GRUPO - IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GOP

UMA VISÃO GERAL SOBRE AS QUESTÕES RELACIONADAS COM A INTEGRAÇÃO E OPERAÇÃO DE USINAS DE ENERGIA EÓLICA NO SISTEMA BRASILEIRO INTERLIGADO NACIONAL – SIN

Paulo Gomes (*)
André Della Rocca Medeiros
Arlindo Lins A. Junior
Lilian Monteath
Vinicius A. Parga

Sérgio Luiz A. Sardinha
Mauro Muniz
Alonso José Torres

Antonio Felipe C Aquino
Paulo Eduardo M. Quintão
Ylani Freitas
Alberto Sérgio Kligerman
Fábio Medeiros

ONS

RESUMO

A tendência de crescimento da penetração da geração de energia renovável, a maioria dos quais tem uma natureza intermitente, apresentou novos desafios para os mercados da electricidade e operadores do sistema. Esses desafios incluem: estabelecimento de requisitos técnicos para conexão de geração, o planejamento de adequação de recursos para curto e longo prazos, fornecimento de instalações de transmissão adequadas para incorporar essas fontes, mitigação do impacto da rápida perda de uma grande quantidade de tal geração, gestão do aumento reserva operacional do sistema e requisitos de serviços auxiliares, o controle mais rápido e mais eficaz da potência reativa, previsão melhor o curto prazo, além de garantir um desempenho aceitável destes geradores.

O Brasil tem aumentado a capacidade instalada de energia eólica devido ao grande potencial eólico existente, especialmente nas regiões nordeste e sul do país, bem como devido à diminuição do preço final de energia, motivado por melhorias nas tecnologias de turbina eólica geradores e plantas, bem como o modelo de expansão nacional de geração com base em leilões de energia. A capacidade instalada atingiu 4,4 GW em 2014, quando o Brasil entrou para os dez países, e espera-se alcançar 17,3 GW até 2020.

Os principais objetivos deste artigo são compartilhar a experiência brasileira em relação à melhoria do processo do leilão e contratação das usinas eólicas, a fim de garantir que os reforços de transmissão sejam comissionados antes das instalações de geração, relatar os desafios enfrentados e as lições aprendidas com foco na segurança operativa do SIN. As principais questões relacionadas com a integração/operação de usinas de energia eólica serão discutidas.

Palavras-chave: geração eólica, impacto no sistema elétrico, critérios, requisitos mínimos de segurança, procedimentos de rede, desafios operacionais, previsão de vento, energias renováveis, operação de usinas eólicas.

1.0 INTRODUÇÃO

As perspectivas para o final de 2021 indicam cerca de 16 GW em operação na matriz energética brasileira.

O último relatório do Conselho Global de Energia Eólica (GWEC) - organização que representa a indústria de energia eólica, em nível mundial - indica que a capacidade instalada de energia eólica no mundo é 432,88 GW, com a China liderando o ranking, seguido pelos EUA e Alemanha. Em 2015, o Brasil entrou para o top 10, com 8.715 MW, conforme mostra a Tabela I.

Os 63,46 GW de energia eólica foram instalados em todo o mundo em 2015. Neste ano, o Brasil ocupou o quarto lugar, com 2,75 GW. Os três primeiros lugares do ranking ficaram com China, EUA e Alemanha.

A evolução da geração de capacidade instalada eólica no mundo é mostrada a Figura 2.

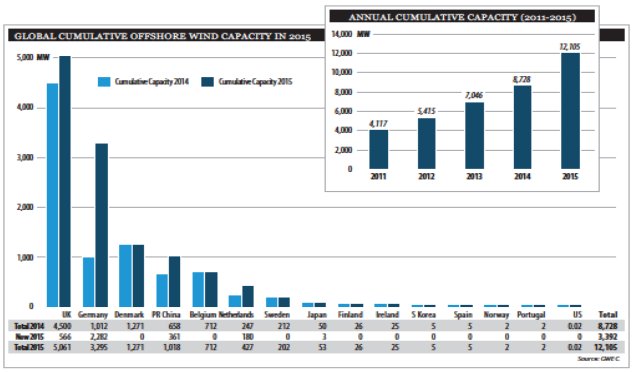

FIGURA 1 – Evolução da capacidade de geração

TABELA 1. Nova Capacidade Instalada – Capacidade total acumulada instalada em 2015

Nova Capacidade Instalada 2015		
Country	**MW**	**Share**
China	30.753	48.5%
USA	8.598	13.5%
Germany	6.013	9.5%
Brazil	**2.754**	**4.3%**
India	2.623	4.1%
Canada	1.506	2.4%
Poland	1.266	2.0%
France	1.073	1.7%
UK	975	1.5%
Turkey	956	1.5%
Resto do mundo	6.950	11.0%
Top 10	**56.517**	**89.0%**
Total no mundo	**63.467**	**100.0%**

Capacidade Cumulativa Dez, 2015		
Country	**MW**	**Share**
China	145.362	33.6%
USA	74.471	17.2%
Germany	44.947	10.4%
India	25.088	5.8%
Spain	23.025	5.3%
UK	13.603	3.1%
Canada	11.205	2.6%
France	10.358	2.4%
Italy	8.958	2.1%
Brazil	**8.715**	**2.0%**
Resto do mundo	67.151	15,5%
Top 10	**365.732**	**84.5%**
Total no mundo	**432.883**	**100.0%**

Source: GWEC

ALGUMAS CARACTERÍSTICAS DE PLANTAS DE VENTO NO BRASIL

O fator de capacidade (CF) no Brasil é uma das mais altas do mundo. Em 2015, atingiu 38,02% (sendo 32,86% no primeiro semestre do ano, e 44,37% no segundo). Em 2016, o CF alcançou 33,78% no primeiro semestre. Como a segunda metade do ano normalmente apresenta um CF melhor, porque os ventos são mais constantes e mais forte no Nordeste do Brasil (onde a maioria dos parques eólicos estão localizados), a expectativa é que a média anual de 2016 será ainda maior do que em 2015. E para termos de comparação pode-se citar o valor de CF outros países, o CF é da ordem de 34% no Reino Unido; 34% na Dinamarca; 31% nos EUA; 24% na Alemanha e 16% na China.

Um fator importante a ser observado é a complementaridade entre a geração hidrelétrica e eólica comparando o fluxo do rio São Francisco, que abastece os reservatórios região Nordeste e o vento típico do litoral desta região (figura 2).

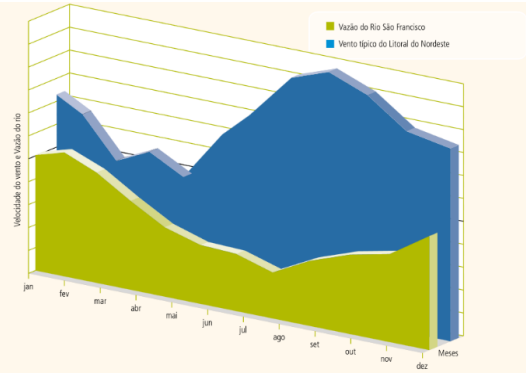

Figura 2 – Fonte: Centro Brasileiro de Energia Eólica – CBEE / UFPE 2000 Disponível em www.eolica.com.br

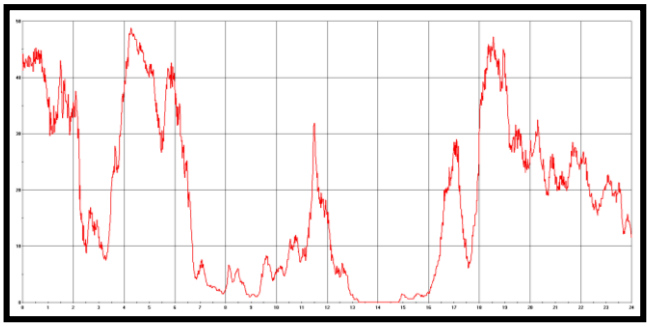

Figura 3 – Geração diária de uma fazenda eólica no Brasil

2.0 IMPACTOS E DESAFIOS CAUSADOS PELA ENERGIA EÓLICA

A energia eólica é intermitente e sazonal e apresenta elevada incerteza e variabilidade a qualquer momento, o que significa variações rápidas e profundas, dependendo das condições meteorológicas, que são difíceis de prever, como mostrado na Figura 3.

Estas características causam as seguintes consequências imediatas e estratégicas:

♣ Mudança da abordagem tradicional e das ferramentas utilizadas para planejar e operar o sistema elétrico interligado, mudança dos requisitos dos procedimentos de rede em face de variações profundas e rápidas desta fonte de geração, e necessidade de melhorias dos métodos e ferramentas de previsão de geração de energia eólica.

A variação profunda e rápida da energia eólica também pode causar os seguintes impactos:

♣ Superação de limites operacionais das linhas de transmissão e equipamentos, superação de limites do sistema de transmissão em uma área ou região, controle do perfil de tensão, e prejuízo no desempenho da estabilidade dinâmica e no controle de freqüência do sistema de potência.

2.1. Medidas Adotadas Para Minimizar Os Impactos Das Plantas Eólicas

As medidas adotadas para mitigar os impactos geração de eólica para o desempenho do sistema foram as seguintes:

♣ A utilização de fontes adicionais de geração, especialmente para enfrentar a perda de geração eólica acontece no período imediatamente antes ou durante o período de carga parada.

♣ Definição de recursos para o controle da freqüência do sistema e controle do perfil de tensão.

♣ Definição de novos requisitos nos procedimentos de rede, a fim de garantir a segurança operativa do sistema.

♣ Definição de medidas preventivas para ser tomadas rapidamente em tempo real.

♣ Reforço da rede de transmissão e implementação de sistemas especiais de proteção em áreas críticas.

♣ Melhoria dos métodos e ferramentas de previsão de geração de energia eólica para minimizar a incertezas.

3.0 PRINCIPAIS ASPECTOS E PRINCIPAIS LIÇÕES APRENDIDAS RELACIONADOS COM A INTEGRAÇÃO DE CENTRAIS EÓLICOS NO SISTEMA ELÉTRICO INTERLIGADO BRASILEIRO

3.1. Processos De Leilões E Contratação

O modelo do setor elétrico vigente no Brasil estabelece que a comercialização de energia elétrica pode ser realizado tanto no Ambiente de Contratação Livre – ACL ou no Ambiente de Contratação Regulada – ACR. Este modelo tem como objetivo principal garantir a expansão da oferta de energia e manter o equilíbrio do mercado. Nesse sentido, espera-se que todo o mercado (carga) deve ser 100% contratada, e que toda a geração deve ser coberto pela garantia física de capacidade de produção dos projetos.

A ACL é um ambiente de negociação onde os consumidores "livres" podem comprar energia de produtores, como uma alternativa de suprimento a partir do utilitário local. Neste ambiente de contratação de energia elétrica, o consumidor negocia preço da energia diretamente com geradores e comerciantes, a escolha de seu fornecedor de energia. A compra de energia é feita através de contratos bilaterais. Por outro lado, no ACR, leilões públicos regulados pela ANEEL e operado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE são o principal mecanismo para compra das empresas de distribuição para adquirir energia para abastecer os seus consumidores cativos por meio da celebração de Contratos de Aquisição de Energia de longo prazo - PPA.

Cerca de ¾ da oferta de mercado é realizado por contratos do ACR, sendo quatro os tipos de leilões já realizados no Brasil: Leilões de Energia Existente - LEE, Leilões de Energia Nova - LEN, Leilões de Fontes Alternativas - LFA e Leilões de Energia de Reserva - LER. Leilões de backup visam aumentar a segurança e a garantia de fornecimento de energia elétrica para o sistema. Isto é realizado através da contratação para além do total de energia requerida pelos distribuidores.

No final de 2009, a energia eólica foi negociada pela primeira vez no ACR. Após 15 leilões realizados ao longo de seis anos, a capacidade eólica contratada atingiu 15,2 GW, com não mais de três anos para a maioria dos parques eólicos correspondentes para iniciar a operação comercial. Embora esta meta se mostrou viável para a construção de parques eólicos, várias dificuldades foram enfrentadas para fazer a expansão da rede devidamente planejado para permitir a integração dessas novas plantas disponíveis no mesmo período. Licenciamento ambiental, bem como as restrições legais aplicáveis à aquisição de produtos e serviços por empresas estaduais responsáveis pela construção dos ativos de transmissão, contribuiu principalmente para atrasar a implementação das instalações de transmissão, ou seja, subestações para servir como clusters (subestações coletoras) para a conexão dos parques eólicos e suas associadas linhas de transmissão. Isto resultou em frustração devido a uma série de parques eólicos prontos para produzir, mas não tem permissão para ser conectado à rede.

Como forma de mitigar esse problema de capacidade instalada que não pode ser conectada à rede e consequentemente despachada, melhorias na metodologia geral dos leilões de energia foram introduzidos em 2014, somente permitindo conexão de novas fontes de geração nos pontos de conexão pretendidos dentro das margens de transmissão existentes. Estes limites correspondem à capacidade restante - ou margem de potência - em cada ponto, determinado pelo ONS após análises em regime permanente (N e N-1) sob premissas rigorosas. Quatro leilões foram realizados sob as novas regras, a contratação de 4.285 MW de todas as fontes, incluindo 1.950 MW de eólica a ser implantado em 2017 e 2018.

Independentemente do modo de comercialização de energia, quer a ACL ou ACR, um gerador com um ponto de conexão na rede de transmissão deve seguir os procedimentos para acessar o sistema e contratar o seu uso. Os custos aplicados no Brasil, se baseiam no seguinte: o gerador paga para os ativos de seu uso exclusivo, necessárias para a sua conexão. Os reforços na rede de transmissão são pagos por todos os usuários.

Conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede, o processo de acessar o sistema de transmissão é composto por duas etapas básicas: o pedido de acesso e a emissão do relatório preliminar de acesso. O pedido de acesso é a exigência de que, acompanhada de dados, estudos preliminares de acesso e informações sobre o objeto empresa do acesso, deve ser apresentado pela empresa acessante ao ONS ou para a concessionária de transmissão. O documento que consolida e estabelece as condições de acesso é o relatório de acesso, na qual são consolidadas as avaliações da viabilidade técnica da solicitação de acessos ao SIN. É uma parte integrante do processo, o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST que estabelece as condições com o ONS para o seu acesso.

Contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e as respectivas condições de acesso, bem como de serviços ancilares também fazem parte das missões da ONS. As instalações de transmissão que compõem a Rede Básica são disponibilizadas ao SIN - por meio de Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST. O atual regulamento exige que a contratação de serviços de transmissão tem que ser feito por meio de contratos de transmissão: Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST, Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST e Contratos de Conexão, além de contratos para serviços ancilares. O CPST é assinado entre o ONS e empresas proprietários de ativos de transmissão da Rede Básica que os tornam disponíveis para as suas partes que acessam sob administração e coordenação do ONS. O CUST é assinado entre o ONS e o usuário do sistema de transmissão, visando a criação de condições para o uso do sistema de transmissão e a

remuneração dos agentes de transmissão. O CCT é assinado entre a empresa de transmissão e do agente, tendo ONS como interveniente.

3.2. Melhoria De Requisitos Técnicos Para A Integração De Geradores Eólicos

Os primeiros requisitos técnicos para a conexão de geradores eólicos incluídos nos Procedimentos de Rede do ONS foram desenvolvidos em 2004, quando ainda não havia uma expectativa mais realista do crescimento desta fonte na rede brasileira. Assim, essas exigências foram definidas de forma compatível com o grau de inserção para esta fonte nesse período. No entanto, com o aumento do nível de penetração da geração eólica na rede brasileira e, portanto, um potencial de maior impacto desta fonte no desempenho do sistema, tem-se verificado que os requisitos técnicos existentes necessitam de aprimoramento / ou outros novos requisitos devem ser estabelecidos.

As melhorias propostas sobre os requisitos técnicos mínimos para a integração de geradores eólicos no SIN, a fim de assegurar o seu funcionamento seguro e confiável foram desenvolvidos com base na experiência internacional e considerando as características do SIN, e contemplam:

- ⊗ Operação fora da frequência nominal (60 Hz);
- ⊗ Operação de tensão nominal;
- ⊗ Capacidade de abisorção de potência reativa no POC;
- ⊗ Geração de energia reativa e capacidade de absorção em condições de tensão da nominal;
- ⊗ Modos de Controle de operação no POC;
- ⊗ Desempenho em condições de baixa ou elevada tensão durante faltas na rede;
- ⊗ Injeção de corrente reativa adicional durante curtos circuitos;
- ⊗ Potência ativa durante perturbações;
- ⊗ Inércia sintética.

a) Operação de frequência nominal (60 Hz)

Este é um dos requisitos mais importantes para ser satisfeitas por turbinas eólicas, em particular num sistema elétrico com as características do SIN, onde a troca de grandes blocos de energia entre subsistemas é normalmente praticada, visando o aproveitamento ótimo da complementaridade das suas usinas hidrelétricas colocadas em várias bacias hidrográficas. A capacidade das unidades geradoras de suportar grandes variações em frequência que ocorrem durante a abertura de um elo de interligação, até que as ações promovidas por sistemas de rejeição de carga atuem (no caso de subfrequência) ou de corte de geração no caso de sobrefrequência, é de importância vital para a sobrevivência da área ilhada. O objetivo desta exigência é a de assegurar que os ajustes de proteções de frequência das turbinas eólicas não conduzam à sua desconexão prematura, que pode agravar o desempenho do sistema, resultando em colapso do mesmo. Assim, definiu-se como um requisito mínimo para a operação em condições de frequência off-nominal, as seguintes referências:

- ⊗ Desconexão instantânea permitida para a operação abaixo de 56 Hz;
- ⊗ Operação abaixo de 58,5 Hz para um tempo mínimo de 20 segundos;
- ⊗ Operação entre 58,5 e 62,5 Hz por tempo indeterminado;
- ⊗ Operação acima de 62,5 Hz por um tempo mínimo de 10 segundos;
- ⊗ Desconexão instantânea permitida em operação acima de 63 Hz.

b) Operação de tensão nominal

Os geradores eólicos devem operar nos seguintes intervalos de tensão nominal no ponto de conexão:

- ⊗ Operação contínua entre 0,90 e 1,10 pu, entre 0,85 e 0,90 pu durante 5 segundos e, entre 1.10 e 1.20 pu durante 2,5 segundos.

c) Capacidade de potência reativa no ponto de conexão (POC)

O requisito mínimo a seguir foi definido para geração e absorção de potência reativa com base na experiência internacional e considerando as características do SIN. Os parques eólicos capacitivos devem ter recursos para operar no POC com fator de potência indutivo ou capacitivo entre 0,95 capacitivo e 0,95 indutivo. Em condições em que os geradores não estão produzindo potência ativa, o parque de energia eólica deve ter recursos de controle para gerar ou absorver a energia reativa, de modo a proporcionar zero injeção e absorção no POC.

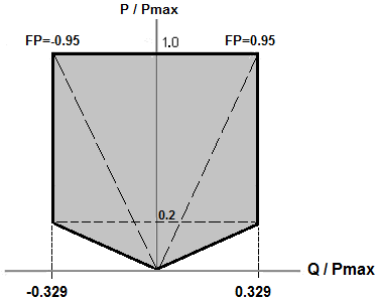

FIGURA 4 – Curva de capabilidade no POC

No ponto de conexão a fim de contribuir com a operação do sistema, o parque de energia eólica deve fornecer, se necessário, os recursos, como compensadores síncronos, reatores e SVC, para operar com do fator de potência em qualquer ponto na área mostrado na figura acima, incluindo o requisito mínimo para injeção nula de potência reativa no ponto de conexão mesmo na condição de ausência de vento acima do valor de corte.

d) geração de energia reativa e capacidade de absorção em condições off-nominais de tensão

O requisito mínimo a seguir foi definido para capacidade de geração e de absorção de energia reativa, na operação com tensão off-nominal no POC com base na experiência internacional n as características do SIN (figura 5).

e) Modos de Controle de Operação no POC

Parques eólicos devem ser capazes de operar em condição normal em três diferentes modos distintos de funcionamento: controle de tensão, controle de potência reativa e de controle de fator de potência. O modo de controle normal é o modo de controle de tensão na barra coletora do parque de energia eólica, e tem o objetivo de contribuir para o controle do perfil de tensão, dentro dos limites aceitáveis em condições normais ou de emergência.

Quando se opera no modo de controle da tensão, o parque eólico deve ser capaz de fornecer uma tensão controlável no seu ponto de ligação com uma tensão de referência ajustável entre 95% e 105% da tensão nominal e “droop” ajustável numa faixa de entre 2% e 7% com uma resolução de 0,5%.

Dependendo das necessidades do sistema, o parque eólico pode ser solicitado para operar no modo de controle de potência reativa ou modo de controle de fator de potência no ponto de conexão em qualquer um dos pontos acima mencionados, como mostrado na figura 6.

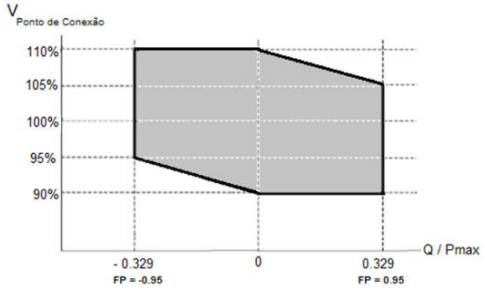

FIGURA 5– Geração e absorção da potência reativa em condições de tensão não nominais

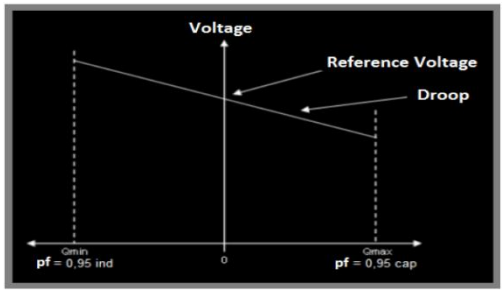

FIGURA 6 – Perfil da tensão do parque

f) “Low Voltage and Ride through fault capability”

Os seguintes requisitos mínimos foram definidos para a capacidade de “ride-through” de baixa e alta tensão com base na experiência internacional e considerando as características do SIN. Estes requisitos estão associados com o desempenho de geração eólica durante níveis de tensão causadas por curto-circuitos no sistema de potência, denominado “Low Voltage Ride Through Fault Capability”, como mostrado na figura 7. O gerador de energia eólica deve continuar a funcionar quando a tensão neste terminal está acima da curva de calibração. Por outro lado, é importante para garantir o pleno funcionamento em caso de sobretensão, como mostrado na mesma figura.

g) A injeção de corrente reativa adicional durante curto-circuitos

Atualmente, além da exigência de suportar tensões altas e baixas durante faltas sem se desconectar da rede, os aerogeradores devem contribuir para a injeção de corrente reativa para a melhorar a recuperação nos níveis de tensão, aproveitando as características dos recursos de eletrônica de potência de seus conversores.

O requisito mínimo a seguir foi definido para a injeção de corrente reativa durante faltas com base na experiência internacional e considerando as características do SIN. Quando submetido a variações de tensão transitórias, além de atender a exigência de ficar conectado durante o período descrito na característica “ride-through fault”, o gerador eólico deve ser capaz de fornecer suporte de tensão para a rede através de injeção adicional de corrente reativa para tensões abaixo de 85 %, e absorção adicional de corrente reativa para tensões acima de 110%. A instalação deve ser capaz de iniciar o fornecimento de energia reativa no prazo máximo de 30ms após a detecção de falhas. O ONS é responsável por definir o funcionamento deste recurso, incluindo a definição do valor de K (inclinação) a ser utilizado, considerando as características do sistema de potência. Este requisito é mostrado na Figura 8.

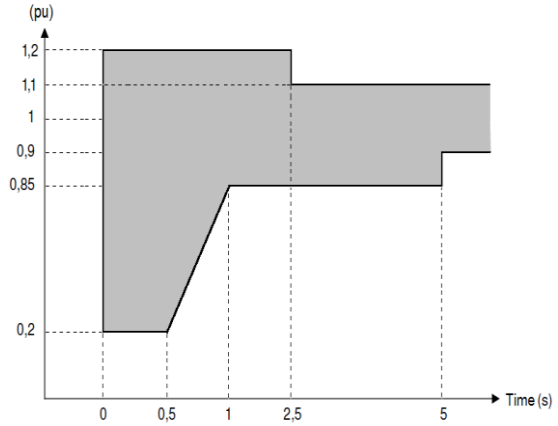

FIGURA 7 – Tensão terminal nos geraodres eólicos (low and high voltage ride through fault capability)

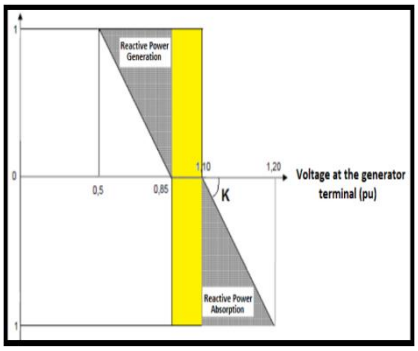

FIGURA 8 – Requisitos de injeção de potência reativa durante faltas

h) Potência ativa durante distúrbios

Centrais eólicos têm uma capacidade limitada para participar do controle de frequência. No entanto, a maioria dos procedimentos de rede incluem requisitos para a capacidade de controle de frequência. Os seguintes requisitos mínimos foram definidos para a produção de energia durante distúrbios com base na experiência internacional e considerando as características do SIN:

- ⊗ A potência ativa do gerador eólico deve ser restaurada para 85% do valor de pré-falta num tempo máximo de 4 segundos após a recuperação da tensão a 85% da tensão nominal.
- ⊗ É de responsabilidade do ONS definir a rampa de recuperação de potência ativa gerada, dependendo das características do sistema em que o gerador eólico está inserido.
- ⊗ Não pode haver redução na potência de saída na faixa de frequência entre 58,5 e 60,0 Hz para tensões no ponto de conexão da planta de geração eólica entre 0,90 e 1,10 pu.
- ⊗ É permitida redução da potência ativa de até 10% para frequências na faixa entre 57 e 58,5 Hz.

i) Inércia sintética.

Apesar dos grandes benefícios da introdução de eletrônica de potência em geradores eólicos, há a desvantagem de reduzir a inércia do sistema. No Brasil, particularmente nos subsistemas Nordeste e Sul, onde se espera uma elevada penetração de parques de energia eólica, esta característica representa uma grande ameaça para a segurança do sistema nos casos em que as perturbações podem causar grandes desvios de subfrequência. Tais eventos irão aumentar a probabilidade de atuação dos sistemas regionais de alívio de carga por subfrequência – ERAC.

Por outro lado, os novos aerogeradores de vento já possuem um controle sensível a frequência que comanda uma alteração na ordem de potência do conversor eletrônico, a fim de tornar possível a participação de parques eólicos na regulação primária do sistema, conhecido como inércia sintética. Desta forma, fazendo variar temporariamente a sua velocidade, uma parte da energia cinética do rotor da turbina de vento é convertida em energia ativa, contribuindo assim para o controle da frequência do sistema.

A partir destas considerações, o seguinte requisito foi definido para a capacidade de resposta de inércia sintética de novas turbinas eólicas a serem integradas ao SIN, com o objetivo de controlar a potência ativa gerada nas condições descritas abaixo.

Os geradores de parques eólicos com capacidade instalada superior a 10 MW devem ser equipados com controladores sensíveis de frequência de modo a emular inércia (inércia sintética) por meio da modulação transiente da sua potência de saída, e contribuir com pelo menos 10% da sua potência nominal, por um período mínimo de 5 segundos para períodos de subfrequência superiores a 200 ms. Esta contribuição deve ser retirada automaticamente se a frequência retornar ao seu valor nominal. A injeção inicial de potência ativa deve ser proporcional à mudança de frequência a uma velocidade mínima de 0,8 pu da potência nominal da turbina eólica para cada 1 hertz de desvio de frequência. O fornecimento total de inércia sintética deve estar disponível sempre que a potência ativa da turbina eólica é de pelo menos 25% da sua potência nominal. O tempo máximo de sustentabilidade do aumento de potência de 10% deve ser informado para níveis de potência inferiores a 25% da potência nominal da turbina eólica.

j) Controle Sobrefreqüência

Os geradores de parques eólicos com capacidade instalada superior a 10 MW devem ser equipados com controladores sensíveis a frequência, que promovam a redução da potência ativa gerada, quando em regime de sobrefrequência na faixa de 60,2 Hz a 62,5 Hz.

Esse controle deve ser do tipo proporcional com uma inclinação de 3% / 0,1 Hz da potência disponível na turbina eólica no momento.

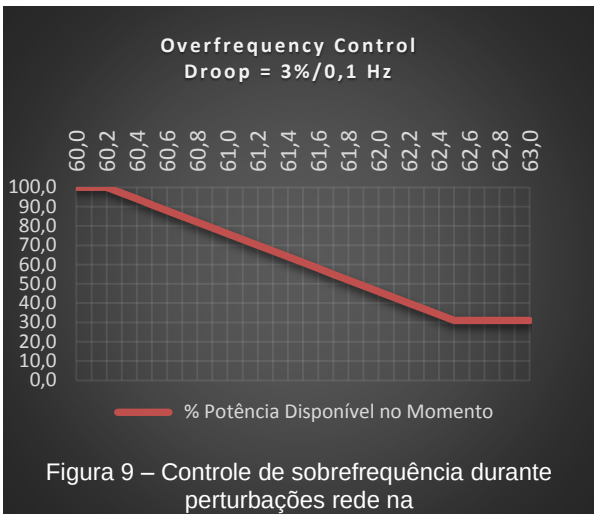

Figura 9 – Controle de sobrefrequência durante perturbações rede na

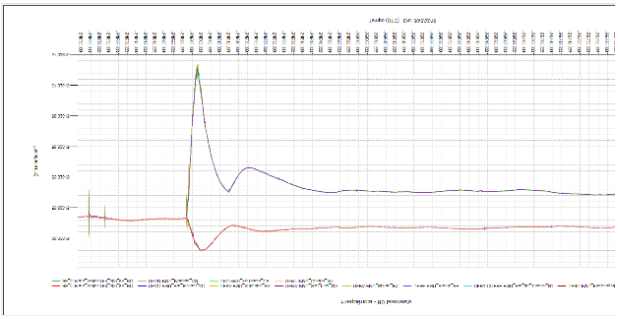

FIGURA 10 – Desempenho de frequência durante a perturbação, 30 de agosto de 2016 em 12:48

DESEMPENHO DOS GERADORES EÓLICOS DURANTE DISTÚRBIOS

Em 30 de agosto de 2016 ao 12h48min houve uma perda tripla das LTs de 500 kV entre as subestações Colinas e Miracema devido a incêndios florestais na região. Estas linhas fazem parte de um corredor, que pertence ao SIN chamado Interligação Norte-Sudeste. Considerando-se que o subsistema de N-NE era um importador no momento do evento, com a separação houve o acionamento do ERAC deste subsistema. Apesar da frequência mínima observada de ter atingido 57,48 Hz no subsistema de N-NE, nenhum parque eólico foi desligado do SIN devido à queda de frequência.

As usinas eólicas também podem causar impactos relacionados com a qualidade da energia e penetração harmônica no Ponto de Conexão (POC) e sobretensão causados por transitórios eletromagnéticos.

3.3. Ações Realizadas Pelo Operador Do Sistema

O ONS está desenvolvendo, em conjunto com fabricantes de turbinas eólicas um plano de ação para analisar e mitigar os problemas causados pela energia eólica, destacando-se:

- ⊗ Melhoria de modelos matemáticos para cada tipo de turbina eólica a ser aplicada nos estudos de sistemas de potência, especialmente simulações de transitórios eletromecânicos e transitórios eletromagnéticos.
- ⊗ Definição do termo de referência de estudos pré-operacionais relacionadas com a tensão e estabilidade dinâmica, controle de frequência do sistema de energia, qualidade de energia e penetração harmônica e fenômenos EMT.
- ⊗ Definição de uma lista de testes de campo para ser feita no POC antes na fase pré-operacional e na operação real.
- ⊗ Melhoria dos requisitos técnicos para turbinas e parques eólicos.
- ⊗ Melhoria dos métodos e ferramentas de previsão de geração de energia eólica.

3.4. Impacto Sobre Qualidade De Energia E Harmônica Penetração No Ponto De Conexão

Em relação ao impacto sobre a qualidade da energia e penetração harmônica no ponto de conexão, deve ser notado que os novos modelos do setor de energia elétrica em todo o mundo aplicada na maioria dos países já considerada uma responsabilidade sistémica completa ou parcial dos segmentos de geração, transmissão e distribuição. Cada segmento tem seu próprio grau de risco compartilhando a responsabilidade sistêmica entre o operador e agentes do sistema. A questão da distorção harmônica gerada por cargas não-lineares é um exemplo típico de atribuição de responsabilidades, uma vez que é normalmente produzida no segmento de geração, circula através do sistema de transmissão e redes de distribuição, até chegar ao consumidor final. O Operador do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS) não é o proprietário dos ativos de transmissão, mas é responsável pela gestão do desempenho do sistema de transmissão e os agentes devem seguir alguns requisitos específicos da rede.

Entre as suas responsabilidades no que diz respeito ao sistema elétrico, o ONS tem adotado meios de avaliação e controle do impacto e desempenho de instalações não-lineares sobre a qualidade da energia, a fim de manter os níveis de distorção harmônica no sistema de transmissão nos limites máximos predeterminados.

A metodologia atual, com base nos Procedimentos de Rede, especifica os requisitos, critérios e limites para mitigar a contaminação harmônica na grade. A análise do desempenho harmónica baseiam-se em estudos incluindo o

modelo de cálculo da rede externa de energia representada por uma área no plano de admissão chamado "locus" ou "locus de impedância harmónica" como mostrado na Figura 11.

De acordo com a Figura 12, o valor da distorção harmónica é determinado pela expressão (1):

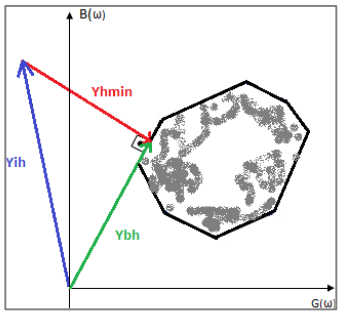

Figura 11 – Locus da impedância harmônica para obtenção da distorção harmônica

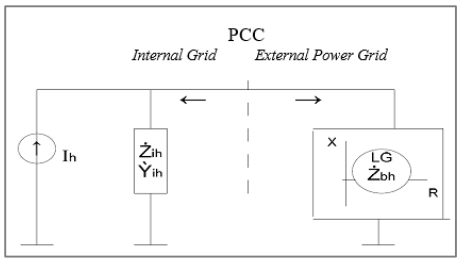

FIGURA 12 - Modelo utilizado para determinar a distorção harmônica

Dh = Ih / (Yih + Ybh) (1)
Onde:
Dh - A distorção harmônica de ordem h;
Ih - Norton valor atual equivalente a h ordem de rede interna;
Yih - valor da admitância equivalente da ordem h da rede interna;
Ybh - valor da admissão equivalente de rede elétrica externa que maximiza o cálculo do Dh.

Como resultado da aplicação da metodologia acima mencionado, filtros harmônicos podem ser necessários para alcançar os valores-limite de distorção de tensão harmônica como proposto no estudo de desempenho harmônico. A verificação complementar dos estudos teóricos que fazem parte do processo de qualidade são as campanhas de medição de harmônicas. Estas campanhas consistem em: medições de tensão harmônica no ponto de acoplamento comum antes e após o comissionamento da planta de energia; medições de correntes harmônicas nos terminais geradores após o comissionamento da planta; e, dependendo de algumas situações, a monitoramento contínuo de distorção harmônica da tensão no ponto de acoplamento comum, antes da aplicação dos filtros.

Pode-se destacar que esta mesma base de referência é aplicada a todos os agentes ligados ao sistema de transmissão (geradores, distribuidores e consumidores livres), bem como os agentes que possuem instalações de transmissão com características não lineares (conversores: HVDC, SVC, etc.).

Os muitos anos de atividades do Operador Sistema Brasileiro sobre esta questão têm sido, em geral, uma experiência positiva. No entanto, há algumas perguntas feitas pelos agentes de geração, argumentando que a metodologia de avaliação ainda é conservadora, principalmente porque a maioria das instalações têm filtros necessários, e dessa forma incorrendo em custos adicionais para os agentes.

Finalmente, há muitas abordagens diferentes para enfrentar este problema, uma de uma maneira preventiva como a adotada pelo ONS e o outra corretiva em que medidas de mitigação são adotados apenas em caso de problemas ocorrerem durante a operação. O ONS considera que a abordagem atualmente aplicada ao sistema elétrico se adequa ao ambiente brasileiro. O operador mostrou solícito para analisar e verificar a viabilidade de implementar uma sólida experiência ou até mesmo sugestões para melhorar o processo de qualidade.

3.5. Impactos da Energia Eólica na Operação em Tempo Real

Como uma fonte difícil de previsão a curto prazo, junto com uma característica de alta variabilidade, as ações para controle de tensão e equipamentos de controle de carregamento, tais como manobras em bancos de capacitores e reatores, comutação, absorção e injeção de potência reativa através de unidades geradoras, a potência ativa em parques eólicos devem ser tão rápidos quanto possível. Portanto, os sistemas de controle de energia ativa e reativa, devem ser devidamente disponíveis em todos os parques eólicos. Estes dois aspectos têm consequências diretas para a análise de intervenções, controle de carga e de tensão, bem como sobre o fluxo entre regiões ou subsistemas.

3.6. Previsão De Vento

Atualmente, o ONS usa duas previsões de vento em operação em tempo real: uma emitida pelo Programa de Geração de Diário, desenvolvido no dia anterior, e um entregues a cada 6 horas por uma terceirizada empresa. O cálculo de ambas as previsões leva em conta cada conjunto de parques eólicos. Desta forma, várias agregações podem ser tomadas de acordo com a área a previsão desejável: um parque eólico particular, uma área elétrica ou de uma região, com intervalos de 30 minutos. Um sistema de gestão de previsão ajuda o operador a tomar decisões em tempo real baseadas em uma melhor previsão. Este sistema tem também a capacidade de apresentar uma melhor tendência de outras medidas, tais como carga, despacho térmico e hidro.

3.7. Controle de Gestão de Desligamentos

Uma das questões mais importantes para a análise de intervenção é a forte influência da quantidade de previsão de geração de energia eólica. Atualmente, o ONS recebe previsões das usinas de geração próprias, bem como de uma empresa especializada contratada para esta finalidade. Estas previsões são entradas para um processo de pré-operação, para o pessoal de planejamento de intervenções, e para a sala de controle. Devido ao aumento da penetração da geração eólica, algumas intervenções que costumavam ter lugar durante o período de carga leve foram transferidas para o período de carga média para evitar a limitação geração. Obviamente, todos os critérios estabelecidos nos procedimentos de rede associados à segurança operativa são cumpridos.

Para as intervenções que levam à limitação de geração para um grande número de plantas de energia eólica, uma potência máxima de geração é definida para cada planta durante o período de intervenção, a fim de evitar a sobrecarga nos ativos de transmissão. Este limite geração é calculada proporcionalmente à capacidade instalada de cada usina de energia eólica. Adicionalmente, em casos específicos, tem sido estudado sistemas especiais de proteção, para evitar a limitação da geração nestes casos.

3.8. Controle dos Limites de Carregamento de Linhas e transformadores

Motivada pela antecipação da operação comercial de algumas usinas e por atrasos na integração de novas linhas de transmissão, as ações de controle de potência ativa em parques eólicos são muitas vezes necessárias, a fim de evitar a sobrecarga em ativos de transmissão. Em caso de sobrecarga do equipamento, ONS solicita os parques eólicos com influência sobre a sobrecarga específica para reduzir a geração de energia ativa. Como exemplo, é citado um caso regional Igaporã / Pindaí da subestação, localizada no oeste da Bahia, que conta com uma capacidade instalada total de 1.050 MW, com um único circuito de 230 kV – com um limite de 1.684 A (ou 670 MW) conectando essas subestações para a rede principal. Quando o fator de capacidade dos parques eólicos conectados a essas subestações atinge cerca de 64%, a linha tem os seus limites de carregamento violados. A medida de controle é feita pelo ONS é reduzir a geração de energia nestas plantas para evitar a sobrecarga.

A Figura 13 mostra uma redução na geração que foram tomadas para evitar a sobrecarga do circuito de 230 kV Igaporã II / Bom Jesus da Lapa.

Outro exemplo de limitação de energia eólica, a fim de minimizar os problemas de subtensão no sistema do sul do Rio Grande do Sul, quando contingência do 525 kV Povo Novo - Nova Santa Rita TL em configurações de transferência de alta energia do Uruguai para o Brasil (via Conversora de Frequência de Rivera 50 MW e conversora de frequência Melo 500MW) e de elevada geração em parques eólicos no sul do Rio Grande do Sul, deve ser limitado o fluxo de potência do 525 kV Nova Santa Rita - Povo Novo TL. Para controlar esse fluxo, as seguintes medidas operacionais devem ser usados prioritariamente:

1. Redução da energia recebida do Uruguai via Conversora de Frequência de Melo e Rivera.

2. Redução da geração das usinas eólicas conectadas ao 138 kV da subestação, ao 69 kV da subestação de Quinta SB, ao 525 kV da subestação Santa Vitória do Palmar e à subestação Livramento 2, proporcionalmente à capacidade instalada de cada parque.

Vale ressaltar que, com a entrada em funcionamento do novo parque eólico um Sistema de Proteção Especial (SEP) será implementado, que vai comandar o corte automático da geração eólica na citada contingência. Este SEP também inclui parques eólicos existentes, a fim de evitar a restrição de geração na rede específica condições.

3.9. Controle De Tensão

De acordo com os Procedimentos de Rede, os parques eólicos devem fornecer os recursos necessários para operar com fator de potência indutiva ou capacitiva no POC (Ponto de Conexão). Quando a velocidade do vento está abaixo da velocidade de “cut in”, as usinas devem fornecer à rede sua capacidade total de geração ou de absorção de potência reativa, observando-se o requisito mínimo para fornecer injeção ou nula absorção no POC. As usinas eólicas também devem ser capazes de operar em três modos diferentes: controle de tensão; controle de potência reativa e de controle de potência ativa. Neste sentido, em tempo real, o ONS solicita a absorção de potência reativa pelos vários parques eólicos ligados à rede.

A Figura 14 mostra o uso de recursos de potência reativa nas usinas em Livramento e Santa Vitória do Palmar para controle do perfil de tensão na rede. Estes recursos são essenciais para manter os níveis de tensão dentro dos limites operacionais de cada período de carga ou para a otimização do perfil de tensão, melhorando o desempenho da rede em caso de falhas.

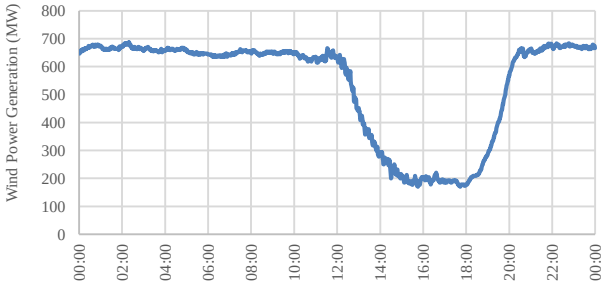

Figure 13 – Controle da potência nas fazendas eólicas de Igaraporã II-Pindaí II para evitar sobrecarga na transmissão

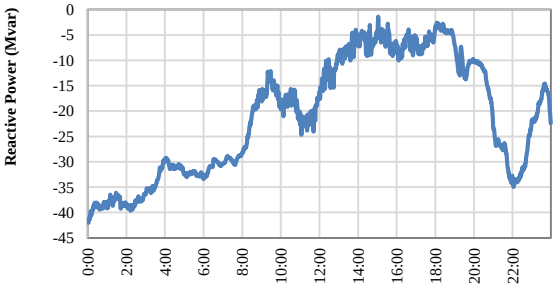

Figure 14 – Uso dos recursos de potência reativa em fazendas eólicas

4.0 CONCLUSÕES

O aumento significativo na penetração da geração eólica no Sistema Interligado Nacional, que terá lugar nos próximos anos é um grande desafio para o ONS. Os requisitos de conexão para esta fonte de geração devem assegurar o controle de frequência e de tensão do sistema como um todo, bem como a capacidade dos geradores eólicos em resistir aos impactos provocados na rede, em consonância com os padrões e limites estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Para atingir esse objetivo, os procedimentos de rede devem ser mantidos sob constante revisão, atualização e complementação.

As principais conclusões e observações sobre o sistema interligado brasileiro de energia, incluindo os resultados obtidos, as melhorias nos requisitos de código de rede e as perspectivas que se refere à integração de usinas de energia eólica, a fim de manter a segurança e o desempenho do sistema de energia são apresentados abaixo.

a) Os impactos da geração de energia eólica na segurança operativa deve ser avaliada considerando os efeitos no tempo e no espaço. No contexto temporal, as consequências de desequilíbrios de carga e de geração na escala de operação (minutos a horas) deve ser considerada. Na dimensão do espaço, consequências locais e sistêmicos deve ser avaliada.

b) ONS propôs melhorias sobre os requisitos técnicos mínimos para a integração de turbinas eólicas no SIN, a fim de assegurar o seu funcionamento seguro e confiável considerando os seguintes aspectos:

⊗ Operação fora da frequência nominal (60 Hz), operação de tensão nominal, capacidade de potência reativa no POC, geração de energia reativa e capacidade de absorção em condições de tensão da nominal, modos de Controle de operação no POC, “Low and High Voltage Ride Through Fault Capability”, injeção de corrente reativa adicional durante curtos circuitos, potência ativa durante perturbações e, inércia sintética.

Com base na experiência de países como a Espanha, Portugal e Alemanha, e com base na projeção da capacidade de geração eólica para os próximos anos no Brasil, o sistema provavelmente terá de enfrentar mais limitações na produção de energia eólica em operação em tempo real, a fim de atender aos limites e restrições da Rede Básica na rede principal. Para que isso ocorra corretamente e com segurança, as centrais de energia eólica devem ter o controle conjunto da potência ativa, de modo que as ações são tomadas na hora certa e de forma adequada.

c) Plantas eólicas podem causar impactos relacionados com a qualidade da energia e penetração harmônica no Ponto de Conexão (POC) e sobretensões causadas por fenômenos de transitórios eletromagnéticos e um tratamento adequado deve ser dado.

5.0 REFERENCIAS BIBIOGRÁFICAS

[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] Gomes, P., Martins, A.C.B., Zani, C.R., Sardinha, S.L.D.A., “Integration of Wide-Scale Renewable Resources into the Power Delivery”, (Cigré IEEE PES Symposium, Calgary, Canada, 2009)

[3] Gomes, P., Sardinha, S.L.D.A., Peres Jr, RG, Zani, C.R., Ferreira, L.E.S, Ribeiro, C., “Balancing Generation Considering Transmission Constraints and Distributed Generation in Brazil”, (Cigré International Symposium, Recife, Brasil, 2011).

[4] IEA Report “Design and Operation of Power Systems with large amounts of Wind Power” - Final report, Phase One, 2006.

[5] Wang, L., Singh, C., Kusiak, A., “Wind Power Systems - Applications of Computational Intelligence”, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010.

[6] 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.

[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, 2014”.

[10] Transmission Code 2007 - Network and System Rules of the German Transmission System Operators.

[11] Sardinha, S.L.D.A, Cisneiros, S.J.N, Botelho, M.D.J., Gomes, P., Brasil, D.O.C, Medeiros, F.D.C., Bianco, A., Quintão, P.E.M.,Barbosa, A.D.A., Medeiros, A.D.R, “Improvement of Technical Requirements for Connecting Wind Plants in the Interconnected Power System”, paper C2-102, 2016 CIGRÉ Session, Paris, France.

[12] P. Gomes, S. Sardinha, A. Torres, Y. Freitas & others – “An overview of this issues regarding the integration and operation of wind power plants in the Brazilian Interconnected Power System” – 15th Wind Integration Workshop – Vienna, Áustria, 15-17 Nov, 2016.

6.0 DADOS BIOGRAFICOS

Paulo Gomes - Graduado em Engenharia Elétrica pela UEG (1973), mestrado pela EFEI (1976), doutorado - UNIFEI (2001). Pós-doutorado em Engenharia Elétrica - COPPE (2016). Em 1995 concluiu o MBA em Administração pela FGV -RJ e, em 2008 o MBA Capacitação em Aspectos Institucionais do Setor Elétrico Brasileiro pela - PUC/RJ. Iniciou sua carreira em 1972 na ELECTRA - ELETROTÉCNICA CONSULTORIA E PROJETOS. Na ELETROBRÁS (1974-1996) exerceu diversos funções e cargos. Participou e coordenou diversos Grupos de Trabalho do GCOI. Em 1996 fundou a POWER SYSTEM SECURITY & QUALITY - PSQ, tendo prestado serviços de consultoria a diversas empresa nacionais e internacionais. Em 1999 ingressou no ONS. Atualmente é Assessor da Diretoria de Planejamento e Programação da Operação. Foi representante brasileiro do SC-C2 (Operation & Control) da CIGRÉ e coordenador do Comitê de Estudos C2 (Operação e Controle) da CIGRÉ-Brasil (2006 - 2014). Foi "Special Reporter" nas Sessões Bienais de 2008 e 2014, em Paris.Recebeu o "Technical Committee Award", em 2012 e o prêmio de “Distinguished Member” do CIGRÉ em 2014.. É professor associado da UERJ. No âmbito do GO15,no qual participam os maiores Operadores de Sistemas Elétricos no mundo, é coordenador do Comitê # 2 (Grid for Reliability and Security).