



**XXII SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GOP/06
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO – IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GOP

**EXPERIÊNCIAS E DESAFIOS PARA A INTEGRAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA
NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN**

**CISNEIROS, S.(*); BOTELHO, M.J.; BRASIL, D.; MEDEIROS, F.;
FERNANDES, A.B.; ROCCA, A.D.; SARDINHA, S.; BIANCO, A.
ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico**

RESUMO

A constante busca pelo desenvolvimento sustentável, com uso de fontes de energia limpas e renováveis tem fomentado o crescimento da energia eólica no cenário mundial. Em se tratando da geração de energia eólica, o Brasil se apresenta como um dos mercados mais promissores nos próximos anos. Neste contexto, o objetivo deste artigo é apresentar a experiência até então adquirida pelo ONS na integração desta fonte, desafios e resultados dos estudos e análises realizados para aprofundamento destas questões com destaque para os seguintes pontos.

A primeira parte do artigo aborda os impactos causados pela geração eólica na operação do SIN, relativo aos principais aspectos da operação em regime normal e em situações de contingência, abordando-se de forma geral os impactos na quantificação da reserva de potência operativa e na perda de grandes montantes de geração eólica.

A segunda parte do artigo aborda os aprimoramentos dos requisitos técnicos referentes ao desempenho e consequente modelagem para aplicação nos estudos de integração de aerogeradores.

A terceira parte do artigo apresenta as ações e estudos desenvolvidos pelo ONS, em parceria com agentes e fabricantes, relacionados a aspectos de transitórios eletromagnéticos (TEM), com ênfase em compartilhar experiências práticas; aprofundar o tratamento das questões relacionadas a estes aspectos, considerando as particularidades das tecnologias empregadas na geração eólica; e definir escopo e modelos computacionais para estudos de TEM.

A quarta parte do artigo apresenta questões referentes aos estudos de estabilidade dinâmica e de tensão, abordando os impactos na perda de grandes montantes de geração eólica, com impactos na reserva de potência operativa, controle de tensão e de frequência do SIN, etc.

A parte final do artigo apresenta as principais conclusões sobre as experiências obtidas e os desafios para a integração da geração eólica no Sistema Interligado Nacional (SIN), considerando todos os aspectos anteriormente relatados, bem como propostas para superar os desafios técnicos presentes.

PALAVRAS-CHAVE

Geração Eólica, intermitência, sazonalidade, sistema elétrico, impacto, requisitos, critérios, procedimentos, modelos computacionais, segurança.

1.0 - INTRODUÇÃO

A constante busca pelo desenvolvimento sustentável, com uso de fontes de energia limpas e renováveis tem fomentado o crescimento da energia eólica no cenário mundial. Como resultado, a produção de energia elétrica por meio de aerogeradores atingiu um estágio de maturidade que a coloca como participante da matriz energética em vários países onde o recurso natural é disponível, com projeção para vir a ter participação expressiva na matriz mundial nas próximas décadas.

No Brasil, desde a instituição em 2002 do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), observa-se tanto o aumento do interesse por esta fonte de energia quanto à redução do custo do MWh negociado nos leilões de energia. Em 2005, o Brasil tinha cerca de 30 MW de capacidade instalada. Em 2011 experimentou uma evolução sustentada, quando instalou 583 MW, proporcionando um aumento de 63% na capacidade instalada, que chegou a 1.509 MW. Em dezembro de 2012 atingiu o marco de 2.000 MW, e tem mais de

7.000 MW de potência a ser instalada até 2016, constituindo-se assim em um dos mercados mais promissores para geração de energia eólica nos próximos cinco anos.

Esta crescente participação da geração eólica na matriz de energia elétrica brasileira, traduzida pela grande quantidade de parques eólicos a serem implantados, sobretudo nas regiões Sul e Nordeste, demandam soluções estruturais robustas na rede básica para viabilizar o escoamento de toda essa produção, além do desenvolvimento de projetos que visem aprimorar o processo de previsão de geração eólica com vistas aos processos de programação e despacho.

No subsistema Sul, espera-se um crescimento das fontes eólicas de 2,7% para 7,9% da capacidade instalada e no subsistema Nordeste, a geração eólica irá experimentar um forte incremento de 4,9% para 22,8%. Isto tem se constituído em um grande desafio para o ONS, proporcionando uma complementaridade entre as demais fontes existentes no SIN.

Por outro lado, a intermitência e a sazonalidade da geração eólica impactam diretamente na operação do sistema, demandando ações de controle e/ou medidas operativas suplementares, visando garantir a segurança operacional do sistema elétrico. Frente a este desafio, torna-se necessário realizar estudos e análises para aprofundamento destas questões, cujos resultados podem levar ao estabelecimento de novos requisitos para os Procedimentos da Rede Básica.

Neste artigo é apresentada a experiência até então adquirida pelo ONS no enfrentamento desses desafios e os resultados dos estudos e análises realizados para aprofundamento destas questões com destaque para os seguintes pontos: experiências com as plantas eólicas em operação; comentários sobre requisitos, critérios e procedimentos para programação da operação e operação em tempo real; comentários sobre critérios e metodologia para quantificação da Reserva de Potência Operativa do SIN, considerando a geração eólica; análise do comportamento do SIN e das plantas eólicas diante de fenômenos de transitórios eletromagnéticos decorrentes da presença da geração eólica.

Atualmente também se encontra em elaboração o Sistema de Dados Eólicos – SDE com interface para acesso a grandezas supervisionadas pelos centros de operação. Este sistema possibilitará a pré-consistência dos dados supervisionados e acesso às informações requeridas pelos modelos de previsão de geração eólica o armazenamento de previsões, e a elaboração de relatórios e análises estatísticas. Os estudos referentes ao desenvolvimento de modelos avançados utilizados para previsão da geração eólica, a serem aplicados aos processos de programação da operação e de operação em tempo real, são apresentados em artigo específico neste seminário.

2.0 - IMPACTOS CAUSADOS PELA GERAÇÃO EÓLICA NO SIN

Neste item são abordados os principais aspectos da operação em regime normal e em situações de contingência, com comentários gerais sobre os impactos na perda de grandes montantes de geração eólica, conforme abordado em detalhes na referência [1].

2.1 Aspectos relacionados com a alta penetração de geração eólica

O volume da geração intermitente em relação ao tamanho do sistema de potência é um importante aspecto a ser considerado. Para avaliar as consequências da geração intermitente sobre o sistema de potência foi introduzido o conceito de “nível de penetração”, que é definido pela fórmula abaixo, conforme referência [2]:

$$\text{Nível de penetração máximo} = \frac{\text{Geração intermitente máxima}}{\text{Carga mínima} + \text{Intercâmbio máximo possível}}$$

Outro aspecto importante quanto ao nível de penetração é o volume da geração que pode ser inserida levando em conta o impacto na rede local em condições normais e em especial da perda da geração intermitente, que pode levar ao desligamento de linhas e equipamentos das redes de transmissão e de distribuição, e ao colapso total do suprimento às cargas desta área da rede.

O nível de penetração também afeta os requisitos mínimos da reserva de potência operativa do sistema interligado. Tem sido uma prática internacional estabelecer requisitos de reserva considerando a perda do maior parque eólico, ou dos parques eólicos conectados em um nó da rede, ou em contingências na rede de transmissão que possam levar a perda de toda geração de uma dada área. Está claro que o aumento do volume da geração intermitente levará como consequência também ao aumento da quantidade de reserva operativa do sistema interligado.

No 2º semestre dos últimos três anos, de 2010 a 2012, a ponta do sistema interligado foi atendida através de complementação térmica, em decorrência da redução da capacidade de potência das usinas hidráulicas provocada pelo deplecionamento dos reservatórios. Está também claro que este aumento da reserva de potência será atendido nessas situações via geração térmica adicional.

2.2 Requisitos dos Procedimentos de Rede

Como uma consequência natural do nível de penetração da geração intermitente, será necessária a revisão, atualização e complementação dos procedimentos de rede visando assegurar a operação segura e confiável de todo o sistema interligado. Requisitos de conexão da geração intermitente devem assegurar o controle da frequência e tensão de todo sistema, bem como a capacidade dos geradores eólicos de resistirem a impactos verificados na rede dentro dos padrões e limites estabelecidos.

2.3 Características básicas da geração eólica

Duas importantes características das fontes intermitentes – incerteza e variabilidade – aumentam significativamente os desafios para o planejamento e a operação do sistema interligado de acordo com padrões técnicos e econômicos adequados. Há que se mudar a visão tradicional dos planejadores e operadores para este novo desafio.

A geração intermitente apresenta grande incerteza e variabilidade em qualquer escala de tempo, uma vez que a natureza de sua fonte primária, o vento ou a luz do sol, resulta em flutuações que dependem intrinsecamente das condições ambientais. Uma consequência imediata é que a geração intermitente é muito menos previsível do que as fontes convencionais, cuja disponibilidade e despachabilidade são muito mais controláveis. Esta incerteza tem um impacto direto no volume adicional da reserva de potência que deve ser provida para fazer face às variações bruscas desta geração, sobretudo nos horários de demanda máxima.

A melhoria da previsibilidade e da despachabilidade da geração eólica é de fundamental importância para a programação e operação dessas fontes e também do sistema interligado. O desenvolvimento de ferramentas eficientes e adequadas de previsão da geração eólica tem um papel vital para que estes objetivos sejam colimados.

Outro importante aspecto da geração eólica são as suas características de grande variabilidade diária de tal forma que o seu pico pode ocorrer em qualquer horário do dia, assim como de sazonalidade de modo que a sua geração média mensal vária ao longo do ano e as médias mensais mais elevadas estão de certa forma concentradas no período seco das bacias brasileiras, conforme mostrado nas Figuras 1, 2 e 3 a seguir.

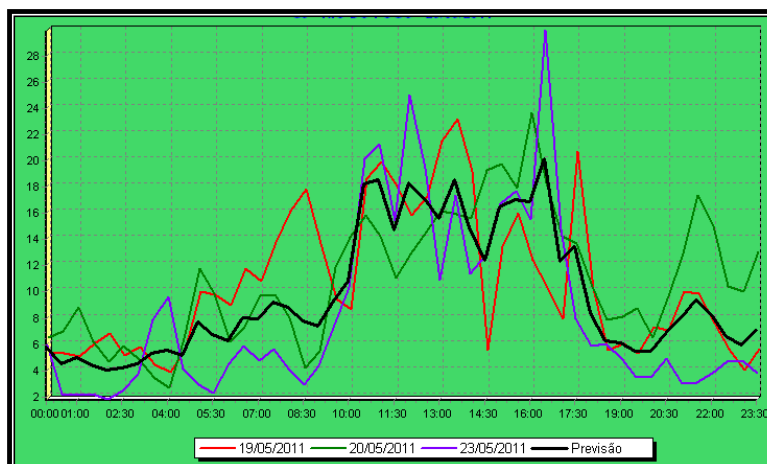


Figura 1 – Variação diária típica da geração de um parque eólico

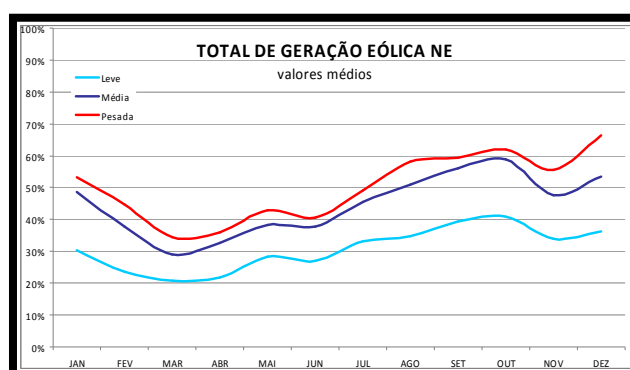


Figura 2 – Geração eólica média mensal na Região Nordeste

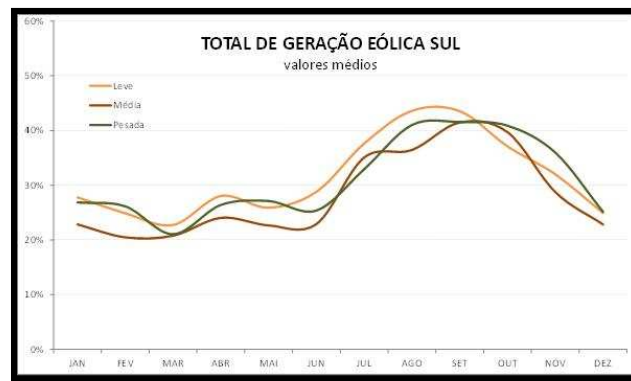


Figura 3 – Geração eólica média mensal na Região Sul

2.4 Desafios operacionais provocados pela geração eólica

Como já mencionado a geração eólica caracteriza-se por variações bruscas, que podem ser de grande magnitude e que dependem das condições ambientais, de forma oposta às fontes convencionais que são muito mais controláveis. Este é um desafio para a operação em tempo real do sistema interligado, particularmente se esta variação ocorrer em um momento de crescimento da carga como no período que antecede a ponta da carga, o que irá requerer a definição de medidas preventivas e a tomada de ações corretivas rápidas.

A variação brusca de um grande volume de geração eólica pode provocar superação dos limites de transmissão que não são usualmente previstos nas análises de contingência tradicionais para perda de elementos da rede. Em certas situações essas medidas terão de ser tomadas em tempo real, o que irá requerer ações adicionais e emergenciais de controle mais flexíveis diante da gravidade provocada por contingências de perda de grandes blocos de geração eólica.

Outro desafio é a possibilidade de excesso de geração durante períodos de carga leve, considerando a geração e inércia mínima que devem ser mantidas em determinadas regiões e áreas do sistema interligado. Nestes casos, pode haver necessidade de desconexão de geradores eólicos, caso os limites de transmissão sejam superados.

Em resumo, com altos níveis de penetração eólica as práticas existentes de controle de frequência e de tensão terão de ser revistas e adaptadas a essa nova realidade visando preservar a segurança e confiabilidade do Sistema Interligado Nacional. Ressalta-se novamente que a previsão da geração eólica tem um papel fundamental na redução desses problemas.

3.0 - APRIMORAMENTOS DOS REQUISITOS TÉCNICOS E ESTUDOS DE INTEGRAÇÃO DE AEROGERADORES

3.1 Aprimoramentos dos Requisitos Técnicos dos Aero geradores

Os requisitos técnicos para a conexão de geradores eólicos constantes na versão vigente do submódulo 3.6 dos procedimentos de rede foi desenvolvido por ocasião do PROINFA, quando ainda não se tinha uma expectativa mais realista do crescimento deste tipo de fonte no SIN. Assim, tais requisitos foram estabelecidos de acordo com o grau de inserção definido para esta fonte pelo PROINFA. No entanto, com o aumento do grau de penetração das fontes eólicas no SIN e, em consequência, de um possível maior impacto desta fonte no desempenho do sistema, torna-se importante avaliar se os requisitos atuais estão adequados ou merecem ser aperfeiçoados, e se outros requisitos novos deveriam ser estabelecidos.

Para atingir este objetivo desenvolveram-se algumas ações, incluindo a realização de reuniões com os principais fabricantes de geradores eólicos, principalmente aqueles com possibilidade de fornecimento no mercado brasileiro, com o objetivo de levantar as evoluções desta tecnologia no mundo, pressionada pela demanda do mercado europeu, onde houve aumento substancial de integração desta fonte, ou seja, no sentido de aproveitar esta experiência, avaliando a conveniência de sua aplicação no Brasil. Também procedeu-se a um levantamento dos requisitos de conexão das fontes eólicas, constantes nos principais Códigos de Rede, principalmente da Europa, com o objetivo de compará-los com os requisitos dos procedimentos de rede brasileiros e propor seu aprimoramento, além de promover discussão técnica internamente ao ONS sobre estes aperfeiçoamentos, nivelando o entendimento e as necessidades sistêmicas do mesmos.

A seguir é apresentada uma primeira proposta de aprimoramento dos requisitos de eólicas, a qual ainda deverá ser consolidada internamente no ONS, para posterior encaminhamento a ANEEL. A comparação entre os requisitos estabelecidos pelos diversos códigos de rede e os Procedimentos de Rede aplicados no SIN permite inferir que se pode avançar em relação aos requisitos atuais. Algum aprimoramento pode e deve ser feito de imediato, enquanto outros requisitos ainda carecem de melhor avaliação e devem ser aprimorados à medida que aumentar o grau de penetração de eólicas no SIN, conforme abaixo discriminado.

Nos itens subsequentes apresenta-se uma primeira proposta de aprimoramento dos requisitos de eólicas, a qual ainda deverá ser consolidada internamente no ONS, para posterior encaminhamento a ANEEL. A comparação

entre os requisitos estabelecidos pelos diversos códigos de rede e os Procedimentos de Rede brasileiros permite inferir que se pode avançar em relação aos requisitos atuais. Alguns aprimoramentos podem e devem ser feitos de imediato, enquanto outros requisitos ainda carecem de melhor avaliação e devem ser incorporados à medida que aumentar o grau de penetração de eólicas no SIN, conforme abaixo discriminado.

3.1.1 Operação em regime de tensão e de frequência não nominal

Sugere-se reavaliar as exigências quanto à permanência dos aerogeradores em operação para variações na tensão em regime permanente.

Consideram-se adequadas as faixas de frequência estabelecidas nos Procedimentos de Rede, particularmente tendo em conta que a rede brasileira ainda é mais fraca que a europeia, estando, portanto, sujeita a maiores variações de frequência.

3.1.2 Geração e absorção de reativos

Entende-se que este é o requisito que necessita de maiores discussões e avanços. Na versão atual dos Procedimentos de Rede exige-se que por solicitação do Operador a planta deve poder operar com fator de potência na faixa de 0,95 capacitivo a 0,95 indutivo. Na proposta de revisão do Submódulo 3.6 que se encontra para homologação da ANEEL, já existe uma melhoria neste requisito, estabelecendo-se claramente que a exigência refere-se ao ponto de conexão das instalações de uso restrito do parque eólico e que esta faixa de fator de potência deve ser possível em qualquer situação de potência ativa do parque eólico e mesmo quando a central geradora não estiver produzindo potência ativa, deverá ser assegurado fluxo de potência reativa nulo no ponto de conexão.

Embora estes requisitos adicionais constituem-se em avanço, tendo sido estabelecidos de forma a propiciar maior facilidade no controle de tensão da rede, em virtude do ingresso de parques eólicos, observa-se que no mundo e, particularmente na Europa, os requisitos são muito mais exigentes, sempre no sentido de se obter maior participação das eólicas no controle de tensão do sistema. Considerando as características do sistema brasileiro, muitas vezes de baixa potência de curto circuito, e o que a tecnologia de aerogeradores avançou no mundo, julga-se fundamental que sejam revistos os Procedimentos de Rede com requisitos mais apropriados.

De forma geral os códigos europeus estabelecem que os parques eólicos devem poder operar automaticamente em 3 modos distintos: modo de controle de tensão, modo de controle de potência reativa e modo de controle de fator de potência. Para cada um destes modos são indicadas curvas e faixas de valores que fixam os requisitos do parque.

3.1.3 Requisitos de suportabilidade às subtensões e sobretensões transitórias

Os requisitos de LVRT (low voltage ride through capability) incluídos nos Procedimentos de Rede parecem adequados, quando comparados com aqueles de outros códigos, sendo os códigos europeus um pouco mais exigentes em termos de níveis mínimos de tensão.

Observa-se que também já existem em alguns locais (China, por exemplo), requisitos relativos a HVRT (high voltage ride through capability), com o objetivo de manter operação das eólicas para elevações transitórias de tensão.

3.1.4 Requisitos de qualidade de energia

De maneira geral, pode-se dizer que os requisitos dos Procedimentos de Rede estão adequados para os fenômenos de flutuação, desequilíbrio e harmônicos. No entanto, julga-se importante uma discussão e eventual aprimoramento nos seguintes pontos:

- A metodologia para estudos das distorções harmônicas e a verificação da necessidade de instalação de filtros, particularmente quanto aos seguintes aspectos:
 - ✓ Obtenção da impedância harmônica da rede considerando modelagem das cargas;
 - ✓ Estabelecimento dos lugares geométricos das impedâncias harmônicas da rede, em termos de tipos de curva e faixa de frequência;
 - ✓ Fontes de corrente harmônicas.
- A necessidade de ampliar a faixa de frequências harmônicas e a consideração de interharmônicas, tendo em vista o uso crescente de tecnologia VSC aplicada nos conversores dos aerogeradores.

3.1.5 Requisitos de teste de conformidade e simulações

Este é um assunto amplo e complexo. Os códigos europeus geralmente abordam de forma bastante abrangente a relação dos testes de conformidade e desempenho, que tem por objetivo demonstrar o cumprimento das exigências do Código de Rede.

O Submódulo 3.4 dos Procedimentos de Rede só exige que o acessante demonstre através de resultados de ensaio e/ou simulação que o sistema de controle e regulação de velocidade e tensão atendam aos requisitos técnicos. Sem entrar aqui no mérito da demonstração ser realizada através de certificados de conformidade, ensaios ou simulação, julga-se importante que sejam inseridos nos Procedimentos de Rede a demonstração do atendimento dos requisitos lá estabelecidos, particularmente quanto aos seguintes aspectos:

O Submódulo 3.4 dos Procedimentos de Rede só exige que o acessante demonstre, através de resultados de ensaio e/ou simulação, que o sistema de controle de regulação de velocidade e tensão atendam aos requisitos técnicos, não exigindo a sua comprovação por meio de certificados de conformidade, ensaios ou simulação. Neste sentido, é importante que sejam inseridos nos Procedimentos de Rede a forma de demonstração do atendimento dos requisitos lá estabelecidos, particularmente quanto aos seguintes aspectos:

- Desempenho a variação de frequência e tensão;
- Controle de tensão e potência reativa;
- Suportabilidade às subtensões e sobretensões transitórias (LVRT e HVRT);
- Validação dos modelos fornecidos para simulação.

3.1.6 Requisitos de supervisão

Entende-se ser oportuna e importante a discussão sobre quais parques eólicos devam ter supervisão pelo ONS, independentemente do “Tipo” em que estejam classificados, conforme definição constante no Módulo 26. A título de ilustração, atualmente na Espanha todos os parques eólicos acima de 10 MW, independentemente se estão conectados à transmissão ou à distribuição, devem estar inseridos no sistema de supervisão com o Operador regional, que informa ao Operador nacional.

3.2 Estudos de Transitórios Eletromagnéticos

Atualmente, a realização de estudos elétricos voltados ao acesso, à pré-operação e à operação de parques eólicos é mandatória, com foco nas interações, impactos e reflexos causados pelos mesmos ao sistema de transmissão (ou mesmo distribuição), no qual estão sendo integrados.

No Brasil, com o objetivo de aprimorar a qualidade destes estudos, com foco sistêmico, esforços têm sido aplicados na troca de experiências e definição de diretrizes, critérios e modelos computacionais para execução de estudos de transitórios eletromagnéticos (TEM), de forma cada vez mais segura. Em função do progresso dos estudos e análises realizados na parte de TEM, este item apresenta com maiores detalhes do que os demais os resultados já obtidos, visando propiciar o conhecimento de informações valiosas sobre a matéria.

Neste contexto, o ONS tem desenvolvido ações em parceria com agentes e fabricantes, em especial aquelas relacionadas a aspectos de TEM, com ênfase em compartilhar experiências práticas; aprofundar o tratamento destes aspectos decorrentes da presença das eólicas; avaliar os impactos da integração das eólicas quanto aos TEM, considerando as particularidades das tecnologias empregadas; e definir escopo e modelos computacionais para estudos de TEM (3,4).

No processo de integração de usinas eólicas ao SIN, inicialmente os estudos de TEM abordavam manobras de energização de linhas de transmissão e transformadores, a exemplo do que se avalia quando da integração de outras fontes de geração. A análise de registros oscilográficos (medições) quando da operação de alguns parques eólicos, no entanto, apontou a necessidade destes estudos serem aprofundados, incluindo-se rejeição de geração e carga, com ênfase no desempenho dos disjuntores na presença da geração eólica.

Para tanto, faz-se necessário representar os parques eólicos a contento, no contexto dos estudos de TEM. Ou seja, faz-se necessário modelar a rede interna dos parques (cabos subterrâneos e transformadores), bem como os aerogeradores, detalhando os sistemas de medição e controle.

Na prática, os agentes geradores (tipo usina eólica) e fabricantes não tinham disponíveis ao ONS os modelos dos aerogeradores no formato do programa ATP (*Alternative Transients Program*) (5), que é a ferramenta computacional normalmente utilizada na operação do SIN na execução dos estudos de TEM, por dois motivos: alegavam que esta ferramenta computacional atualmente só é utilizada no Brasil e os fabricantes receavam expor seus diferenciais tecnológicos à concorrência.

A modelagem de centrais eólicas em programas de transitórios eletromagnéticos, a exemplo do ATP, enfrenta, ainda, outro desafio. Em geral, as centrais eólicas são formadas por dezenas de aerogeradores, conectados por redes aéreas ou subterrâneas com vários quilômetros de comprimento. Assim, a representação individualizada de cada aerogerador pode resultar em graves problemas de modelagem, dificultando a análise dos resultados.

Considerando a distribuição espacial das usinas eólicas em áreas com alto potencial eólico, tem-se ainda como desafio a modelagem destas por equivalentes, uma vez que comumente os estudos sistêmicos demandam a representação de uma extensa área na qual existem várias usinas eólicas, conectadas em distintas subestações, tornando impraticável sua representação detalhada.

No que se refere ao conjunto de estudos necessários à integração segura de centrais eólicas ao SIN, ainda não há total convergência entre os diversos agentes envolvidos, visto que tais estudos não são práticas em outros sistemas, sendo um tema ainda muito recente no Brasil.

Deve-se registrar que alguns dos estudos de TEM só podem ser realizados de posse dos modelos detalhados dos aerogeradores, no formato do programa ATP (5). Uma representação simplificada compromete os resultados e, por conseguinte, as conclusões.

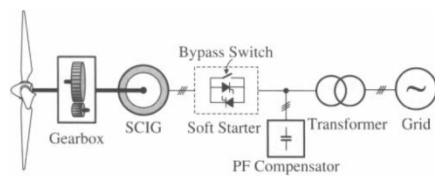
Apresenta-se a seguir casos reais e práticos que exemplificam os atuais desafios enfrentados pela operação.

3.2.1 Modelos para estudos de transitórios eletromagnéticos (TEM)

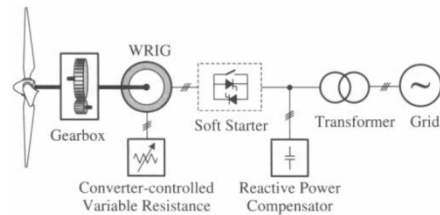
No mercado mundial existem diversas tecnologias e tipos construtivos de aerogeradores. Mesmo com algumas particularidades que os diferenciam, os aerogeradores são classificados em 04 (quatro) tipos, ilustrados na Figura 4 (3,4).

Atualmente no Brasil têm-se parques eólicos em operação com todos os 04 (quatro) tipos de aerogeradores. Além dos diferenciais de cada tecnologia, as estratégias de controle adotadas por cada fabricante resultam em respostas dinâmicas e transitórias distintas, considerando-se a comparação numa mesma tecnologia. Por isso, um modelo genérico para uma determinada tecnologia não atende aos requisitos da operação, sendo necessário dispor de modelos específicos.

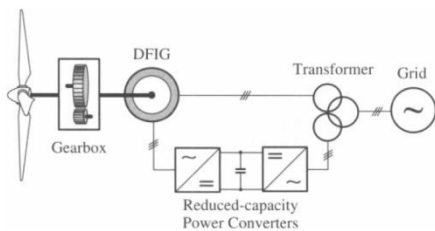
Para exemplificar, apresenta-se na Figura 5 o comportamento transitório sob falta para as potências ativa e reativa, de quatro aerogeradores de tecnologias, estratégias e fabricantes distintos. Todos os modelos estão implementados no formato do programa ATP e foram disponibilizados ao ONS como fruto de um trabalho desenvolvido pelo operador junto aos agentes geradores e fabricantes.



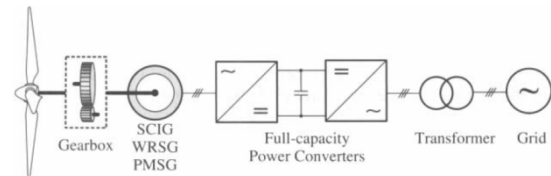
a) Aerogerador tipo 1 – gerador de indução diretamente conectado



b) Aerogerador tipo 2 – gerador de indução com controle aplicado ao rotor

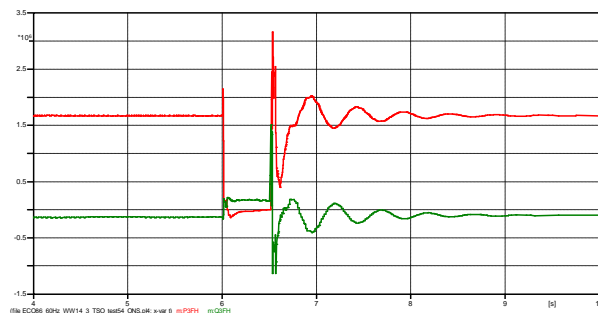


c) Aerogerador tipo 3 – gerador de indução duplamente alimentado (*Double Fed Induction Generator* – DFIG)

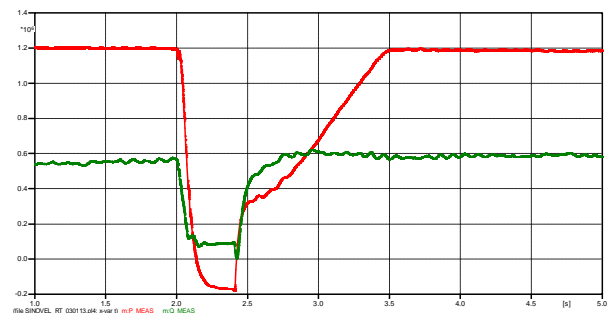


d) Aerogerador tipo 4 – gerador síncrono com conversor série (*full converter*)

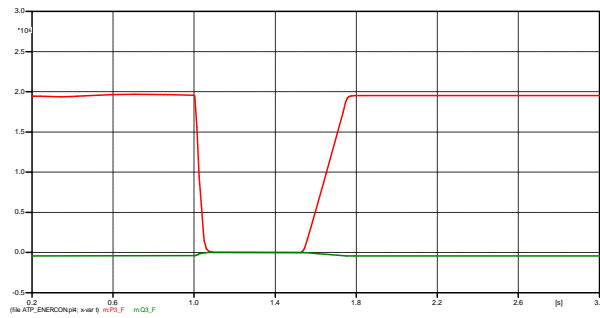
Figura 4 – Classificação dos aerogeradores quanto à tecnologia aplicada – Referências (3) e (4).



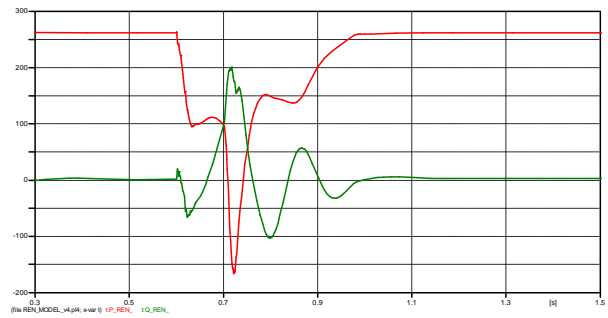
a) Aerogerador tipo 3 (DFIG), 1,67 MW, implementado em MODELS/ATP – Potência ativa (em MW) e reativa (em Mvar).



b) Aerogerador tipo 3 (DFIG), 1,50 MW, implementado em MODELS/ATP – Potência ativa [MW] (em vermelho) e reativa [Mvar] (em verde).



c) Aerogerador tipo 4 (full converter), 2,0 MW, implementado em MODELS/ATP – Potência ativa [MW] (em vermelho) e reativa [Mvar] (em verde).



d) Aerogerador tipo 3 (DFIG), 1,50 MW, implementado em MODELS/ATP – Potência ativa [MW] (em vermelho) e reativa [Mvar] (em verde).

Figura 5 – Comportamento transitório sob falta dos aerogeradores – Potência ativa e reativa.

Da Figura 5 pode-se observar que aerogeradores com mesma tecnologia (tipo 3, (a), (b) e (d)) apresentam estratégias significativamente distintas durante e após uma falta, tanto para a potência ativa como reativa.

3.2.2 Representação das usinas eólicas em estudos de rejeição de carga

Existe um complexo de parques eólicos localizado no sudoeste do estado da Bahia (Área Sudoeste do Nordeste) que tem uma potência instalada de 90 MW e se conecta diretamente na Rede Básica do SIN, na subestação 230/34,5 kV Brotas de Macaúbas, originada a partir do seccionamento da LT 230 kV Bom Jesus da Lapa – Irecê, distante cerca de 30 km do ponto de seccionamento (vide Figura 6).

Historicamente, desde 2003, quando da entrada em operação da Interligação Sudeste/Nordeste, diversos estudos de rejeição de carga foram realizados, visando garantir a integridade dos equipamentos e instalações de 500 kV e 230 kV próximas, uma vez que a presença desta interligação alterou significativamente a potência de curto-circuito e a impedância harmônica vista dos barramentos 230 kV. Neste contexto, com a entrada em operação deste parque eólico, fez-se necessário verificar como a incorporação deste empreendimento poderia impactar nas sobretensões e sobrecorrentes transitórias quando de rejeições de carga, demandando uma avaliação criteriosa dos impactos sobre as instalações existentes (6).

Para tanto, quantificaram-se as sobretensões transitórias decorrentes das manobras de abertura de circuitos 230 kV na Área Sudoeste e 500 kV na Interligação Sudeste/Nordeste, em condições de máximo fluxo (Fluxo SE/NE = FSENE máximo). A Rede Básica, os sistemas regionais de 138 kV e 69 kV (com PCHs e UTE), e as usinas eólicas foram modeladas em detalhes, no formato do programa ATP (*Alternative Transients Program*) (5).

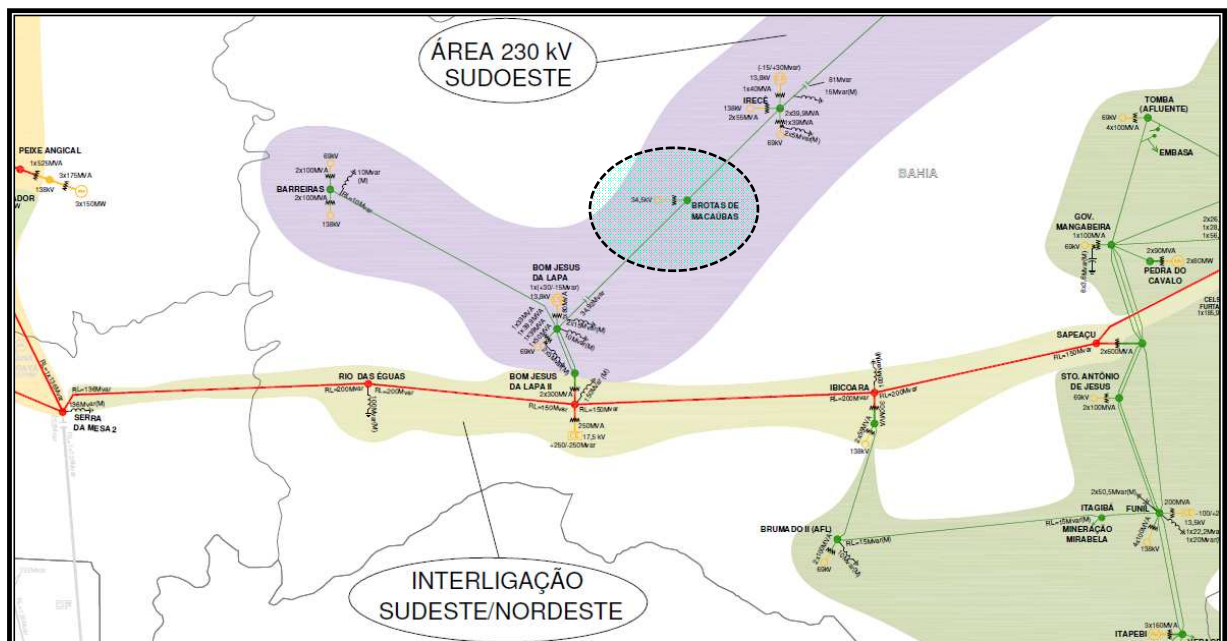


Figura 6 – Área Sudoeste do Nordeste, com destaque para a SE 230/34,5 kV Brotas de Macaúbas, ponto de conexão com a Rede Básica de um Complexo Eólico com 90 MW.

Um aspecto que merece destaque e imputa ineditismo a este estudo, é a representação de todas as 57 unidades de geração eólica (aerogeradores DFIG – *Double Fed Induction Generator*) (3) e equipamentos associados, para os quais o fabricante forneceu modelos computacionais implementados em MODELS/TACS/ATP (5). Este modelo

detalhado conta com representação dos conversores, dispositivos e lógicas de medição, proteção e controle. As redes internas das usinas, compostas por cabos subterrâneos, transformadores elevadores e um filtro em 34,5 kV, também são modelados em detalhes (6).

Estando a interligação Sudeste/Nordeste em operação normal e o anel 500/230 kV Sobradinho/Bom Jesus da Lapa fechado, com geração máxima nas usinas deste complexo eólico, aplica-se um curto-circuito, fase-terra (no caso, fase A), nos terminais em Brotas de Macaúbas da LT 230 kV Bom Jesus da Lapa – Brotas de Macaúbas, no exato instante do valor “zero” de tensão (condição verificada como sendo a mais severa). Em seguida, simula-se a abertura da LT 230 kV Bom Jesus da Lapa – Brotas de Macaúbas. Considerou-se a permanência da falta por cerca de 100,0 ms, ocasionando a abertura do disjuntor no terminal em Brotas de Macaúbas, com transferência de disparo (*transfer trip*), em aproximadamente 20,0 ms, para o terminal oposto em Bom Jesus da Lapa.

A simulação em pauta foi realizada para 02 (duas) representações distintas das CGEs do complexo eólico, a saber: 1) Aerogeradores representados pelo modelo ALSTOM ECO86, implementado em MODELS/TACS/ATP; e 2) Aerogeradores representados por fonte type-14 + reatância subtransitória (*xd*”).

Apresenta-se nas Figuras 7 e 8 os resultados das simulações em estudo.

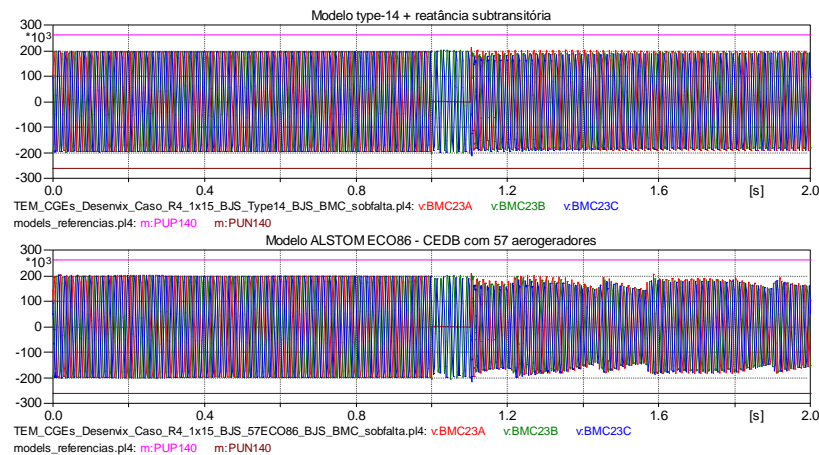


Figura 7 – Tensões no barramento 230 kV da SE Brotas de Macaúbas – Modelo simplificado versus modelo ALSTOM ECO86 (6).

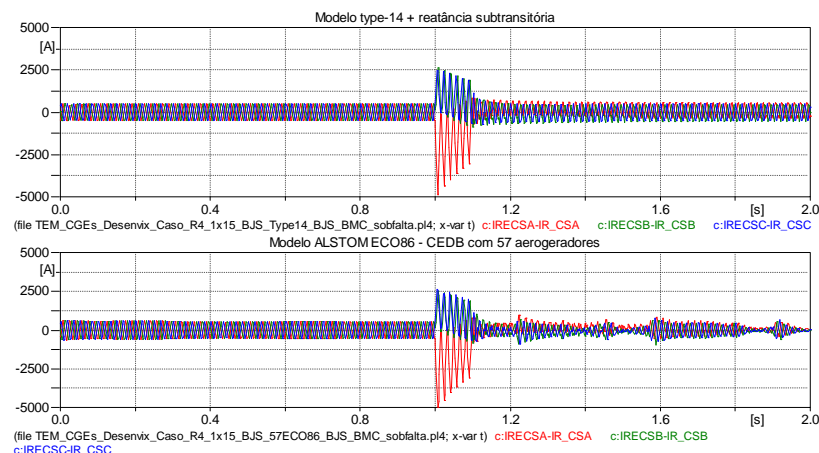


Figura 8 – Correntes de armadura do compensador síncrono (13,8 kV, -15/+30 Mvar) da SE Irecê – Modelo simplificado versus modelo ALSTOM ECO86 (6).

Das simulações, observa-se que as sobretensões instantâneas nos barramentos 230 kV são amortecidas de imediato e não se verificam sobretensões sustentadas. Quanto aos distintos modelos computacionais utilizados na representação dos aerogeradores do complexo eólico, as solicitações transitórias observadas são distintas no período pós-falta, após a rejeição de carga, nas proximidades da SE 230 kV Brotas de Macaúbas, até que um novo ponto de operação seja estabelecido. Da comparação entre os resultados, os impactos sistêmicos são distintos a depender da representação, simplificada ou detalhada, dos aerogeradores.

3.3 Estudos de Estabilidade Dinâmica e de Tensão

Na fase inicial de integração das fontes de energia eólica aos sistemas de potência, a participação desse tipo de geração mantém-se relativamente pequena face ao parque gerador existente, não sendo imposta a necessidade de requisitos específicos para controle de tensão e de frequência. Em níveis de penetração baixos, considerados até cerca de 20% [7], os recursos de controle de tensão e de frequência existentes, bem como as reservas disponíveis

nos sistemas de potência mostram-se, geralmente, adequados para tornar pouco relevantes os efeitos associados à característica inerentemente variável da geração eólica. No entanto, com o aumento substancial nos níveis de penetração da produção de energia eólica, modificações estruturais e nos processos operativos se fazem necessárias para acomodar a energia eólica sem por em risco a segurança sistêmica, seja em regime permanente ou em resposta a perturbações.

Os impactos da geração eólica na segurança sistêmica devem ser avaliados considerando os efeitos no tempo e no espaço. No âmbito temporal, devem ser consideradas as consequências de desequilíbrios no balanço carga-geração do sistema na escala operacional (minutos a horas) enquanto que, na dimensão espacial, devem ser avaliadas consequências locais e de âmbito sistêmico. Localmente, como qualquer outro equipamento, os parques eólicos produzem desvios de tensão em regime permanente nos respectivos pontos de conexão e em suas vizinhanças, os quais tendem a reproduzir a inerente variabilidade da injeção de potência na rede associada a esse tipo de fonte. Na escala mais ampla, a depender do grau de penetração, a súbita interrupção de um montante significativo de geração baseado em aerogeradores por efeito de desligamento após perturbações na rede de transmissão, pode trazer prejuízo ao controle de tensão e de frequência em uma ou mais áreas do sistema. Assim, é imperativo que as plantas de energia eólica possam suportar a variação da tensão do sistema durante faltas, além de dispor de um controle de potência reativa adequado para assegurar o suporte de tensão em redes fracas, como é o caso de plantas instaladas no final de longas linhas radiais.

No ano de 2012, o ONS deu início ao desenvolvimento de ações no sentido de aprofundar o tratamento das questões relacionadas aos aspectos de estabilidade dinâmica e de tensão decorrentes da presença das eólicas, incluindo a avaliação dos impactos destas fontes no âmbito local e sistêmico, assim como os impactos dinâmicos de perturbações e manobras no sistema sobre as usinas eólicas. Nesse sentido, foi definido um espectro prioritário de atividades, cujo tratamento contará ainda com a experiência internacional dos membros do GO-15 (antigo VLPGO) [8] como referência, quais sejam:

- Avaliação da resposta dos controles existentes quanto à rapidez e flexibilidade frente às variações impostas pela geração eólica.
- Estabelecimento de critérios e metodologia para quantificação e alocação da Reserva de Potência Operativa do SIN, considerando a geração eólica.
- Avaliação de soluções estruturais robustas para fazer frente à perda de grandes montantes de geração com mínimo impacto na frequência e tensões da rede.
- Avaliação com a participação de produtores e fabricantes da necessidade de estabelecer novos parâmetros e ajustes para os controles de cada central e/ou grupo, para garantir a operação coordenada das centrais conectadas no mesmo ponto, objetivando um comportamento adequado do perfil de tensão no ponto de conexão.
- Avaliação do desempenho do conjunto de parques eólicos em locais de baixa potência de curto-circuito, investigando possíveis interações entre parques e meios de mitigação (estruturais e/ou de controles) para evitar interações indesejáveis.

Os resultados desses estudos e análise definirão um conjunto de recomendações aplicáveis aos Procedimentos de Rede, especificando os requisitos mínimos para a integração de fontes eólicas com atenção aos critérios de segurança operativa do SIN.

4.0 - CONCLUSÕES

Uma consequência natural do aumento do nível de penetração da geração intermitente será a revisão, atualização e complementação dos Procedimentos de Rede, visando assegurar a operação com segurança e confiável de todo o SIN.

A comparação entre os requisitos estabelecidos pelos Códigos de Rede de diversos países e os Procedimentos de Rede do ONS permite inferir que se pode avançar em relação aos requisitos atuais. Alguns aprimoramentos podem e devem ser feitos de imediato, enquanto outros requisitos ainda carecem de melhor avaliação e devem ser integrados à medida que aumentar o grau de penetração de eólicas no SIN.

O nível de penetração afeta os requisitos mínimos da potência operativa do sistema interligado. O aumento do volume da geração intermitente levará como consequência ao aumento da quantidade de reserva operativa do sistema interligado. Este aumento da reserva de potência terá de ser atendido em certas situações através de geração térmica adicional.

Altos níveis de penetração eólica levarão a revisão das práticas existentes de controle de frequência e de tensão que terão de ser adaptadas a essa nova realidade, visando preservar a segurança e confiabilidade do sistema interligado nacional.

A melhoria da previsibilidade e da despachabilidade da geração eólica é de fundamental importância para a programação e operação dessas fontes e também do SIN. O desenvolvimento de ferramentas eficientes e adequadas de previsão da geração eólica tem um papel vital para que estes objetivos sejam colimados.

Os estudos de transitórios eletromagnéticos são imprescindíveis para a integração da geração eólica ao SIN. Para que estes sejam executados a contento, a representação das usinas eólicas deve ser capaz de reproduzir com

boa precisão, via simulação digital, as solicitações transitórias com a presença desta fonte. Para tanto, faz-se necessário dispor de modelos no formato do programa ATP [5] da rede interna dos parques e dos aerogeradores.

Diante da indisponibilidade dos modelos computacionais dos aerogeradores para estudos de transitórios eletromagnéticos, o ONS iniciou um trabalho junto aos agentes geradores (proprietários das usinas) e fabricantes, visando definir os requisitos básicos para tais modelos, bem como o fornecimento destes. Como fruto deste trabalho, atualmente o ONS já dispõe de diversos modelos no formato do programa ATP, de diferentes fabricantes, que utilizam distintas tecnologias.

No momento, os principais desafios quanto aos estudos de transitórios eletromagnéticos residem na definição de um escopo consensado para estudos e na representação das usinas eólicas por equivalentes. Neste sentido, desde o ano de 2012, o ONS tem investido esforços, com a participação dos agentes geradores, fabricantes e agentes de transmissão.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) CIGRÉ JWG C2/C5-05, Intermittent Generation – Operationally Acceptable Levels and the Impact on System and Market, (Cigré International Symposium, Guilin, China, 2009).
- (2) IEA Report “Design and Operation of Power Systems with large amounts of Wind Power” - Final report, Phase One, 2006.
- (3) Wang, L., Singh, C., Kusiak, A., “Wind Power Systems - Applications of Computational Intelligence”, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010.
- (4) Wu, B., Lang, Y., Zargari, N., Kouro, S., “Power Conversion and Control of Wind Energy Systems”, IEEE Press series on power engineering, John Wiley & Sons, 2011.
- (5) Leuven EMTP Center, “ATP - Alternative Transient Program - Rule Book”, Herverlee, Belgium, 1987.
- (6) Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, “Estudo de Transitórios Eletromagnéticos: Rejeição de Carga sobre a Área Sudoeste do Nordeste com a Incorporação ao SIN do Complexo Eólico”, RE 3/021/2012, Recife, Brasil, 2012.
- (7) EWEA Report “Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply: analysis, issues and recommendations”, 2005.
- (8) GO 15 – Reliable and Sustainable Power Grids “Joint Activity: WG #3b - System Security Aspects Associated to Wind Generation Penetration – Terms of Reference, 2013”.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Saulo José Nascimento Cisneiros - Graduado em engenharia elétrica em 1973 pela Escola de Engenharia da UFPE e pós-graduado em 1978 em nível de mestrado em engenharia de sistemas de potência pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá. Iniciou sua carreira na CHESF em 1972 onde exerceu várias funções e cargos e desligou-se em 1998, como Superintendente de Operação e Comercialização de Energia. Na ELETROBRÁS foi Gerente do Centro Nacional de Operação de Sistemas e Diretor de Projetos Especiais. Foi membro do Conselho de Administração de diversas empresas do setor elétrico. No ONS foi Gerente Executivo de três áreas, esteve como Assistente Executivo da Diretoria de Planejamento e Programação da Operação e está hoje como Gerente Executivo do Núcleo Regional Norte/Nordeste em Recife. É “Distinguished Member” do Cigré, foi “Special Reporter” na Sessão Bial de 2006 em Paris, recebeu o “Technical Committee Award” neste mesmo ano e está como Vice-Presidente do Cigré-Brasil desde 2011. Publicou mais de 50 artigos em seminários e revistas nacionais e mundiais.

Manoel de Jesus Botelho - Formado em eletrotécnico em 1967 na Escola Federal de Eletrotécnica do Rio de Janeiro. Graduou-se em engenharia elétrica em 1974 na Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Especializou-se em Sistemas Elétricos de Potência na Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI-MG) em 1977. Em 2004/2005 participou do MBA na escola de Negócios da PUC-Rio - IAG Master em Desenvolvimento Gerencial - ONS. Ingressou na Light em 1968 no Centro de Operação como eletrotécnico. Ingressou na Eletrosul em 1974 como engenheiro na área de Estudos e Proteção permanecendo até 1997. No ano de 1998 prestou serviços a Eletrobras no projeto da elaboração dos livros do Grupo Coordenador da Operação Interligada - CGOI. Ingressou no ONS no final de 1998 prestou serviços no Centro Regional de Operação Sul e atualmente atua com Gerente Executivo no Núcleo Sul do ONS.

Dalton de oliveira Camponês do Brasil - Obteve o grau de engenheiro eletricitista pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 1972 e o grau de mestre em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco em 1996. Atualmente trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) como assessor da Diretoria de Administração dos Serviços de Transmissão.

Fábio da Costa Medeiros - Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Paraíba - UFPB (atual Universidade Federal de Campina Grande - UFCG), em 1983. Pósgraduado pela UFPB, 1984. MBA em Desenvolvimento Gerencial pelo IAG/PUC-Rio, em 2009. Engenheiro da CHESF de 1985 a 2000, em Recife. Desde 2000 é engenheiro do ONS, trabalhando no Nucleo Norte Nordeste, em Recife.

Alécio Barreto Fernandes - Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Paraíba - UFPB

(atual Universidade Federal de Campina Grande - UFCG), em 1994. Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica/Processamento da Energia pela UFPB, respectivamente em 1996 e 2001. MBA em Desenvolvimento Gerencial pelo IAG/PUC-Rio, em 2009. Professor do Departamento de Engenharia Elétrica da UFPB (1996), em Campina Grande, Brasil. Engenheiro da ALUMAR (1996 à 1998) em São Luis, Brasil. Diretor de Pesquisas do NEPEN (2001 à 2003) e coordenador do curso de graduação em engenharia elétrica da Faculdade Pio Décimo (2001 à 2003), em Aracaju, Brasil. Consultor do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (2003 à 2005), em Recife, Brasil. Desde 2005 é engenheiro especialista do ONS. Atualmente desenvolve trabalhos na área de transitórios eletromagnéticos no âmbito do Sistema Interligado Nacional.

André Della Rocca - Possui Graduação (1991), Mestrado (1993) e Doutorado (2003) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina e especialização em Administração CAISE/MBA pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (2009). Desde 2000 trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS onde atualmente atua como Gerente da Gerência de Planejamento da Operação Elétrica do Subsistema Sul e Mato Grosso do Sul do Núcleo Sul.

Sérgio Luiz de Azevedo Sardinha - Graduiu-se em engenharia elétrica em 1974 na Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ. Completou curso de pós-graduação em Sistemas Elétricos de Potência na Universidade Federal de Santa Catarina em 1981. Em 1975 ingressou na ELETROBRAS como engenheiro na área de Estudos de Planejamento da Operação permanecendo até 1992. Ingressou no ONS no ano 2000 onde até hoje presta serviços como engenheiro especialista na Gerência de Estudos Especiais de Proteção e Controle.

André Bianco - Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Gama Filho em 1990, Mestre em Ciências pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio em 1994 e MBA em Desenvolvimento Gerencial pelo IAG/PUC-Rio, em 2010. De 1994 a 2003 atuou como pesquisador no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica com participação em projetos de pesquisa nas áreas de estabilidade de tensão, transmissão CCAT e sistemas de transmissão flexíveis FACTS. De 2004 a julho de 2005 ocupou a Coordenação do Núcleo de Estudos Elétricos e Energéticos na Andrade & Canellas Consultoria e Engenharia Ltda. Desde agosto de 2005 é Engenheiro Sênior do Operador Nacional do Sistema Elétrico, onde participa da elaboração do Plano de Ampliações e Reforços – PAR e também atua como representante no grupo de trabalho para integração de fontes renováveis do GO-15. É membro sênior do IEEE e ex-Secretário do IEEE Seção Rio de Janeiro.