento da nacela com a direção do vento e de controle do ângulo das pás em relação à incidência do vento (“pitch control”) com o objetivo de evitar sobrecarga dos geradores em situações de velocidade

de vento acima do nominal e para controlar a velocidade limitando as sobrevelocidades das pás em caso de defeitos (curtos-circuitos) no sistema.

Os principais tipos de aerogeradores em operação ou em instalação no sistema brasileiro são:

- Tipo 1 – Gerador de indução, rotor a gaiola;
- Tipo 2 – Gerador de indução com controle de resistência externa de rotor;
- Tipo 3 – Gerador de indução duplamente alimentado (DFIG);
- Tipo 4 – Gerador síncrono com conversor pleno (“Full Converter”) com controle de campo ou ímãs permanentes.

Destaca-se o fato de que os aerogeradores tipos 1 e 2 consomem potência reativa e, para operar com fator de potência unitário, utilizam módulos de capacitores chaveados automaticamente. Não são capazes, via de regra, de operar com fator de potência capacitivo gerando potência reativa para o sistema. Alguns fabricantes anunciam que este aerogerador pode ser também disponibilizado com “STATCOM”, possibilitando a sua operação capacitiva, embora não se tenha informação sobre a existência de aerogerador com tal recurso no Brasil.

Como qualquer máquina de indução, o processo transitório de remagnetização deste tipo de aerogerador, após a eliminação de curtos-circuitos no sistema, demanda elevados montantes de potência reativa. Em sistemas fracos, tal solicitação de reativo pode comprometer o restabelecimento das tensões podendo até mesmo levar o sistema ao colapso.

Ao contrário das máquinas tipos 1 e 2, os aerogeradores Tipo 3 (DFIG) não necessitam de fontes complementares de potência reativa, pois são capazes de controlar a potência ativa e reativa pelo apropriado controle da excitação de campo realizado pelo conversor conectado ao rotor. Com isso, estes aerogeradores apresentam recursos de controle capazes de garantir um desempenho satisfatório durante e após os defeitos e atender com facilidade aos requisitos de suportabilidade e afundamentos

momentâneos de tensão, o denominado “Low Voltage Ride Through – LVRT”.

O aerogerador tipo 4 é, do ponto de vista da rede, um “gerador estático eletrônico”, pois é fisicamente um conversor (“Voltage Sourced Converter – VSC”). A máquina síncrona física é isolada da rede por meio do “link DC”, o que reduz sensivelmente a influência do seu desempenho sobre o aerogerador conectado à rede que é, de fato, um conversor controlado. À semelhança dos aerogeradores tipo 3, os tipos 4 são capazes de gerar/absorver potência reativa, além de dispor de grandes recursos de controle, o que garante um desempenho adequado nas condições de defeitos da rede atendendo facilmente aos requisitos LVRTs.

Sistemas coletores e de conexão típicos

A Figura 1 mostra um sistema coletor e de conexão típico de um parque eólico de oito aerogeradores com duas linhas de aerogeradores de quatro unidades. Parques maiores praticamente têm a mesma estrutura com maior número de aerogeradores por linha e maior número de linhas. O sistema coletor interliga os secundários dos transformadores elevadores usualmente por meio de cabos subterrâneos no nível médio de tensão (MV) em geral de 34,5 kV ou 13,8 kV para os parques menores. O nível de alta tensão (HV) comum é 69 kV ou 138 kV para conexões nos sistemas de distribuição e 230 kV para conexões na rede básica. É comum o transformador da subestação coletora (MV/HV) dispor de comutador de tapes em carga em conexões, principalmente, na distribuição, permitindo ajustar a regulação interna do parque aos perfis de tensão praticados no sistema.

Impacto das centrais geradoras em regime permanente

Escoamento da potência das Centrais Geradoras Eólicas (CGE)

A potência gerada nas CGEs deve escoar pelo sistema de conexão e pelo sistema elétrico, respeitando os limites térmicos das linhas e transformadores em qualquer condição de carga, cenários de intercâmbios e nas configurações normais e contingências

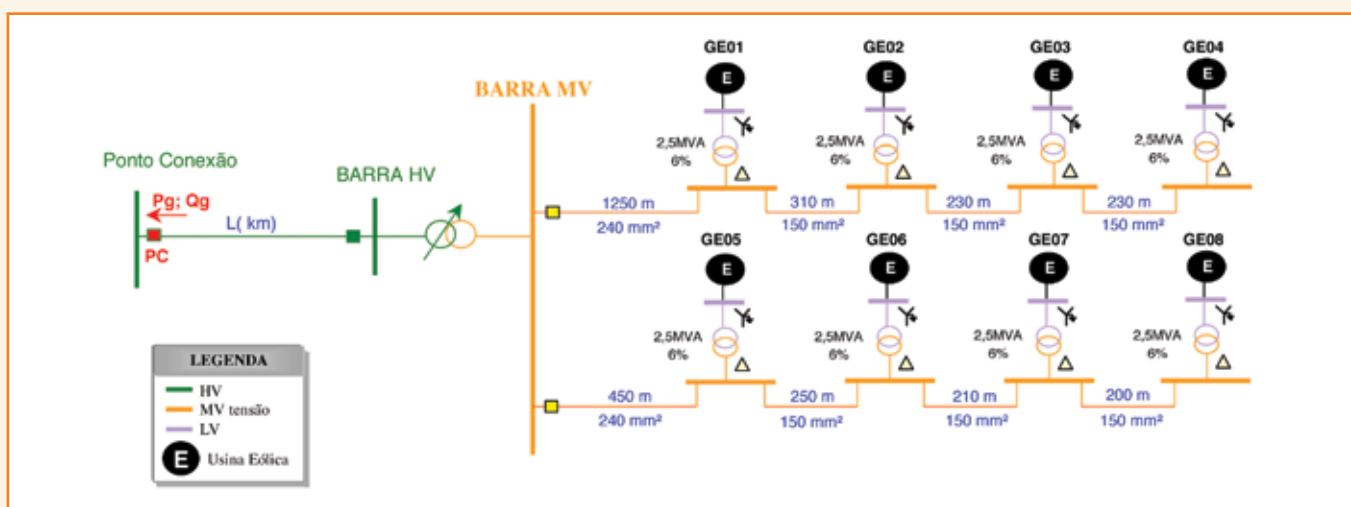


Figura 1 – Configuração típica de sistema coletor e de conexão.

simples. Trata-se, pois, da prospecção de várias situações operacionais esperadas, avaliando-se possíveis sobrecargas no sistema, considerando-se geração máxima das CGEs.

Entretanto, outro aspecto igualmente importante é a verificação da capacidade de escoamento sob o ponto de vista de estabilidade de tensão. Em sistemas fracos com longas linhas, os limites de transmissão por estabilidade de tensão podem ser inferiores aos limites térmicos das linhas e representam, nestes casos, o fator limitante.

O limite de estabilidade corresponde à condição operacional para a qual ocorre o fenômeno de colapso da tensão.

Evidentemente que este não pode ser o limite a ser observado, mas um valor menor que garanta o controle das tensões do sistema. Quando o carregamento da linha se aproxima dos limites, o controle da tensão torna-se difícil, em que uma maior injeção de potência reativa se faz necessário para um mesmo incremento de potência ativa transmitida. Nestes casos, a sensibilidade da tensão e , em consequência, a sua controlabilidade se torna crítica e se agrava à medida que o carregamento do sistema se eleva até o ponto de colapso total. Quanto mais próximo do ponto de colapso, mais sensíveis estarão as tensões do sistema para variações de potência, o que pode ser crítico principalmente para CGE com aerogeradores Tipo 1 e 2. Nestes tipos de aerogeradores, os reflexos das variações da velocidade do vento sobre a potência elétrica injetada são mais acentuados do que nos Tipo 3 e 4, ao mesmo tempo em que os recursos de controle são muito mais limitados. Em condições críticas, pode ser essencial o uso de equipamentos de controle dinâmico de tensão tipo STATCOM.

A Figura 2 mostra um sistema radial que é uma simplificação de um sistema real no nível 69 kV, em que se pretende injetar 20 MW na Barra 6. A Figura 3 mostra como as tensões nas barras 4, 5 e 6 variam com o crescimento da potência injetada com fator de potência unitário. Esta característica $P \times V$ mostra que as tensões nos barramentos 4, 5 e 6 tornam-se muito sensíveis a variações de potência, aproximadamente 3%/MW na barra 6, quando $P = 13,5$ MW. O valor 20 MW está além do ponto de colapso. Com a instalação de um Compensador Estático (CE), com capacidade de 0 a 15 Mvar, o limite de estabilidade se estende a aproximadamente 22 MW, quando o CE está praticamente no seu limite de Mvar. Observa-se, porém, que, ao atingir a capacidade máxima do CE, o sistema entra em

colapso. Este é um indicativo de que a estabilidade da tensão depende essencialmente do CE. Ademais, o desempenho dinâmico do controle das tensões do sistema estará fortemente dependente do controle do CE. Esta é apenas uma análise de regime permanente que avalia tão somente as condições de controlabilidade do sistema.

Impacto sobre a regulação do sistema e requisitos de fator de potência no ponto de conexão

A regulação de tensão no sistema elétrico representa um conjunto de ações do operador para manter as tensões dentro de faixas preestabelecidas para fazer frente às variações de carga e, em consequência, de carregamento do sistema de transmissão. Naturalmente, ao injetar potência em diversos pontos do sistema, as CGE interferem neste processo impactando de alguma forma neste problema. Por esta razão, os Procedimentos de Rede, submódulo 3.6, parágrafo 8, estabelece requisitos técnicos mínimos para conexão de CGE que definem condições de fator de potência no ponto de conexão de forma a assegurar ao operador os meios de controle de tensão do sistema em regime permanente considerando-se os impactos da operação das CGE. É exigido que, no ponto de conexão, a CGE “deve propiciar os recursos necessários para, em potência ativa nominal e quando solicitado pelo ONS, operar com fator de potência indutivo ou capacitivo dentro da faixa 0,95 indutivo para 0,95 capacitivo”.

Para atender a estes requisitos, as CGEs normalmente contam com a capacidade de gerar/absorver potência reativa dos aerogeradores (Tipos 3 e 4), com a ação do comutador de taps do transformador MV/HV e, eventualmente, a instalação de capacitores no barramento MV ou HV (ver Figura 1). Como também os aerogeradores Tipo 1 e 2 são capazes de absorver potência reativa, dificilmente haverá algum caso de necessidade de instalação de reatores shunt para atender ao requisito acima. Estes recursos mostram-se efetivos quando a linha de conexão (da barra HV para a barra de conexão da Figura 1) é curta. Quando a linha de conexão é longa, a injeção de potência reativa no ponto de conexão para atender ao fator de potência 0,95 capacitivo pode se tornar fisicamente inviável com os recursos de controle locais da SE da CGE. Nestes casos, será necessário que o acessante instale compensação de reativo no ponto de conexão. Sob o ponto de vista restritamente técnico, o ideal seria a instalação de banco

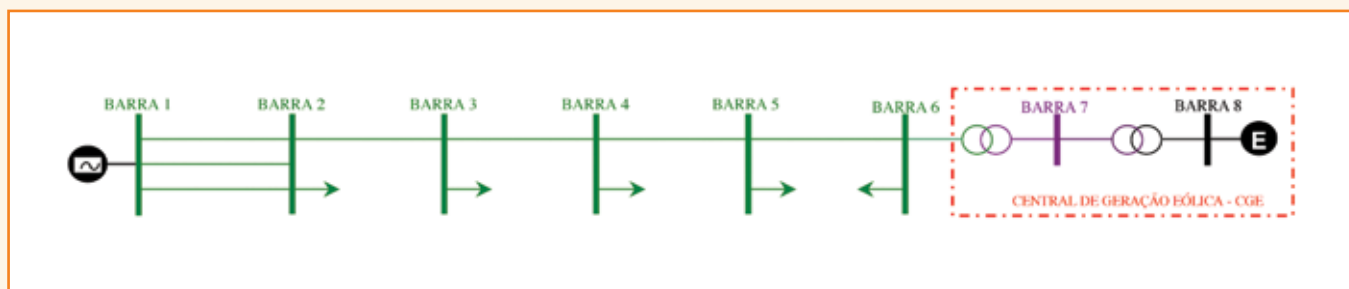


Figura 2 – Sistema radial com CGE.

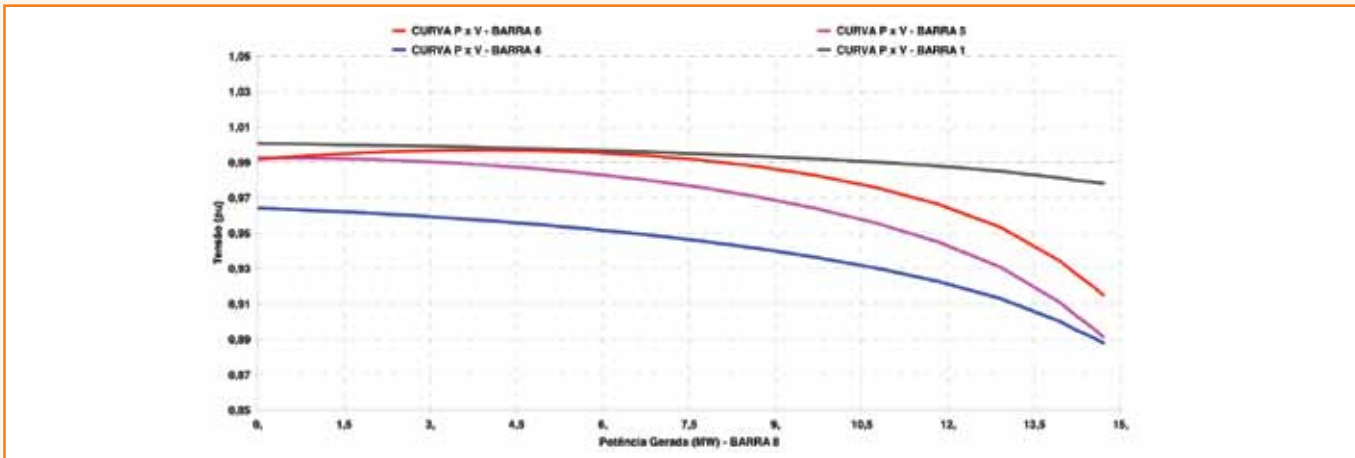


Figura 3 – Característica P x V das barras 1, 6, 5 e 4 para injeção de potência pela CGE na barra 8. Configuração normal.

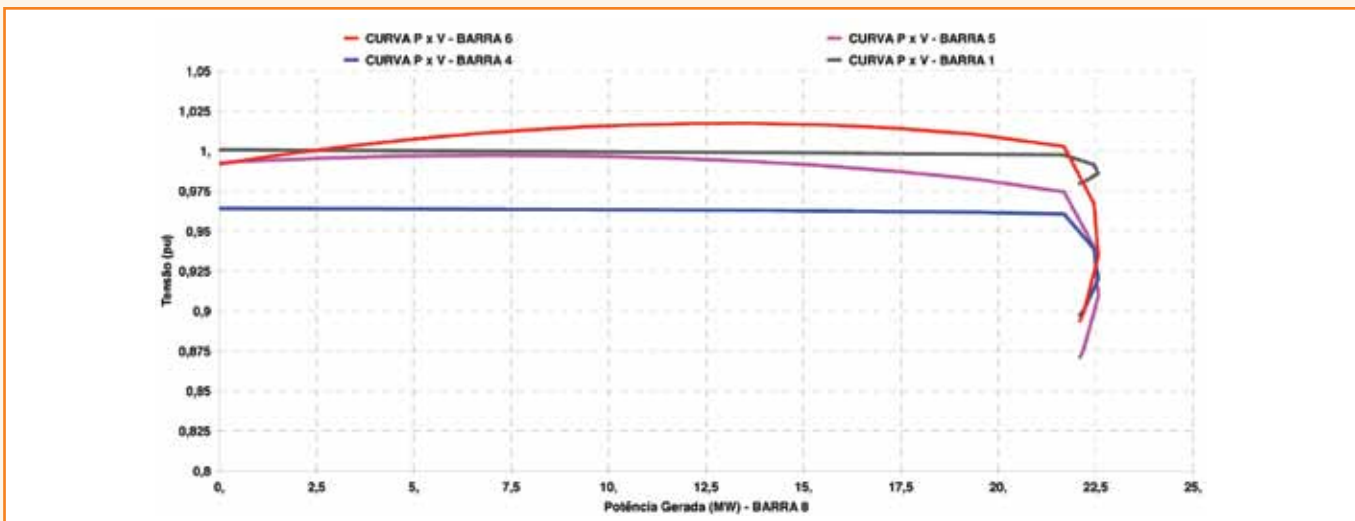


Figura 4 – Característica P x V das barras 1, 6, 5 e 4 para injeção de potência pela CGE na barra 8 com um CE (0; 15Mvar) na barra 4.

de capacitores chaveáveis no barramento do ponto de conexão, sendo o fator de potência computado com a inclusão desta fonte de potência reativa.

Outro aspecto relevante e que já vem ocorrendo em instalações em operação é a condição de operação em vazio das CGEs. Quando a velocidade dos ventos fica abaixo do valor denominado “cut in”, ocorre o desligamento automático de todos os aerogeradores, permanecendo em vazio todo o sistema coletor e de conexão e impossibilitando o uso da faixa indutiva dos aerogeradores. Quando a linha de conexão (Figura 1) é longa, em 230 kV, por exemplo, o seu efeito capacitivo acrescido dos efeitos capacitivos dos cabos subterrâneos do sistema coletor pode acarretar uma injeção excessiva de potência reativa prejudicial para o sistema elétrico. O desligamento da linha de conexão não é conveniente, dado que os aerogeradores serão automaticamente reconectados tão logo a velocidade dos ventos se restabeleça acima do “cut in”.

Embora os Procedimentos de Rede ainda não estabeleçam exigências explícitas em seu texto sobre esta questão, é necessário que o acessante compense os efeitos capacitivos mencionados, por exemplo, com instalação de reatores shunt chaveáveis.

Impacto sobre os níveis de curto-circuito do sistema

A contribuição dos aerogeradores para curtos-circuitos no sistema é uma informação necessária para se avaliar os impactos sobre a capacidade de interrupção de disjuntores e para os ajustes e coordenação das proteções. Os programas convencionais se utilizam da representação das máquinas síncronas para cálculo das contribuições de curto-circuito por meio da representação clássica de tensão pela reatância transitória ou subtransitória.

Entretanto, os aerogeradores não são máquinas síncronas conectadas ao sistema e sim máquinas de indução ou síncrona conectadas via conversores de forma que a contribuição destas seja absolutamente diferente das máquinas síncronas e dependem também da configuração de projeto de cada aerogerador. Para os aerogeradores tipos 1 e 2, a contribuição se assemelha à de uma máquina síncrona, porém, com um decaimento mais rápido e para um valor nulo que corresponde à completa desmagnetização da máquina. A Figura 5 mostra a evolução da corrente para um curto-circuito trifásico, utilizando o modelo completo no ANATEM. O pico inicial da corrente sugere uma reatância transitória da ordem de 20%. Destaca-se, entretanto, que 30 ms após o defeito, a corrente de curto é praticamente igual a zero.

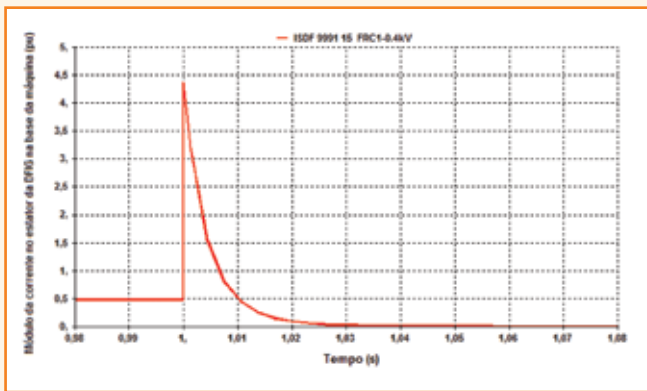


Figura 5 – Corrente de curto-circuito trifásico de um aerogerador tipo 2 obtido do modelo detalhado no ANTEM.

Nos aerogeradores tipo 4, os conversores, por meio dos quais os aerogeradores se ligam ao sistema, são dotados de sistema de controle de corrente de atuação muito rápida, de forma que os aerogeradores contribuem com valores constantes de corrente, cuja magnitude deve ser informada pelo fabricante. Nos programas de curto-circuito, estes aerogeradores são, portanto, representados como fontes de corrente.

Impacto das CGEs em regime dinâmico

Aspectos conceituais

Os denominados estudos dinâmicos ou estudos de estabilidade analisam o desempenho do transitório eletromecânico do sistema elétrico, em que a dinâmica, propriamente dita, está relacionada ao equilíbrio eletromecânico das máquinas síncronas e aos respectivos controles, além de outros controladores do sistema, como compensadores estáticos, compensação série controlada, controles associados aos sistemas HVDC, etc.

Nestes estudos, a rede elétrica é representada estaticamente pelas equações algébricas e complexas de fluxo de carga. Nos estudos de estabilidade de UHE e UTE, a perda de sincronismo e o amortecimento das oscilações rotóricas e seus efeitos sobre as tensões do sistema, resultantes de defeitos no sistema, são os elementos principais dos estudos. Nos estudos de desempenho dinâmico de CGE, deve-se ter em mente que os aerogeradores são máquinas assíncronas que não perdem estabilidade, sendo muitas delas tipos 3 e 4, cuja resposta é inteiramente



Figura 6 – Característica P x V.

determinada pelos controles dos conversores. Assim, em função do tipo de aerogerador e das estratégias de controle de cada fabricante em particular, podemos ter desempenhos transitórios bastante distintos.

Os controles de potência ativa e potência reativa/tensão são, pois, determinantes no comportamento das CGEs nas perturbações do sistema.

Modos de controle dos aerogeradores

Nos aerogeradores tipo 1, não há controle de potência enquanto nos aerogeradores tipo 2 existe um controle em faixa muito reduzida através do ajuste de resistência externa do circuito de rotor. Nestes tipos 1 e 2, o controle de potência reativa se limita ao chaveamento de módulos de capacitores. São controles lentos (20 a 30 segundos entre comando de chaveamento) e não interferem no desempenho dinâmico dos aerogeradores.

Nos aerogeradores tipo 3 e 4, estão disponíveis controle de potência ativa e reativa pelos controladores dos conversores. O controle de potência ativa é voltado para maximizar a potência que se pode extrair do vento em determinado momento quando a potência está abaixo da nominal. Quando a velocidade do vento é maior do que a nominal, o controle, via ângulo das pás, tem o objetivo de evitar sobrecarga no aerogerador.

Com relação à potência reativa, em geral, os aerogeradores mais modernos oferecem pelo menos três opções de controle:

- a) Fator de potência constante – Controle F;
- b) Potência reativa constante – Controle Q;
- c) Tensão terminal ou remota controlada – Controle V.

A seleção do modo de controle deverá ser em função das características e das especificidades de cada sistema em particular.

Desempenho em pequenas perturbações

Trata-se do desempenho das CGEs diante de perturbações de pequena severidade (defeitos em pontos afastados) com afundamentos limitados de tensão (acima de 80%, por exemplo). As variações de tensão decorrentes das variações de potência elétrica causadas pelas variações na velocidade dos ventos também se enquadram neste tipo de perturbações.

A seleção do modo de controle F, Q ou V influencia substancialmente o comportamento dinâmico do sistema, notadamente, em casos em que a relação entre a potência instalada e a potência de curto-circuito, a denominada Short Circuit Ratio (SCR) é reduzida. A SCR é uma medida da robustez do sistema no ponto e representa o inverso da sensibilidade da tensão com relação a variações de potência sem levar em conta o carregamento do sistema. Com a elevação acentuada do carregamento do sistema, a tendência é uma elevação da sensibilidade da tensão com relação a variações de potência maior do que a expressa pela potência de curto-circuito. Por exemplo, a operação do sistema

com potência acima de 13 MW, cuja curva $P \times V$ é mostrada na Figura 3, é um indicativo da necessidade de controladores especiais com capacidade de reativo e resposta rápida apropriados. Um aerogerador tipo 1 ou 2 certamente não apresenta desempenho aceitável na região acima de 10 MW da Figura 3.

Desempenho em grandes perturbações

As denominadas grandes perturbações referem-se, principalmente, a curtos-circuitos no sistema. Considerando que o aerogerador atende ao requisito de suportabilidade a afundamentos de tensão dos Procedimentos de Rede (LVRT), não se espera que haja desligamento do aerogerador para defeitos eliminados em tempos típicos de Rede Básica. Para defeitos nos sistemas de distribuição, os tempos de eliminação podem atingir valores relativamente altos, da ordem de 1,0 segundo ou mais. No período pós-defeito, quando o aerogerador de indução demanda elevados valores de potência reativa no processo de remagnetização da máquina, o restabelecimento das tensões pode se tornar muito difícil nos casos em que o sistema opera com carregamento muito elevado.

A Figura 6 mostra a curva $P \times V$ de um sistema radial indicando dois pontos quando se injeta 30 MW (A) e 33 MW (B). De zero até 16 MW, o aumento de potência implica elevação da tensão dado que nesta faixa tem-se uma redução do carregamento do

sistema, pois a carga existente passa a ser suprida pela geração eólica.

A resposta do sistema para defeito eliminado em 800 ms é mostrado na Figura 7, em vermelho, para a condição de 30 MW (ponto A) e azul para a condição de 33 MW. No caso, foi utilizado um aerogerador tipo 1. Observa-se um restabelecimento da tensão mais difícil em função de apenas 3 MW a mais na geração da CGE, o que denota uma degradação das condições de controlabilidade do sistema, como sugerido pela curva $P \times V$. Na Figura 8, é mostrada a mesma simulação com 30 MW (ponto A) com o aerogerador tipo 1 (vermelho) e tipo 4 (azul), com notável diferença na recuperação transitória da tensão. Neste caso, as condições menos favoráveis em termos de carregamento foram compensadas pela capacidade de reativo e resposta do aerogerador tipo 4.

Deve-se, porém, ser ressaltado que, em casos críticos de sistemas de baixa potência de curto-circuito, o controle de tensão por fontes rápidas de potência reativa, do próprio aerogerador, como no caso apresentado ou por equipamentos auxiliares, tais compensadores estáticos ou STATCOM podem levar a sua instabilidade. Este problema não é revelado em simulações de transitórios eletromecânicos, sendo detectado apenas por simulações de transitórios eletromagnéticos com a devida representação da dinâmica da rede elétrica.

Impacto na qualidade de energia

Os impactos da operação das CGEs com relação à qualidade de energia estão associados principalmente à questão do efeito “flicker” e de harmônicos. Trata-se da avaliação dos níveis de perturbação causados na tensão que se refletem em variação de luminosidade das lâmpadas (“flicker”) medida pelos indicadores clássicos das normas IEC e adotados pelos Procedimentos de Rede do ONS. Os impactos são medidos pelos níveis de “flicker” (cintilação) na região de influência da CGE resultantes das variações de tensão decorrentes da operação em regime permanente das CGEs, das correntes de “inrush” e de manobras internas dos aerogeradores. Em princípio, os aerogeradores diretamente conectados tipos 1 e 2 são mais promissores de apresentar indicadores de “flicker”.

Os aerogeradores tipo 4, por não estarem conectados diretamente e sim por meio de conversores, provocam impacto menores de flicker comparados com os aerogeradores com conexão direta.

Aerogeradores tipos 1 e 2 não injetam correntes harmônicas no sistema e, portanto, não provocam impactos desta natureza. Nos aerogeradores tipo 3 (DFIG), as correntes do conversor conectado ao estator apresentam conteúdo harmônico que é injetado no sistema.

Nos aerogeradores tipo 4 (“Full Converter”), a corrente total do aerogerador é resultado dos chaveamentos dos conversores e apresenta conteúdo harmônico. Os impactos da injeção de harmônico dependem não apenas do perfil de injeção informados pelo fabricante, mas também das impedâncias do sistema vista dos pontos de injeção em diversas configurações e condições operativas do sistema.

Os estudos de harmônicos envolvem incertezas associadas à modelagem das fontes de corrente, da composição fasorial dos harmônicos, da modelagem dos elementos do sistema e das cargas, entre outros. Assim, é essencial que campanhas de medição sejam realizadas antes e após a entrada em operação

das CGEs para uma avaliação mais confiável dos impactos e para a definição da necessidade eventual de filtros.

Conclusão

A avaliação dos impactos da inserção de geração eólica no sistema elétrico sob os aspectos de regime permanente, dinâmico e qualidade de energia envolve aspectos específicos em função de cada tipo de aerogerador e das características de cada ponto de conexão. Sistemas de baixa potência de curto-circuito, em que o parâmetro SCR (“Short Circuit Ratio”) é baixo, merece análise detalhada com atenção ao carregamento do sistema e ao tipo de aerogerador utilizado.

A seleção dos modos de controle disponíveis nos aerogeradores modernos para melhor adequação às características e necessidades do sistema também representa um dos pontos vitais nos estudos de inserção da CGE requerendo familiaridade com o sistema elétrico e com as características de controle dos aerogeradores.

Muitas das CGEs em operação no sistema são de porte tal que seu impacto sobre o sistema se limita à área do sistema em que ele se conecta. Com a instalação de CGE de grande porte e em quantitativos expressivos, como previstos a partir de 2012, estima-se que esta influência passe a produzir impactos no desempenho dinâmico global do SIN no que se refere às suas interligações. Questões como estas representam certamente grandes desafios para o futuro próximo.

Referências

- CEPEL. Programa ANATEM – Análise de Transitórios Eletromecânicos, v. 10.04.03, abr. 2010; Programa ANAREDE – Programa de Análise de Redes, v. 09.06.02, abr. 2010.
- PROCEDIMENTOS DE REDE DO ONS, Submódulos 2.8 e 3.6.
- GRUPO DE TRABALHO CEPEL – ELETROBRAS – CHESF – FURNAS–ELETROSUL–NOS. Modelos para análise eletromecânica de geradores eólicos. Procedimentos para preparação de casos de

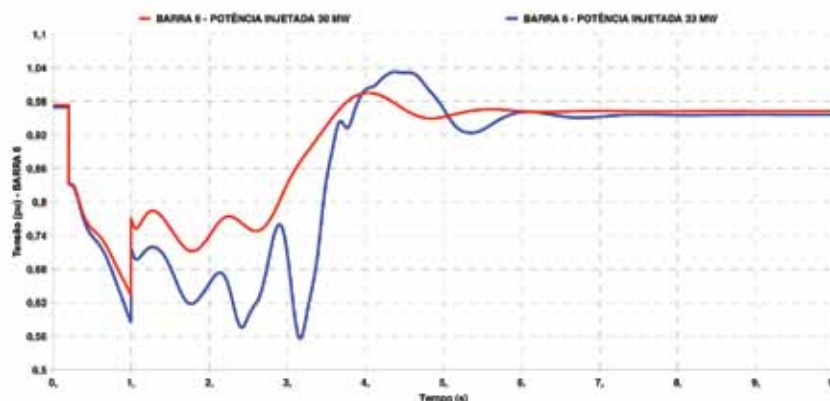


Figura 7 – Tensão no ponto de conexão frente à ocorrência de um defeito monofásico com tempo de eliminação de 800 ms para despacho diferenciado de 30 MW e 33 MW, utilizando aerogerador tipo 1.

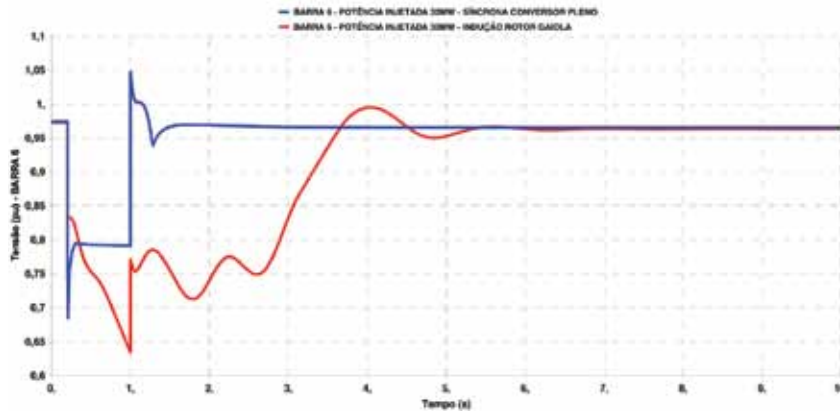


Figura 8 – Tensão no ponto de conexão frente à ocorrência de um defeito monofásico com tempo de eliminação de 800 ms, considerando despacho de 30 MW, utilizando aerogeradores tipo 1 (vermelho) e tipo 4 (azul).

simulação com máquina de indução duplamente alimentada nos programas ANAREDE e ANATEM, set. 2004.

- RAMOS, Álvaro J. P.; LIRA, Daniel P. Power quality degradation caused by congested transmission system and dynamic loads. Artigo apresentado no simpósio "The international power quality conference & exhibit. Realizado de 1 a 5 de outubro de 2000 em Boston/EUA.

- RAMOS, A. J. P.; TYLL, H. Dynamic performance of a radial weak power system with multiple SVC. *IEEE Trans on Power System*, v. 4, p. 1.316-1.325, Oct. 1989.

* **ÁLVARO J. P. RAMOS** é engenheiro eletricista e mestre em engenharia. Foi chefe da Divisão de Estudos Elétricos Especiais da Operação da CHESF (1988-1998) e, atualmente, é diretor da Andesa, empresa de consultoria fundada em 1998.

CARMEM LÚCIA TAVARES é engenheira analista de sistema de potência na Andesa.

DÊIBSON J. G. DE SENA é engenheiro analista de sistema de potência na Andesa.

Continua na próxima edição
Confira todos os artigos deste fascículo em
www.osetoeletrico.com.br
Dúvidas, sugestões e comentários podem ser encaminhados para o
e-mail redacao@atitudeeditorial.com.br