



GRUPO – VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

ESTUDO E INSERÇÃO DA GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS PARA A ENERGIA EÓLICA NA OTIMIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Juliana F. Chade Mummey (*)
IEE – USP

Ildo Luís Sauer
IEE – USP

Dorel Soares Ramos
POLI – USP

RESUMO

Este trabalho desenvolve uma representação de geração de séries sintéticas da geração eólica a partir de dados históricos reconstruídos de velocidade de vento de 16 coordenadas do Brasil, em especial das regiões Nordeste e Sul. Os valores de velocidades de vento são transformados em energia eólica através de curvas de potência de turbina e as usinas eólicas são representadas como se fossem usinas a fio d' água no modelo de otimização Newave¹. O trabalho simula a geração das diferentes fontes de energia e o comportamento dos custos marginais de operação, comparando-se a modelagem estocástica com a determinística utilizada hoje.

PALAVRAS-CHAVE

Otimização Estocástica, Planejamento de Sistemas Hidrotérmicos, Energia Eólica, Complementaridade, Geração de séries sintéticas

1.0 - INTRODUÇÃO

A participação da energia eólica na geração de energia elétrica tem apresentado incremento importante nos últimos anos e a tendência é de representar 11,6% da capacidade instalada brasileira em 2024 [1]. Hoje, nos modelos de otimização para o despacho das usinas, a energia eólica, assim como as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e as usinas a biomassa, são abatidas da carga de forma determinística, não representando a incerteza na produção dessas usinas.

Dada a variabilidade na geração de energia eólica, devido às variações nas velocidades dos ventos e considerando o aumento da participação eólica na matriz de eletricidade brasileira, fato que realça a relevância da fonte, este trabalho tem como objetivo apresentar um primeiro estudo sobre a representação estocástica da geração eólica no modelo de otimização oficial do setor elétrico brasileiro, analisando os impactos sob a ótica de geração das diversas fontes, complementaridade, custos marginais de operação, através da representação das eólicas como se fossem usinas a fio d' água, conforme será detalhado posteriormente.

Esta introdução traz, além do problema a ser tratado, um breve levantamento do estado da arte da energia eólica no Brasil e perspectivas de expansão. No capítulo 2, é apresentada a metodologia envolvida neste estudo caracterizada por: (i) a base de dados reconstruída de velocidade de vento e a transformação dos dados de velocidade em energia eólica através das curvas das turbinas, e (ii) a representação das eólicas dentro de cada

¹ Modelo de otimização do setor elétrico brasileiro utilizado pelo Operador Nacional do Sistema para determinar o despacho das usinas hidráulicas e térmicas do sistema com o objetivo de atender a carga de energia com o mínimo custo total de operação.

Reservatório Equivalente de Energia² (REE) no Sistema Brasileiro. O capítulo 3 apresenta os resultados para 3 simulações de Newave realizadas: (i) considerando o histórico reconstruído de geração eólica e comparando com a simulação oficial histórica de agosto de 2016; (ii) idem ao item anterior, considerando um cenário crítico de níveis de reservatório e aumento de carga; e (iii) idem ao primeiro item, considerando-se as séries sintéticas. O quarto capítulo conclui o estudo.

1.1 Estado da arte da energia eólica no Brasil

A energia eólica tem apresentado crescimento importante no sistema elétrico brasileiro, representando em 2017 cerca de 7% da matriz de capacidade instalada, com 10,6 GW instalados [2]. A maior participação da potência eólica se concentra na região Nordeste do país, cerca de 80%, sendo os Estados com maior capacidade: Rio Grande do Norte, Bahia e Ceará. O Sul tem aproximadamente o restante da participação, sendo o Rio Grande do Sul o Estado com maior capacidade da região. A região Sudeste apresenta mínima participação [3].

A geração eólica normalmente é maior no segundo semestre de cada ano na região Nordeste, período do ano que teoricamente se caracteriza pelo período seco tanto no próprio Nordeste, quanto na região Sudeste, evidenciando uma nítida complementaridade com a geração hidráulica. No Sul, a sazonalidade da geração eólica não é tão definida como no Nordeste.

Em setembro de 2016, o fator de capacidade registrado pelo Rio Grande do Norte foi de praticamente 57% e todos os Estados do Nordeste apresentaram fator de capacidade acima de 50% [4]. A geração eólica do Nordeste foi capaz de atender 39% da carga da região neste mesmo mês, quando a situação dos níveis dos reservatórios estava se caracterizando por um período de evidente escassez (ver Figura 1). Entretanto, é necessário identificar que a variabilidade na velocidade do vento causa diferenças na geração eólica diária. Em outubro de 2016, por exemplo, a geração de um dia para o outro variou de aproximadamente 4500 MWm para valores próximos a 1500 MWm, necessitando-se de geração térmica adicional para o atendimento da carga do sistema [5].



FIGURA 1 – Representação da redução nos níveis dos reservatórios e aumento da geração eólica no Nordeste

Das usinas não simuladas, representadas pelas eólicas, PCH's e usinas a biomassa consideradas no Newave, a geração eólica representa 92% de participação dessas usinas no Nordeste, considerando-se o deck³ de agosto de 2016. No mesmo período, as eólicas representam 34% das usinas do Sul. A geração determinística que é dado de entrada do Newave é feita com base na média dos últimos cinco anos de geração da usina eólica, além de um fator típico da usina, similar ao utilizado para usinas em expansão para consideração da geração do último ano (detalhes em [6]). Estes valores de geração determinística foram excluídos, para fins desse estudo, dos dados de entrada do programa, na medida em que, no momento seguinte, se considerou a re-inserção dessa capacidade de produção através de usinas hidráulicas a fio d'água.

² Agregação dos reservatórios de uma mesma região em um equivalente sendo que a capacidade de armazenamento é estimada pela energia produzida através do esvaziamento completo dos reservatórios do submercado (região do país, sendo 4 no Sistema Interligado Nacional: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte).

³ Conjunto de arquivos com base de dados de entrada para a simulação do modelo Newave.

2.0 - METODOLOGIA

2.1 Base de dados de velocidade de vento e geração de energia eólica

A metodologia da reconstrução das séries históricas de dados de velocidade de vento e geração de energia eólica teve com base [7]. Para isso, utilizou-se duas bases de dados: Vortex (modelo atmosférico de mesoescala *on-line* que estima velocidades de vento de longo período para locais onde não existe medições) e NOAA (modelo numérico do *National Oceanic and Atmospheric Administration*).

A base de dados do Vortex contempla a magnitude da velocidade de vento de hora em hora para os anos de 1982 a 2014, de 10 em 10 metros de altura, com início em 50 metros até 150 metros. Já a base do NOAA representa os valores de velocidade a 42 metros de altura, porém com valores diários desde 1947. As latitudes e longitudes das coordenadas consideradas para cada Estado são representadas na Tabela 1. A Figura 2 mostra a sazonalidade da velocidade do vento horária da coordenada de Paracuru durante os meses dos anos, como exemplo. Verifica-se a tendência de velocidades mais altas no segundo semestre e uma dispersão de valores menor do que no primeiro semestre.

Tabela 1 – Coordenadas geográficas dos sites de cada Estado

Site	Nome	Estado	Latitude	Longitude
1	Paracuru	Ceará	3,423	39,043
2	Amontada	Ceará	3,352	39,834
3	Aracati	Ceará	4,488	37,734
4	João Câmara	Rio Grande do Norte	5,436	35,956
5	Macau	Rio Grande do Norte	5,089	36,550
6	Pedra do Reino	Bahia	9,487	40,880
7	Morro do Chapéu	Bahia	11,537	41,158
8	Caetité	Bahia	13,986	42,640
9	Afrânio	Pernambuco	8,708	41,358
10	Araripe	Piauí	6,817	40,660
11	Palmar	Rio Grande do Sul	33,525	53,372
12	Osório	Rio Grande do Sul	29,887	50,266
13	Tramandaí	Rio Grande do Sul	30,008	50,149
14	Senandes	Rio Grande do Sul	32,250	52,244
15	Coxilha Negra	Rio Grande do Sul	30,865	55,725
16	Quilombo	Santa Catarina	26,727	52,725

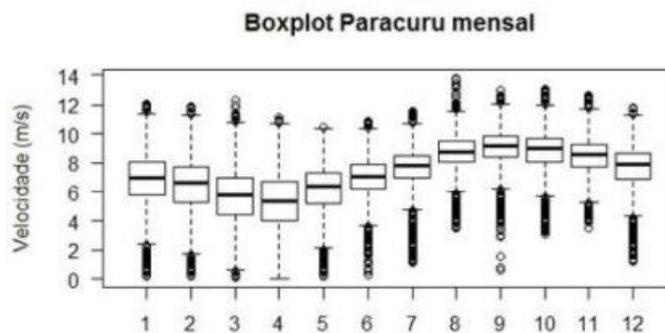


FIGURA 2 – Sazonalidade da velocidade da coordenada de Paracuru

A partir dos dados de velocidade de vento do Vortex, calculou-se a média do histórico e o desvio-padrão mensal do mês para cada altura. Com base na velocidade do NOAA, calculou-se a distância entre a velocidade média de todo o horizonte e a velocidade diária de cada ponto. Combinando-se as duas bases, determinou-se a distribuição de Weibull para cada par (velocidade média reconstruída considerando a distância do NOAA, desvio-padrão).

Para cada distribuição de Weibull, calculou-se a energia gerada com a curva de potência da turbina otimizada escolhida para cada site, de forma a obter o maior fator de capacidade. Com base nos valores de geração diária em MWh, fez-se uma soma de todos os dias do mês para transformar em dados mensais, tendo-se então uma base de dados desde 1947 a 2014. Como o Newave considera os dados históricos de vazões desde 1931 a 2014 (para a simulação de agosto de 2016), verificou-se, a partir do histórico de aflúncias do Nordeste, os anos

calendário, do período histórico em que não se dispunha de séries reconstruídas de velocidade do vento, que fossem hidrológicamente mais parecidos aos anos do período 1947 a 2014. A partir de então, utilizou-se os valores de geração eólica reconstruídos para associar um perfil de vento aos anos do período histórico até 1946, associando-se a cada um desses anos um perfil de vento correspondente ao ano hidrológico, pós 1946, mais semelhante, do ponto de vista de hidrologia, ao ano do período de lacuna, permitindo assim compor a base de dados desde o início do horizonte.

Também a título de exemplo, a Figura 3 apresenta a geração eólica reconstruída da coordenada de Paracuru para o horizonte de 1931 a 2014. Estes valores de geração eólica reconstruída são inseridos no Newave no arquivo denominado "vazoes.dat" que representa o histórico de vazões das usinas hidráulicas. Considerando-se rendimento das turbinas igual a "um" e altura de "um metro" de queda d' água, a potência será igual a vazão inserida.



FIGURA 3 – Sazonalidade da geração reconstruída da coordenada de Paracuru

2.2 Representação dos Reservatórios Equivalentes de Energia

O Newave conta com 4 submercados e 9 REEs, são eles: Paraná, Itaipu, Madeira, Teles Pires e Sudeste (5 REEs no Submercado Sudeste); Norte e Belo Monte (2 REEs no submercado Norte); submercado Nordeste (1 REE) e Submercado Sul (1 REE). A capacidade do Newave é de até 15 REEs. Desta forma, são incluídos 4 REEs na região Nordeste, aqui denominadas de: CE (Ceará), BA (Bahia), PI+PE (Piauí + Pernambuco) e RN (Rio Grande do Norte), além de 2 REEs na região Sul: SC (Santa Catarina) e RS (Rio Grande do Sul), conforme Figura 4 a seguir.

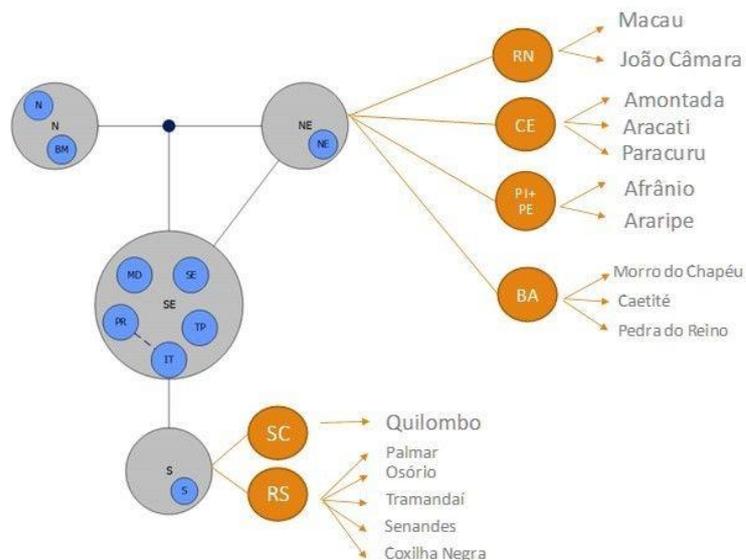


FIGURA 4 – Representação dos REEs eólicos no Sistema

Cada REE contempla a capacidade eólica instalada do Estado e a respectiva expansão durante o horizonte do Newave de acordo com o cronograma de entrada do DMSE (Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico). Cada usina eólica é incluída no programa como se fosse uma usina hidráulica a fio d' água, sem considerar valores de evaporação e considerando volume de reservatório igual a "zero". Como existem diversos sites, com sazonalidades diferentes dentro do mesmo Estado, procurou-se colocar os valores dos sites mais próximos das usinas eólicas existentes e expansão, de acordo com planilha de localidade das usinas disponibilizada pela Abeólica.

3.0 - RESULTADOS

As simulações realizadas neste estudo contemplam 3 casos: (i) considerando o histórico reconstruído de geração eólica e comparando com a simulação oficial histórica de agosto de 2016; (ii) idem ao item anterior, considerando um cenário crítico de níveis de reservatório e aumento de carga; e (iii) idem ao primeiro item, considerando-se as séries sintéticas. Pretende-se verificar, com o suporte dos resultados destes casos, a complementaridade da eólica com a hidráulica, verificando-se em períodos de hidrologia desfavorável (i) se a eólica consegue contribuir mais; (ii) se em períodos críticos, com baixas afluições e carga elevada, a geração eólica é mais elevada do que em um cenário médio nas simulações; e (iii) o comportamento considerando séries sintéticas.

Dois períodos do histórico foram considerados para a apuração e análise dos resultados. O primeiro refere-se aos anos de 1951 a 1955⁴ que apresentam no geral baixas afluições (ENA⁵ hidráulica) no Nordeste e média de geração eólica reconstruída, aqui denominada de ENA eólica, com alguns meses abaixo da média. O segundo período apurado é referente aos anos de 2010 a 2014, representados por ENA hidráulica do Nordeste abaixo da média e ENA eólica acima da média. Em relação ao caso com séries sintéticas, são apurados os valores médios.

3.1 Simulação considerando as eólicas em REEs

Considerando-se o período histórico de 1951 a 1955, os custos marginais de operação da simulação com eólicas em REEs com séries históricas tendem a ficar mais baixos do que o deck oficial com séries históricas. Em fevereiro de 1955 (fevereiro do último ano), por exemplo, há uma baixa ENA hidráulica no Nordeste e a ENA eólica também é baixa, mesmo assim há uma complementaridade maior da hidráulica com a eólica, esta apresentando maior geração e conseqüentemente necessitando de menor geração térmica, reduzindo-se os custos marginais de operação. Ver Figura 5.

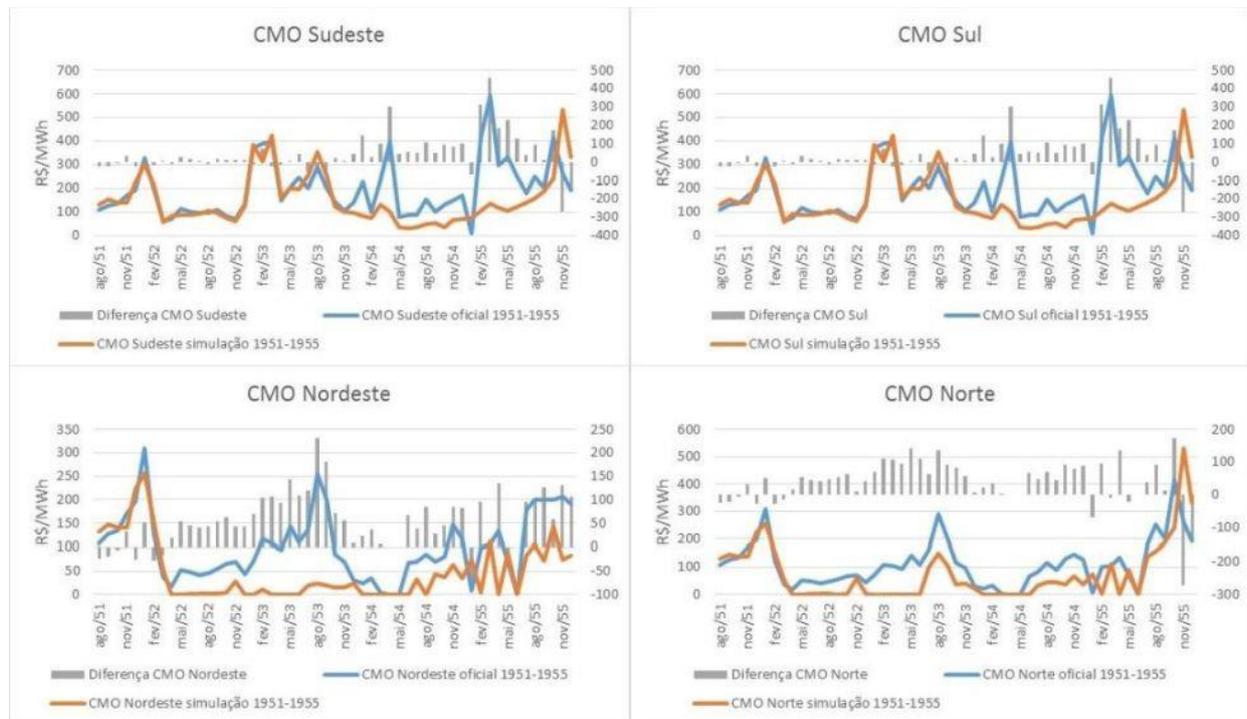


FIGURA 5 – Custos Marginais de Operação da simulação eólica vs. caso oficial

⁴ São analisados os valores de 5 anos porque é o horizonte do Newave.

⁵ Energia que pode ser produzida a partir das vazões afluentes aos reservatórios e a produtividade das usinas representada em energia ou em percentual da MLT (Média de Longo Termo), representada pela média do histórico de 1931 a 2014.

Já o período de 2010 a 2014, mostra que como o histórico de ENA eólica foi melhor do que o período de 1951 a 1955, a geração eólica conseguiria complementar ainda mais a geração hidráulica. No exemplo do último fevereiro do período, neste caso sendo fevereiro de 2014, a geração eólica da simulação é muito maior do que no deck oficial determinístico, necessitando muito menos despacho térmico e reduzindo consideravelmente os custos marginais de operação.

3.2 Simulação considerando as eólicas em REEs e cenário crítico de reservatórios e carga

Este caso apresenta níveis de reservatórios iniciais de agosto de 2014 para todos os submercados. Apesar do nível ser maior nos submercados Sul, Nordeste e Norte do que em 2016, é menor no Sudeste que representa 70% dos reservatórios do SIN. Desta forma, o cenário é considerado crítico, conforme Tabela 2. Além disso, aumentou-se a carga de todos os submercados em 8%.

Tabela 2 – Nível dos reservatórios considerados na simulação

	Nível do Reservatório em 31/07/2014	Nível do Reservatório em 31/07/2016
Sudeste	34,4%	51,5%
Sul	90,5%	88,1%
Nordeste	32,3%	23,3%
Norte	84,9%	54,4%

Apesar deste cenário ser mais crítico, não houve qualquer alteração na geração eólica em relação ao caso anterior, posto que a fonte eólica é não despachável e, portanto, não é variável de decisão do modelo, sendo considerada determinística para cada série do histórico, de tal forma que o modelo estabeleceu uma geração fixa em cada período analisado, representando, com o auxílio de um artifício, as plantas eólicas como usinas a fio d' água. O que aumentou neste cenário foi o despacho hidráulico, que mesmo com níveis dos reservatórios mais baixos no Sudeste, houve disponibilidade maior, e aumento do despacho térmico dado o aumento de carga, consequentemente houve elevação dos custos marginais de operação.

3.3 Simulação considerando as eólicas em REEs e séries sintéticas

No caso com séries sintéticas, os custos marginais da simulação também apresentam redução em praticamente todo o horizonte em todos os submercados. Ver Figura 6. No entanto, considerando fevereiro do último ano, neste caso fevereiro de 2020, a geração eólica do Nordeste ficou menor do que no caso oficial com séries sintéticas e o Sul apresentou geração superior.

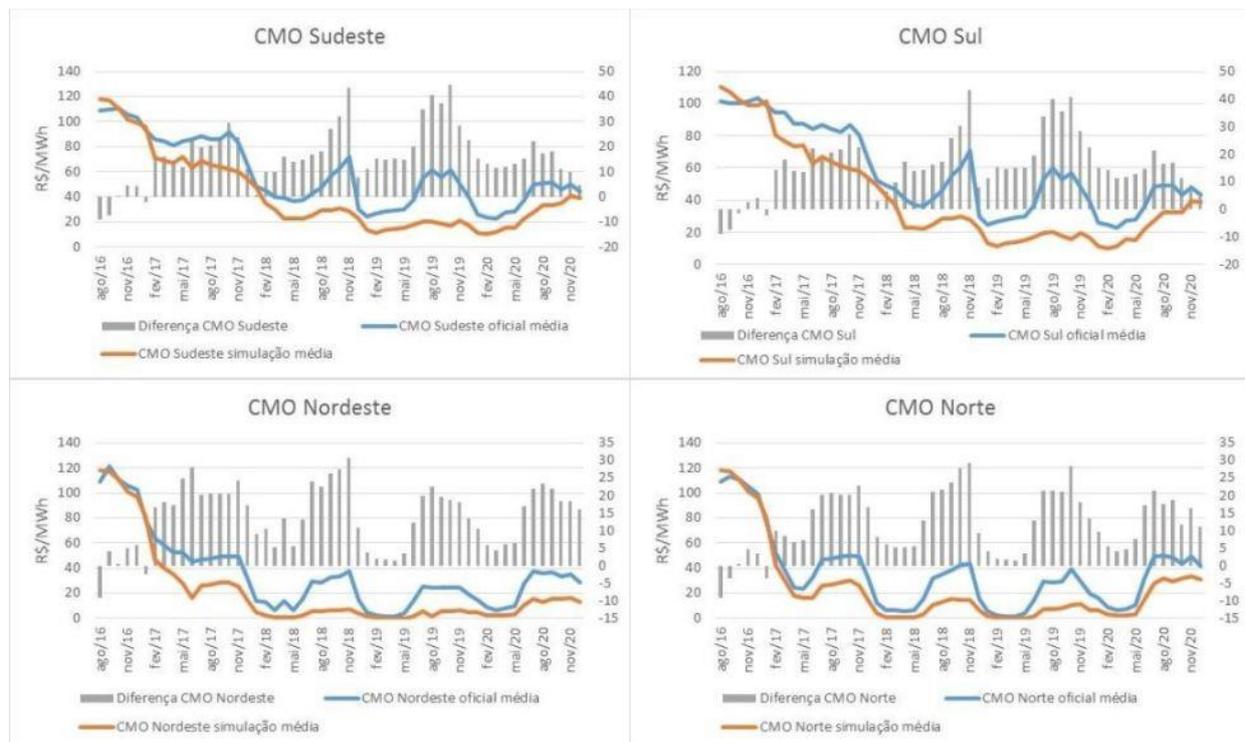


FIGURA 6 – Custos Marginais de Operação da simulação eólica vs. caso oficial sintéticas

Pode-se observar através da Figura 7 que, apesar de na maior parte do período haver maior geração eólica na simulação do que no caso oficial no Nordeste e no Sul, em períodos úmidos dos anos a geração eólica do Nordeste apresentou valores menores, evidenciando a sazonalidade. Os custos marginais diminuem porque há uma maior geração hidráulica, uma vez que os níveis dos reservatórios são superiores do que no deck oficial, dado o aumento da geração eólica em meses anteriores.

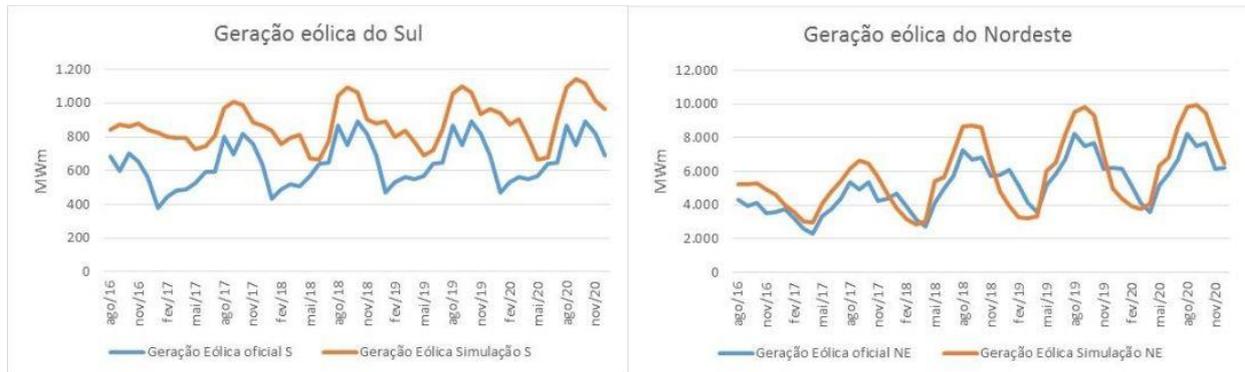


FIGURA 7 – Geração eólica no Sul e Nordeste simulação vs. caso oficial com séries sintéticas

A complementaridade do Nordeste da geração eólica com a hidráulica é mostrada na Figura 8 com a simulação e o caso oficial na média das séries sintéticas. Como o caso oficial é determinístico, a geração eólica considerada apresenta a mesma sazonalidade durante os anos.

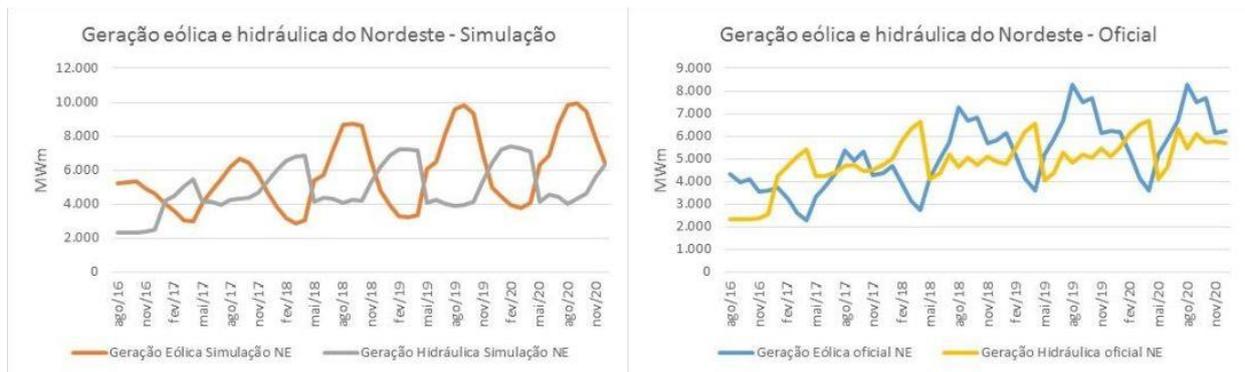


FIGURA 8 – Complementaridade da geração hidráulica e eólica no Nordeste simulação e caso oficial

4.0 - CONCLUSÃO

O objetivo deste trabalho foi apresentar um primeiro estudo da representação eólica estocástica no modelo de otimização oficial do setor elétrico, visando avaliar como a complementaridade da fonte hidráulica com a eólica considerando as séries de velocidade de vento transformadas em geração eólica pode impactar os despachos das usinas hidráulicas e térmicas, dada a variabilidade da fonte eólica.

A análise foi feita com a representação das usinas eólicas como se fossem usinas hidráulicas no Newave. A geração eólica reconstruída foi utilizada como se fossem as vazões históricas. Foram criados Reservatórios Equivalentes de Energia para adequação das eólicas de cada Estado, representadas por sites próximos as localidades das usinas existentes e em expansão. As simulações realizadas englobaram a comparação da série simulada com eólicas em reservatórios equivalentes e a simulação oficial, com séries históricas e sintéticas.

De forma geral houve redução dos custos marginais da operação com a simulação das eólicas porque uma vez que agregam maior complementaridade, reduzem a necessidade de despacho térmico para atendimento da carga do sistema. Em relação ao caso crítico que considera o aumento da carga e redução do nível do reservatório inicial do Sudeste, não houve alteração na geração eólica, dado que em cada período a geração é a máxima possível, como decorrência de ser representado as fontes eólicas como usina hidráulica a fio d' água. No caso em que se utilizou séries sintéticas também há aumento da geração eólica na maioria dos cenários, diminuindo os custos marginais da operação. No entanto, pôde-se observar que em alguns períodos úmidos dos anos, a geração

eólica ficou menor do que no caso oficial, mostrando a complementaridade e sazonalidade da fonte de modo inequívoco, realçado ainda mais pela representação estocástica da geração eólica.

A base de dados considerada no estudo é limitada, com valores de reanálise, apenas considerados alguns sites dos Estados do Nordeste e Sul do país. Para uma análise mais aprofundada, recomenda-se a utilização de base de dados com medições das velocidades de vento com anemômetros juntamente com a base de dados de reanálise, a consideração de turbinas reais, uma vez que usinas otimizadas ou pessimistas podem influenciar na determinação do histórico das séries e um maior número de sites, abrangendo grande parte das regiões.

Por fim, ressalta-se que este trabalho não tem a finalidade de prever a geração eólica, mas sim mostrar que a metodologia determinística utilizada nos modelos precisa ser reavaliada e a consideração de séries sintéticas ajuda a inserir incertezas necessárias nos modelos, assim como são feitas com as hidráulicas.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Rio de Janeiro: EPE, 2016. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/>
- (2) ANEEL. Banco de Informações de Geração. Brasília: ANEEL, 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>
- (3) ONS. Operador Nacional do Sistema. Boletim Mensal de Geração Eólica Fevereiro/2017. Disponível em: <http://www.ons.org.br/>
- (4) ONS. Operador Nacional do Sistema. Boletim Mensal de Geração Eólica Setembro/2016. Disponível em: <http://www.ons.org.br/>
- (5) ONS. Operador Nacional do Sistema. Informativo Preliminar Diário da Operação. Outubro/2016. Disponível em: <http://www.ons.org.br/>
- (6) ONS. Operador Nacional do Sistema. Proposta de Aperfeiçoamento da metodologia para estimativa dos montantes de geração das usinas existentes não simuladas individualmente. Abril de 2016. Disponível em: <http://cdre.ons.org.br/>
- (7) WITZLER, L. T. Metodologia para reconstrução de séries históricas de vento e geração eólica visando a análise da complementariedade energética no Sistema Interligado Nacional. Dissertação de Mestrado — São Paulo, SP: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2014.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Juliana Ferrari Chade Mummey é engenheira eletricista de Produção pela Faculdade de Engenharia Industrial, formada em 2004 com prêmio de melhor aluna, possui pós-graduação em Administração de Empresas pela FGV em 2006, mestrado em Ciências pelo Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo em 2011, cursa o doutorado na mesma Instituição, com parte do programa na UCLA (Universidade de Los Angeles – Califórnia). Trabalhou nas empresas AES Eletropaulo, AES Tietê e na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Hoje é gerente de Estudos Setoriais na Comerc Energia. Publicou artigo no *Journal Renewable and Sustainable Energy Reviews* com o título de “An Assessment of wind power prospects in the Brazilian hydrothermal system”. Sua área de atuação é relacionada com estudos de mercado de energia elétrica, previsão de preços de energia e energia eólica.



Ildo Luís Sauer possui graduação em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (1977), mestrado em Engenharia Nuclear e Planejamento Energético pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1981) e doutorado em Engenharia Nuclear - *Massachusetts Institute of Technology* (1985). É professor titular da Universidade de São Paulo. Tem experiência na área de Energia, com ênfase em Organização da Indústria de Energia e Organização da Produção e Apropriação Social de Energia, atuando principalmente nos seguintes temas: planejamento energético, modelos de demanda e recursos e oferta de energia, uso racional de energia, avaliação e desenvolvimento de recursos, produção descentralizada de energia, regulação e controle, políticas energéticas, análise econômica, histórica e social da evolução das formações sociais e apropriação da energia. Petróleo, gás natural, bioenergia, energia nuclear, energia eólica, hidráulica.



Dorel Soares Ramos - Graduação (1975), mestre (1988) e doutor em Engenharia Elétrica pela USP (1996). Foi Diretor do Grupo EDP Energias do Brasil. É Professor Doutor do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica da Escola Politécnica da USP. Atuou na CESP por 18 anos, onde foi Gerente do Departamento de Planejamento do Sistema Elétrico. Fez trabalhos de Consultoria em Planejamento de Sistemas Elétricos e em Modelagem Institucional em vários países. Foi Consultor do Ministério de Minas e Energia, tendo participado do Projeto RE-SEB (Re-estruturação



do Setor Elétrico Brasileiro) e foi um dos formuladores do atual Modelo Institucional do Setor. Realizou trabalhos de Consultoria para os principais Grupos estrangeiros do setor. Tem 40 anos de atuação no setor elétrico, nas áreas de planejamento de sistemas elétricos, regulação do setor elétrico, comercialização de energia e análise de riscos, geração de energia e modelagem institucional do setor elétrico. Publicou mais de 250 artigos e dois livros na sua área de atuação.