



**XXIV SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GPL/20

22 a 25 de outubro de 2017  
Curitiba - PR

**GRUPO - VII**

**GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

**VARIABILIDADE DO RECURSO EÓLICO E POSSÍVEIS IMPACTOS NO SIN**

**SOUZA, G.B.H.D (\*)**  
EPE

**LOPES, J.C.**  
EPE

**ROSA, F.A.F.**  
EPE

**RESUMO**

Este trabalho analisa a variabilidade, em intervalos de 10 minutos e de 1 hora, da geração eólica na região Nordeste do Brasil. Verifica também a frequência e duração dos períodos de baixa geração (calmarias) e o efeito da dispersão geográfica da geração eólica através de simulações da geração baseadas em medições anemométricas realizadas em parques eólicos entre janeiro de 2012 e dezembro de 2015, visando ressaltar seus possíveis impactos no planejamento e na operação do sistema.

Os resultados apresentados mostram a importância da distribuição espacial dos parques eólicos na atenuação da variabilidade e da calmaria da fonte. A redução da variabilidade foi observada com a diminuição de uma máxima variação, em intervalos de 1 hora, de 29% da potência simulada para a configuração com parques na Bahia, Ceará e Rio Grande do Norte, para uma máxima variação de 22% da potência simulada para uma configuração com maior dispersão geográfica incluindo parques na Bahia, Ceará, Pernambuco, Piauí e Rio Grande do Norte. Para essas configurações obteve-se uma redução da calmaria de 25 ocorrências de geração até 5% da potência instalada para somente 3 ocorrências na configuração com maior dispersão geográfica. Também foi observado um efeito positivo na disponibilidade da geração e no seu valor de potência graças à dispersão geográfica. Esse ganho foi de em média 6% da capacidade instalada em geração entre as probabilidades acumuladas de 5% e 95%, quando comparadas as configurações mais e menos dispersas geograficamente.

**PALAVRAS-CHAVE**

Energia Eólica, Variabilidade, Dispersão Geográfica, Calmaria

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O aproveitamento da energia eólica como uma opção de diversificação e abastecimento da matriz elétrica brasileira vem ganhando cada vez mais destaque. A fonte era praticamente inexistente em 2006, mas foi capaz de atingir 10 GW instalados em 2016 (6,5% da capacidade do país) (1), com perspectivas de uma capacidade de 24 GW instalados até 2024 (2). Contudo, ainda não há um completo conhecimento das características da geração eólica, principalmente quando os parques adicionados ao Sistema Interligado Nacional (SIN) estão instalados em locais com diferentes características de vento.

A fonte eólica, quando vista no longo prazo e como recurso energético pode mostrar-se menos variável, mais previsível e menos incerta que a fonte hídrica, igualmente condicionada por fenômenos climáticos, fato observado pelos índices eólicos em comparação com a Energia Natural Afluyente das mesmas regiões. A Figura 1 ilustra o caso comparando a Energia Natural Afluyente (ENA) da região Nordeste (3) com a densidade energética do vento na região Nordeste (4) entre janeiro de 2012 e dezembro de 2015, onde o valor 100% corresponde à média do período.

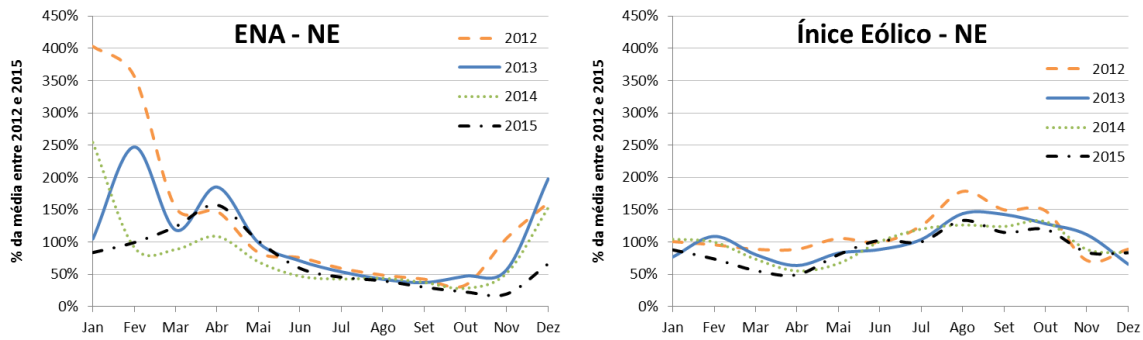


FIGURA 1 – Energia natural afluyente e índice de energia do vento no Nordeste do Brasil (3,4)

No entanto, quando parques eólicos são vistos como fonte de potência destinada ao atendimento da demanda elétrica instantânea, não é incomum observar uma grande variação da geração proveniente da impossibilidade de controlar ou armazenar o recurso eólico em sua forma natural. Ver Figura 2.

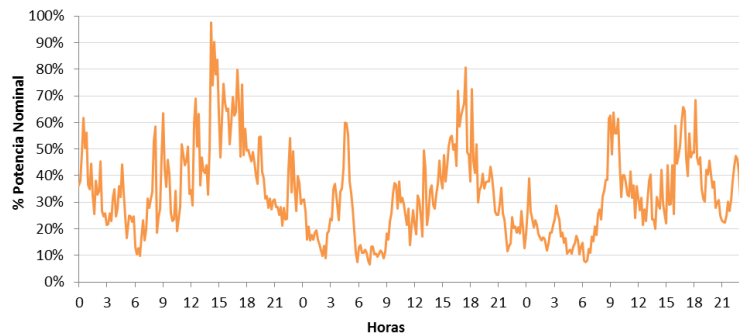


FIGURA 2 – Geração simulada, de três dias em setembro de 2015, de um parque eólico na região Nordeste

Portanto, é de suma importância estudar o comportamento do recurso eólico com o intuito de conhecer os possíveis impactos da variação do recurso no atendimento da carga, no planejamento de curto e longo prazo da expansão da oferta de energia, na programação da operação do sistema e no dimensionamento da reserva de potência para controle da frequência e *back up*.

## 2.0 - METODOLOGIA

Com base nas médias de 10 minutos da velocidade de vento, temperatura, umidade relativa e pressão atmosférica medidos nas estações anemométricas dos parques eólicos vencedores dos leilões promovidos pelo Ministério de Minas e Energia (MME), e com base nas curvas de potência dos modelos de aerogeradores usados nesses parques, estima-se a geração de um único gerador posicionado no local das medições. Admite-se que a geração assim calculada e escalonada pelo número de máquinas instaladas no parque é representativa da geração de todo o parque eólico.

A comparação com os registros da geração horária de parques em operação comercial indicou que um desconto entre 2% e 4%, a título de perdas, produz, como média geral dos parques, resultados mais próximos da real produção mensal de energia. Porém, o ajuste do desconto pela energia produzida em um mês acaba por reduzir a geração máxima instantânea simulada para compensar registros errôneos, limitações de potência ou saídas de máquina, forçadas ou programadas, que ocorrem no cotidiano de um parque eólico. Nessa situação, optou-se por desconsiderar qualquer perda de energia nas simulações apresentadas neste trabalho.

Como as medições realizadas nas estações anemométricas da base de dados são sincronizadas, isto é, todas obedecem à referência horária de GMT-3, o resultado da soma simples da geração simulada de cada um dos parques fornece o resultado total da geração eólica da região sem eventuais erros de descasamento da geração. Este fato se torna relevante, pois o descasamento entre as gerações de múltiplos parques poderiam indicar uma falsa atenuação das variações de geração, como, por outro lado, uma exagerada variação da geração, onde ambos os casos não indicariam a realidade dos impactos do recurso eólico no sistema elétrico brasileiro.

Para este trabalho foi considerada apenas a geração dos parques eólicos instalados na região nordeste do Brasil cujas medições anemométricas foram iniciadas até 01/01/2015 e que estavam atualizadas e consolidadas até 31/12/2015. Vale destacar que a medição estar atualizada quer dizer estar disponível na base de dados. Já a consolidação é um processo onde são aplicadas técnicas de *measure-correlate-predict* (MCP) (5) para eventuais

preenchimentos de falha ou ausência de medição, de forma a ter disponíveis as medições para todo o período de análise.

As simulações abrangem o período de janeiro de 2012 até dezembro de 2015, ao longo do qual a potência simulada passou de 1.293 MW em 2012 para 1.981 MW em 2013. Ambas as configurações apresentavam parques situados na Bahia, Ceará e Rio Grande do Norte. No ano seguinte a potência passou para 3.449 MW em 2014, englobado parques em Pernambuco e no Piauí, e, por final, 4.462 MW em 2015, caracterizando quatro “configurações” espaciais diferentes do conjunto eólico da região Nordeste.

Os resultados, mostrados no item seguinte, foram obtidos por simulação da geração dos parques eólicos em operação ou em processo de instalação, conforme metodologia descrita, a partir das medições de torres anemométricas mantidas na base de dados do Sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA) localizado na Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Os resultados excluem, portanto, os parques eólicos do PROINFA e os parques negociados no mercado livre que não enviam medições ao AMA.

### 3.0 - RESULTADOS

Dos resultados da simulação da geração dos parques eólicos foram registradas as potências máxima e mínima simultâneas do conjunto dos parques eólicos da região Nordeste, assim como as variações de potência entre intervalos de 10 minutos, a duração e a frequência dos períodos de calmaria (baixa geração) e índices estatísticos da disponibilidade da geração eólica. Exceto os períodos de calmaria, expressos em horas, todos os demais resultados são expressos como percentual da potência simulada.

#### 3.1 Sazonalidade e Variação Interanual

Analisando o histórico do recurso eólico de 2012 até 2015 pode-se considerar que, até o momento, nos meses de junho a outubro costumam ocorrer os ventos de maior velocidade, mas raramente em velocidade suficiente para provocar o desligamento temporário de unidades geradoras por ação da proteção (*cut-out*). Tal característica é bastante relevante, pois se pode planejar para contar com este “reforço” de geração sem precisar considerar a possibilidade de “vertimento” do recurso e conseqüente ausência de geração. Essa característica de maior recurso entre junho e outubro ganha ainda maior importância devido à coincidência com o período seco do Sistema Interligado Nacional (SIN) (6). Por outro lado, são entre novembro e maio que ocorrem as condições menos favoráveis à geração eólica. Ver Figura 3.

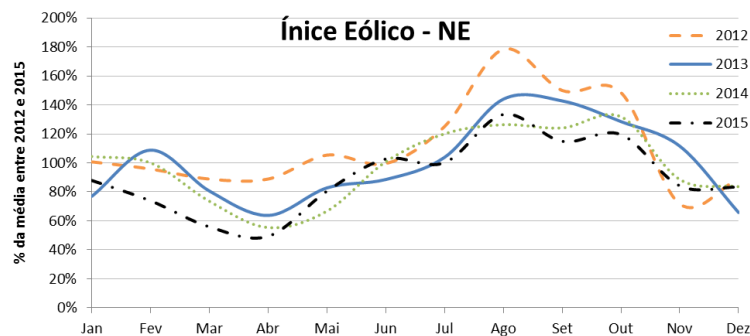


FIGURA 3 – Índice histórico da densidade de potência dos ventos no Nordeste

De 2012 para 2015 a densidade de potência anual média<sup>1</sup> na região Nordeste reduziu-se de um máximo observado de 493 W/m<sup>2</sup> (11,9% acima da média dos anos) para 399 W/m<sup>2</sup> (9,6% abaixo da média dos anos) em 2015, ano mais desfavorável para a geração eólica observado no curto período de histórico disponível. Ver Figura 4. O coeficiente de variação anual<sup>2</sup> no período foi de 8,9%, bastante inferior aos 30% encontrados para a ENA do Nordeste para o mesmo período de avaliação. Tal fato evidencia um trade-off de confiabilidade do recurso eólico como fonte primária de energia, que apesar de não poder ser armazenada ou controlada em sua forma natural, possui uma variação anual relativamente baixa.

<sup>1</sup> De dimensão W/m<sup>2</sup> e calculada pela expressão  $DP = 0,5 \cdot p \cdot v^3$

<sup>2</sup> Desvio padrão sobre a média ( $\sigma/\mu$ )

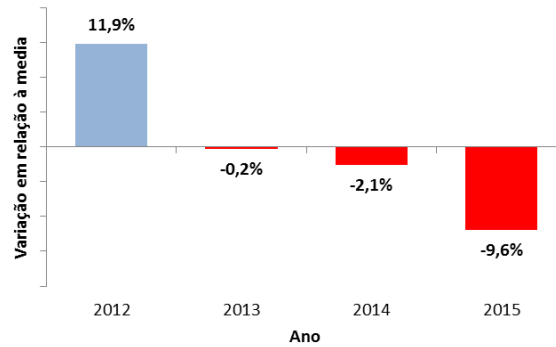


FIGURA 4 – Variação anual da densidade de potência no Nordeste

### 3.2 Amplitude e frequência das variações de potência e a influência da dispersão geográfica

Várias referências internacionais indicam que há pelo menos dois fatores mais relevantes que determinam a frequência e a amplitude das variações de potência, sendo a própria disponibilidade do recurso primário, algo de certa forma evidente, e a dispersão geográfica dos parques eólicos (7-9).

Para avaliar as variações de potência, foram usados os dados dos parques eólicos da região Nordeste (localizados na BA, CE, PE, PI e RN) no período de janeiro a dezembro de 2015, totalizando 4.461 MW. A geração eólica foi simulada tanto em intervalos de 10 minutos quanto em intervalos horários, verificando-se que entre intervalos de 10 minutos, as maiores variações tiveram amplitude em torno de  $\pm 380$  MW ( $\pm 8,5\%$  da potência nominal). Do conjunto de variações de geração, 94% tiveram amplitude entre 2% e -2% da potência nominal, apresentando um desvio das variações de 1,2% da potência nominal. Já para a avaliação em intervalos de 1 hora, observaram-se máximas variações de geração de +985 MW e -647 MW (22% e -14% respectivamente da potência nominal). Verificou-se que 94% dessas variações tiveram amplitude entre 7% e -7% da potência nominal, apresentando um desvio das variações de 3,9% da potência nominal. Ver Figura 5. Cabe ressaltar que as máximas variações são muito pouco frequentes, ocorrendo em menos de 0,06% das observações para o intervalo de 1 hora, e em menos de 0,01% das observações para o intervalo de 10 minutos.

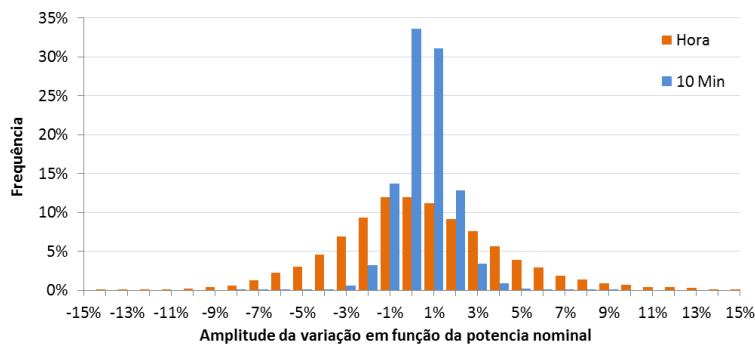


FIGURA 5 – Frequência e amplitude das variações de potência para o conjunto de 4.461MW em 2015

O efeito da dispersão geográfica foi analisado simulando-se o ano de 2015 com quatro configurações diferentes de parques eólicos contemplando vários estados do Nordeste do Brasil: 1.292 MW (BA, CE e RN), 1.981 MW (BA, CE e RN), 3.448 MW (BA, CE, PE, PI e RN) e 4.461 MW (BA, CE, PE, PI e RN). Conforme se pode observar nas Figuras 6 e 7, a dispersão geográfica do recurso eólico gera ganhos na redução das máximas (e mínimas) variações, tanto em intervalos de 10 minutos, quanto em intervalos de 1 hora, além de reduzir o desvio padrão das variações de geração, aumentando a concentração das variações de até 1% da potência instalada (78% das amostras na configuração de 4.461 MW contra 63% na configuração de 1.292 MW).

Curiosamente as variações negativas de potência (reduções de geração), em praticamente todas as configurações e intervalos observados, são menores que as variações positivas. Essa é uma observação que tem consequência importante: as variações positivas, embora mais amplas, não demandam capacidade de *ramp up* das usinas despacháveis.

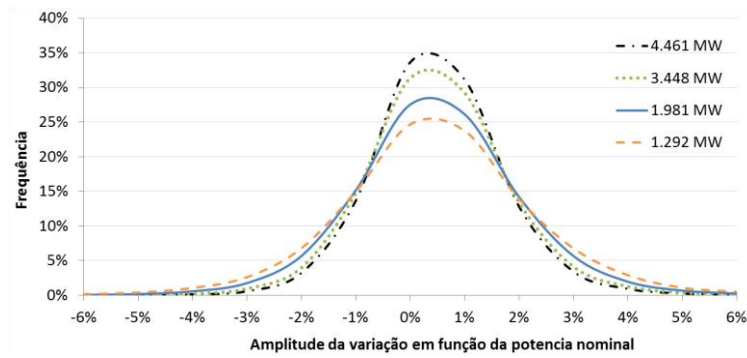


FIGURA 6 – Frequência e amplitude das variações de potência por configuração a cada 10 minutos para 2015

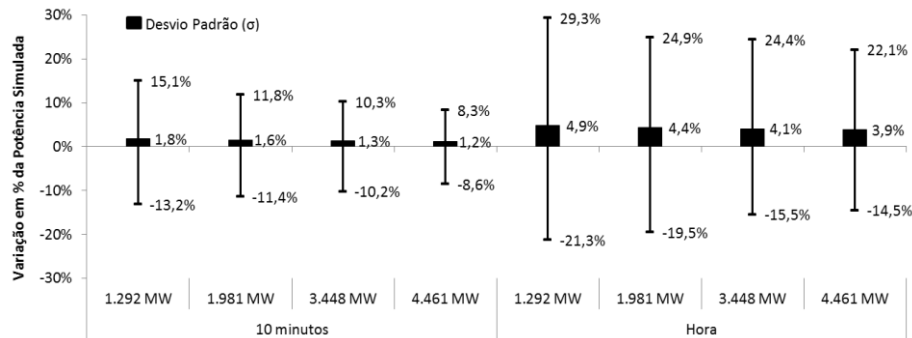


FIGURA 7 – Desvio padrão, máxima e mínima amplitude das variações de potência por configuração para 2015

O efeito da dispersão geográfica não é só positivo na redução das variações de geração, mas também no aumento da disponibilidade. A Figura 8 mostra a probabilidade acumulada da geração simulada para as 4 configurações estudadas. Nela pode-se observar o aumento de disponibilidade com a dispersão geográfica. Esse ganho é, em média, de uma geração proporcionalmente maior de 6% da capacidade instalada entre as probabilidades acumuladas de 5% e 95% para as configurações extremas.

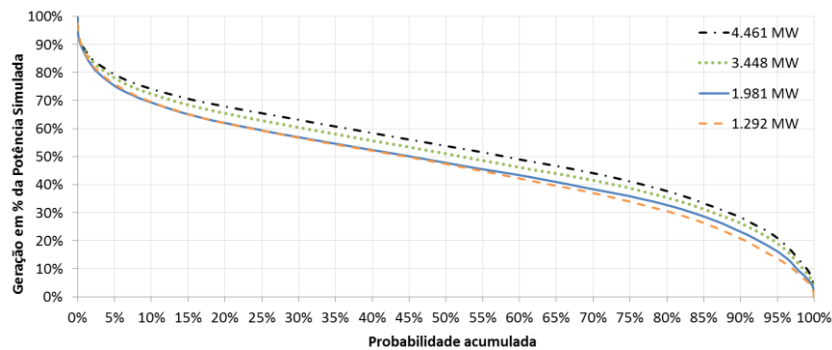


FIGURA 8 – Probabilidade acumulada da geração por configuração para 2015

Da Figura 8 podem ser obtidos os valores de probabilidade acumulada por nível de geração para as 4 configurações analisadas, contudo, para explicitar melhor os resultados e na tentativa de esboçar um índice estatístico de disponibilidade da geração eólica, a Tabela 1 foi consolidada com os valores de probabilidade acumulada de maior interesse.

Tabela 1 – Probabilidade acumulada da geração por configuração para 2015

Configuração	Probabilidade acumulada	5%	10%	25%	50%	70%	90%	95%
4.461 MW	Geração % da Potência Instalada	80%	74%	65%	54%	44%	28%	21%
3.448 MW		78%	72%	63%	51%	41%	26%	20%
1.981 MW		76%	69%	59%	48%	38%	23%	16%
1.292 MW		76%	70%	59%	47%	37%	21%	14%

### 3.3 Duração e frequência das calmarias

A duração dos períodos de calmaria é aqui considerada como o tempo em que a potência gerada pelo conjunto de parques eólicos não supera 20% da potência total simulada.

Analisando a configuração mais recente de parques eólicos, de 4.461 MW nos estados da Bahia, Ceará, Pernambuco, Piauí e Rio Grande do Norte, para o período entre janeiro e dezembro de 2015, observou-se um máximo de 69 horas consecutivas para uma geração inferior a 20% da potência instalada e somente um máximo de 5 horas consecutivas para uma geração inferior a 5% da potência instalada. Ambas as ocorrências aconteceram em abril, condizente com o período do ano de menor geração de acordo com o histórico (ver Figura 3).

As calmarias mais intensas, que reduziram a geração de todo o conjunto de parques do Nordeste a menos de 5% da potência total simulada, foram muito poucas, somente três ocorrências com duração igual ou superior à uma hora. Ver Figura 9.

Calmarias menos intensas, que reduziram a geração eólica no Nordeste a um máximo de 20% da potência simulada ocorreram 58 vezes, três delas com duração igual ou superior a 24 horas consecutivas, e 13 com duração entre 12 e 24 horas consecutiva. Ver Figura 9.

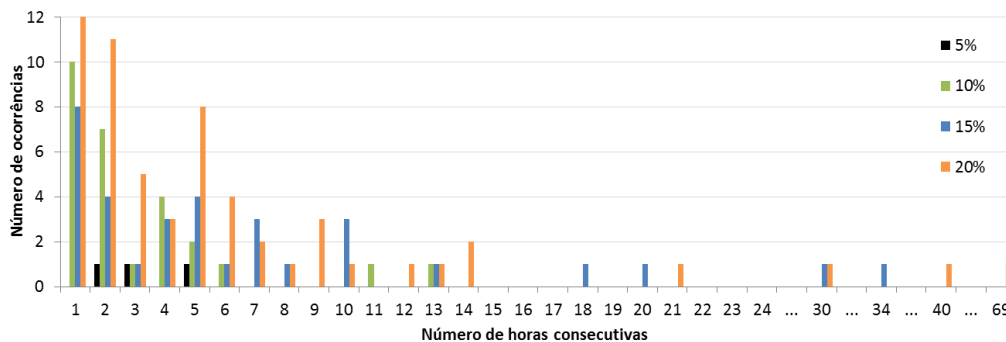


FIGURA 9 – Frequência e duração das calmarias para a configuração de 4.161 MW em 2015

Novamente a dispersão espacial dos parques eólicos se revela eficaz para reduzir tanto o número de ocorrências quanto a duração das calmarias. A Tabela 2 mostra os resultados da simulação do ano de 2015 com duas configurações diferentes, da qual se destaca a redução da duração máxima das calmarias para 5% e 10% das gerações simuladas.

Tabela 2 – Frequência e duração de calmarias para duas configurações com dispersão geográfica distinta

Configuração	1.292 MW (BA, CE e RN)			4.461 MW (BA, CE, PE, PI e RN)		
	5%	10%	15%	5%	10%	15%
Nº de ocorrências	25	43	95	3	27	33
Duração máxima (horas)	11	29	39	5	13	34

Vale registrar que ambas as configurações simuladas apontaram como crítico o mês de abril de 2015, onde tanto as calmarias mais prolongadas, quanto as mais severas, até 5% da potência simulada, ocorreram.

### 4.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho analisou a variabilidade de curtíssimo prazo (intervalos de 10 minutos), a frequência e duração dos períodos de baixa geração (calmarias) e a dispersão geográfica da geração eólica através de simulações da geração eólica baseadas em medições anemométricas realizadas em parques eólicos da região Nordeste entre janeiro de 2012 e dezembro de 2015 visando ressaltar seus possíveis impactos no planejamento e na operação do sistema.

Os resultados apresentados mostram a importância da distribuição espacial dos parques eólicos na atenuação dos efeitos mais perversos da variabilidade e da calmaria da fonte. A redução da variabilidade foi observada com a redução de uma máxima variação, em intervalos de 1 hora, de 29% da potência simulada, com um desvio das variações de 4,9% da potência simulada para a configuração de 1.292 MW (parques na BA, CE e RN), para uma máxima variação de 22% e um desvio das variações de 3,9% da potência simulada para uma configuração com maior dispersão geográfica de 4.461MW (parques na BA, CE, PE, PI e RN). Para as mesmas configurações obteve-se uma redução da calmaria de 25 ocorrências de geração até 5% da potência nominal para somente 3 na configuração com maior dispersão geográfica. Os períodos de calmaria podem ser um interessante indicador para o dimensionamento de uma reserva de potência e energia não sincronizada que garanta o atendimento da carga.

Outro ponto de suma importância é a qualidade da previsão da geração eólica para o despacho. Dado que apesar de ser possível reduzir a variabilidade e os períodos de calmaria com a dispersão geográfica, e de se conhecer,



estatisticamente, os limites dessas variações pelo histórico de medições, tais variações podem ainda alcançar valores da ordem de 20% da potência eólica instalada na região Nordeste em intervalos de 1 hora. Portanto, o conhecimento prévio da ocorrência de tais situações pode dar mais conforto e segurança à operação do sistema.

Também foi observado um efeito positivo na disponibilidade da geração e no seu valor de potência. Esse ganho foi, em média, de uma geração proporcionalmente maior de 6% da capacidade instalada entre as probabilidades acumuladas de 5% e 95%, quando comparando as configurações de 1.292 MW e de 4.461 MW. Podendo concluir que, assim como observado em outros países, há um efeito benéfico da dispersão geográfica dos empreendimentos eólicos para a estabilidade do sistema brasileiro.

Há que enfatizar a importância da disponibilidade de informações que possibilitem obter todos os resultados do trabalho. Sem as informações proporcionadas pela base de dados mantida pela EPE, e em particular o cuidado de manter as medições anemométricas validadas e sincronizadas no mesmo momento em todos os parques, não haveria como quantificar adequadamente os efeitos da dispersão geográfica dos parques.

Inicialmente concentrados muito próximos da beira-mar no litoral do Ceará e Rio Grande do Norte, os parques eólicos se expandiram para todo o interior da Bahia e vêm ocupando novos espaços nos estados do Maranhão, Paraíba, Pernambuco e Piauí. Nesse processo, a agregação de diferentes regimes sazonais e horários de vento, ainda que de modo não direcionado para aumentar a estabilidade da geração (por ser decorrente dos resultados dos leilões de energia), resulta numa tendência de redução da amplitude e frequência das variações de potência e dos tempos de calmaria, com conseqüente melhora dos indicadores de confiabilidade do sistema.

Finalmente, as estatísticas sobre a potência produzida pelo conjunto de parques eólicos dão uma medida da pequena confiabilidade da fonte para atendimento da demanda e subsídios para que sejam avaliadas premissas de geração simultânea que norteiem os estudos de carregamento do sistema de transmissão.

Com a ampliação da oferta de energia de fontes geograficamente dispersas, variáveis e não controláveis, a análise estatística do comportamento dessas fontes ganha maior valor e necessidade de ser periodicamente atualizada para garantir um planejamento adequado do sistema elétrico, com menores riscos e custos.

#### 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. BIG - Banco de Informações de Geração. Brasil. Acessado em 09/03/2017 em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>
- (2) EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 – Geração de energia elétrica. Brasil. Dezembro de 2015.
- (3) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Energia Natural Afluente. Brasil. Acessado em 09/03/2017 em [http://www.ons.org.br/historico/energia\\_natural\\_afluente.aspx](http://www.ons.org.br/historico/energia_natural_afluente.aspx)
- (4) EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Boletim Trimestral da Energia Eólica. Brasil. Outubro de 2016.
- (5) CARTA, J. A.; VELÁZQUEZ, S.; CABRERA, P. A review of measure-correlate-predict (MCP) methods used to estimate long-term wind characteristics at a target site. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 27, p. 362–400, nov. 2013.
- (6) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Plano da Operação Energética 2014/2018: PEN. Brasil. 2014.
- (7) DRAKE, B.; HUBACEK, K. What to expect from a greater geographic dispersion of wind farms? - A risk portfolio approach. *Energy Policy*, v. 35, n. 8, p. 3999–4008, ago. 2007.
- (8) HOLTINEN, H. Hourly wind power variations in the Nordic countries. *Wind Energy*, v. 8, n. 2, p. 173–195, 2005.
- (9) SANTOS-ALAMILLOS, F. J. et al. Do current wind farms in Spain take maximum advantage of spatiotemporal balancing of the wind resource? *Renewable Energy*, v. 96, p. 574–582, out. 2016.

## 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Gustavo Brandão Haydt de Souza  
Rio de Janeiro, RJ 22/04/1980  
Graduação em Engenharia Elétrica pela UERJ, Brasil, 2005  
Doutorado em Sistemas Sustentáveis de Energia pela FEUP, Portugal, 2012

Juarez Castrillon Lopes  
Rio de Janeiro, RJ 19/02/1953  
Graduação em Engenharia Elétrica pela Unifei, Brasil, 1975  
Mestrado em Sistemas de Potência pela COPPE-UFRJ, 1982

Flávio Alberto Figueredo Rosa  
Ouro Preto, MG 22/12/1984  
Graduação em Engenharia Elétrica pela Unifei, Brasil, 2007  
Mestrado em Engenharia Elétrica pela Unifei, Brasil, 2009