**ANÁLISE DO IMPACTO ENERGÉTICO DA VARIABILIDADE DA PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

El-Heri Y.S.¹, Borba B. S.², Bezerra B.³, ,

1 Engenheira Eletricista pela Universidade Federal Fluminense

2 Professor Adjunto Universidade Federal Fluminense

3 Diretor Técnico na PSR

4 Consultora Associada na PSR

5 Consultor PSR

**PSR** - Praia de Botafogo 228, 1701-A, Rio de Janeiro, RJ-Brasil

**Escola de Engenharia UFF** - Rua Passo da Pátria 156, São Domingos, Niterói, RJ-Brasil

[yasminah@id.uff.br](file:///C:\Users\Anw%20&%20Yas\Downloads\yasminah@id.uff.br), [bborba@id.uff.br](file:///C:\Users\Anw%20&%20Yas\Downloads\bborba@id.uff.br), [bernardo@psr-inc.com](file:///C:\Users\Anw%20&%20Yas\Downloads\bernardo@psr-inc.com), [martha@psr-inc.com](file:///C:\Users\Anw%20&%20Yas\Downloads\martha@psr-inc.com), [celso@psr-inc.com](mailto:celso@psr-inc.com)

RESUMO

A capacidade eólica instalada no Brasil vem crescendo significativamente nos últimos anos. Esta fonte é considerada intermitente, característica que acaba gerando algumas barreiras na implementação e aceitação da mesma. Quanto maior a sua inserção, mais difícil torna-se prever a quantidade de energia gerada por ela, o que pode dificultar o planejamento a longo prazo e aumentar os riscos de déficit no sistema. A operação do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) conta com o auxílio de modelos matemáticos/computacionais para o despacho hidrotérmico, a fim de se obter a melhor aproximação do despacho ótimo que minimiza os custos operativos totais, e garante o atendimento à demanda. Este trabalho tem como objetivo analisar os impactos no âmbito energético da variabilidade na produção de energia eólica no SEB através dos Custos Marginais de Operação (CMO) considerando diferentes níveis de penetração de eólicas. Também foi analisado o benefício de considerar a estocasticidade eólica no cálculo da política operativa do sistema. Para isto, foi utilizado um estudo de caso real com dados do SEB de 2016 até 2030.

**Palavras-chave:** *Energia Eólica, Cenários de Geração Eólica, Variabilidade Eólica, Despacho Hidrotérmico, Planejamento do Sistema Elétrico.*

# Introdução

No Setor Elétrico Brasileiro (SEB) o problema do despacho hidrotérmico é resolvido através da metodologia de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) [1], onde a única variável estocástica é a vazão afluente das hidrelétricas. A produção eólica é modelada de maneira determinística com base na expectativa de geração desta fonte. Este trabalho tem como objetivo analisar os impactos no âmbito energético da variabilidade na produção de energia eólica no SEB considerando diferentes níveis de penetração eólica nos próximos 15 anos. Foi utilizado o modelo *Stochastic Dual Dynamic Programming* (SDDP), desenvolvido pela empresa de consultoria PSR, que é capaz de considerar incerteza na produção eólica e nas vazões. O Capítulo 2 apresenta a metodologia, o Capítulo 3 o estudo de caso para a simulação do SEB de 2016 a 2030, o Capitulo 4 os resultados e o Capítulo 5 a conclusão.

# Metodologia

# CENÁRIOS DE GERAÇÃO EÓLICA

Os cenários (ou séries) de geração eólica utilizados nas simulações deste trabalho foram feitos a partir de dados de medição de ventos e tratados com métodos matemáticos, probabilísticos e temporais pela PSR. Este trabalho não tem como objetivo focar no método de criação destes cenários, mas na análise da modelagem do sistema com a inserção dos cenários, portanto, para obter mais informações sobre a metodologia utilizada para a criação destes cenários consulte [2].

Os cenários utilizados são referentes a 4 pontos de medição que representam 4 bacias de ventos no Brasil situadas nos seguintes estados: Rio Grande do Sul, Bahia, Ceará e Rio Grande do Norte. As séries de geração eólica foram criadas, portanto, para estes 4 estados. No total foram utilizados 2 conjuntos de 20 cenários para as 4 bacias:

**Conjunto 1-** 20 cenários sintéticos equiprováveis criados para cada uma das 4 bacias, ou seja, 20 cenários que representam as características sazonais do Rio Grande do Sul, 20 cenários que representam as características sazonais da Bahia, etc.

**Conjunto 2-** Aumento da variabilidade dos cenários originais (conjunto 1). Para isto, foi utilizado um critério para alterar os desvios padrões mensais dos cenários baseado no coeficiente de variação mensal destes (. A metodologia consiste em aplicar a distribuição normal padronizada por mês nos cenários originais e depois aplicar novos desvios padrões de acordo com os valores de desejados. Foi escolhido o .

As usinas eólicas situadas nos demais estados do país utilizam um dos quatro conjuntos de séries criadas, onde para cada estado foi escolhida a série criada a partir da região que apresenta maior proximidade. Por exemplo: usinas situadas em Pernambuco utilizam os cenários característicos do Rio Grande do Norte.

A verificação da representação da variabilidade eólica dos cenários, foi feita através da comparação entre os 2 conjuntos de cenários utilizados e os dados de geração eólica referentes a 2014 e 2015 disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no “Boletim Mensal de Geração Eólica”. Estes dados também mostram a variabilidade eólica ocorrida nestes anos, e esta comparação pode ser vista através da e . Percebe-se que o conjunto 2 parece representar melhor a variabilidade ocorrida nos últimos 2 anos.



Figura 1- Comparação entre geração verificada pelo ONS em 2014 com os cenários de geração eólica (Conjunto 1) utilizados para o RS, BA, CE e RN.



Figura 2- Comparação entre geração verificada pelo ONS em 2014 com os cenários com coeficiente de variação mensal de 40% (Conjunto 2) para o RS, BA, CE e RN.

# ESTUDO DE CASO

Para os estudos realizados neste trabalho foram construídos dois casos. O Caso 1 conta com a expansão prevista para o setor elétrico de acordo com o Plano Decenal de Energia - PDE 2014, considerando o mix de fontes de energia previsto, com a entrada de aproximadamente 20GW de energia eólica até o final do horizonte de estudo. O Caso 2 é hipotético criado com finalidade de analisar se os impactos são intensificados quando se considera a entrada de larga escala de usinas eólicas no setor, considerando a mesma garantia física em expansão, porém, somente com entrada de usinas de fontes eólicas e hídricas, contando com a entrada de aproximadamente 35GW de energia eólica até o final do horizonte de estudo.

Para cada um dos dois casos, foram feitos dois cálculos da política operativa a fim de obter a Função de Custo Futuro (FCF) para as simulações. A 1ª FCF foi criada a partir da produção eólica determinística (apenas 1 cenário de geração eólica para cada usina, a média mensal dos cenários utilizados) e a 2ª FCF foi criada a partir da produção eólica probabilística (considerou-se os cenários de geração eólica com . As simulações com alteração na FCF têm o objetivo de analisar o benefício de se incluir a variabilidade eólica no cálculo da política operativa.

Para a 1ª FCF, foram feitas três simulações, uma com produção eólica determinística, e duas com variações na produção eólica probabilística. Estas simulações tem o objetivo de analisar o impacto energético da variabilidade da produção eólica no SEB, sendo possível comparar o comportamento de alguns parâmetros do sistema quando não é considerada a variabilidade eólica e quando é considerada a variabilidade eólica.

Para a 2ª FCF foi feita apenas uma simulação considerando a produção eólica probabilística com . Esta simulação para a 2ª FCF quando comparada com a mesma simulação utilizando a 1ª FCF tem o objetivo de analisar as alterações causadas quando se incorpora a variabilidade eólica no cálculo da política operativa.

# Configuração de oferta e demanda dos casos

O horizonte de estudo das simulações é de 15 anos, iniciando em setembro de 2015 e finalizando em dezembro de 2030. A configuração de oferta de usinas, para o horizonte de curto prazo (5 primeiros anos) foi baseada no estudo do Plano Mensal da Operação (PMO) de setembro de 2015 [3]. O médio prazo (o restante dos 10 anos iniciais) foi baseado no PDE 2024 realizado anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [4]. E os 5 anos finais foram baseados em premissas[[1]](#footnote-1) de expansão adotadas pela empresa PSR, uma vez que o estudo da EPE fornece um plano de expansão com horizonte de apenas 10 anos (2014-2024), não abrangendo todo o horizonte de simulação utilizado.

As e mostram as contribuições de cada fonte em porcentagem em relação à capacidade total instalada na matriz, com destaque para as contribuições hídricas e eólica para os 2 casos utilizados. A configuração de demanda utilizada para os 2 casos pode ser vista através da .

Tabela 1- Composição da capacidade instalada por fonte para o caso 1



Tabela 2- Composição da capacidade instalada por fonte para o caso 2



Tabela 3- Configuração de demanda dos casos utilizados



# Resultados

# Caso 1

Foi simulada uma política operativa utilizando 200 cenários de vazão, e inserindo apenas um cenário de geração eólica (utilizando a média mensal por bacia) com o objetivo de obter a FCF de base para as simulações onde foram analisados os impactos da variabilidade eólica, este método representa a metodologia atual de despachar as usinas no Brasil. Após este processo, esta FCF é simulada considerando-se 1200 cenários de vazão e utilizando alterações na produção eólica.

O resultado da comparação entre os CMOs médios anuais resultantes das simulações pode ser visto através da .



Figura 3 – CMOs médios anuais para o SE e NE resultantes das simulações do Caso 1

Percebe-se que para a produção eólica probabilística com há uma elevação nos custos marginais do subsistema SE chegando a uma diferença de aproximadamente 40 R$/MWh no final do horizonte, em 2030, o que implica em alterações no despacho das usinas utilizadas para suprir a demanda do sistema. Percebe-se também que apesar da maior concentração de usinas eólicas no NE, a alteração causada nos CMOs médios anuais do NE tem o mesmo impacto da alteração ocorrida nos CMOs médios anuais do subsistema SE, elevando os custos em aproximadamente 40 R$/MWh no final do horizonte de simulação.

A política operativa foi recalculada considerando-se os cenários de produção eólica probabilísticos com . Depois foi feita uma simulação com 1200 cenários de vazão e os cenários de geração eólica com utilizando esta 2ª FCF. O intuito é avaliar se inserir a variabilidade eólica no cálculo da política operativa traz algum benefício ao sistema.

A mostra a comparação entre os CMOs anuais médios do SE para as simulações probabilísticas de geração eólica com para os casos utilizando a 1ª e a 2ª FCF, e para o caso de geração eólica determinística utilizando a 1ª FCF.



Figura 4 – CMOs médios anuais do SE e NE resultantes das simulações com diferentes cálculos da política operativa para o Caso 1

Observa-se que inserir a variabilidade eólica no cálculo da política operativa (cálculo da FCF) ameniza os impactos que a variabilidade eólica causa nos CMOs do sistema, reduzindo a diferença existente entre o caso probabilístico com e o caso determinístico para aproximadamente 35 R$/MWh. Desta forma, o modelo se previne melhor contra os possíveis cenários de geração eólica que podem ocorrer, conseguindo diminuir os custos marginais de operação.

A mostra os percentis do resultado dos CMOs do subsistema SE para as 1200 séries de vazões combinadas com as 20 séries de geração eólica para o ano de 2030. Através dela percebe-se que a política operativa calculada considerando produção eólica probabilística diminui a volatilidade dos custos marginais.



Figura 5 - Percentis do CMO para o subsistema SE resultantes das simulações com diferentes cálculos da política operativa para o Caso 1

# Caso 2

Para o caso com aumento na inserção de eólicas no sistema, foram feitas simulações análogas ao caso anterior, a fim de analisar se os impactos no sistema para uma alta inserção de energia eólica continuam os mesmos de um sistema com uma menor inserção desta energia. Os CMOs médios anuais podem ser vistos através da .



Figura 6 – CMOs médios anuais do SE e NE resultantes das simulações do Caso 2

Os comportamentos do impacto causado pela variabilidade eólica nos CMOs médios anuais do SE e NE continuam os mesmos do Caso 1. Porém, a diferença entre os custos do caso probabilístico onde e o caso determinístico aumenta para aproximadamente 115 R$/MWh.

O mesmo processo de aprimoramento da política operativa foi feito para este caso. A mostra a comparação entre os CMOs anuais médios do SE para as simulações probabilísticas de geração eólica com para os casos utilizando a 1ª e a 2ª FCF, e para o caso de geração eólica determinística utilizando a 1ª FCF.



Figura 7 – CMOs médios anuais do SE e NE resultantes das simulações com diferentes cálculos da política operativa para o Caso 2

Inserir a variabilidade eólica no cálculo da política operativa continua amenizando os impactos que a variabilidade eólica causa nos CMOs do sistema. Diminuindo a diferença de 115 R$/MWh para aproximadamente 95 R$/MWh.

A mostra os percentis do resultado dos CMOs do subsistema SE para as 1200 séries de vazões combinadas com as 20 séries de geração eólica para o ano de 2030. Através dela percebe-se que a política operativa calculada considerando produção eólica probabilística diminui a volatilidade dos custos marginais.



Figura 8 - Percentis do CMO para o subsistema SE resultantes das simulações com diferentes cálculos da política operativa para o Caso 2

# CONCLUSÃO

Se seguidas as condições utilizadas neste estudo, a variabilidade na produção de energia eólica causa, portanto, impactos elevados nos Custos Marginais de Operação. O primeiro método de calcular a FCF é análogo ao utilizado pelos agentes do setor, e, se inserida a variabilidade da produção de energia eólica no cálculo do despacho hidrotérmico final pode levar a aumento nos custos, porém, este impacto pode ser amenizado alterando-se a metodologia de criação da FCF e das simulações realizadas. Portanto, considerando os resultados deste estudo recomenda-se que:

1. No médio prazo os estudos energéticos passem a ser realizados considerando a variabilidade da produção eólica na simulação final, com objetivo de diagnosticar o impacto desta fonte no sistema;
2. Em um horizonte de mais longo prazo, com o aumento da penetração eólica, que a política operativa passe a ser calculada considerando a variabilidade da inserção eólica, o que permite otimização da utilização dos reservatórios hidrelétricos.

# Bibliografia

|  |  |
| --- | --- |
| [1] | Pereira, M. V. F.; Pinto, L. M. V. G., “Stochastic Optimization of Multireservoir Hydroelectric System – a Decomposition Approach,” Water Resource Research, vol. 21 nº 6, 1985. |
| [2] | Bezerra B., Cunha G., Ávila P., Barroso L. A., Carvalho M., e Pereira M. V., “Análise do percentual máximo para a inserção de energia eólica na matriz elétrica brasileira sob a ótica energética,” XXII SNPTEE, p. 8, 10 2013. |
| [3] | Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2015. [Online]. Disponível em: http://www.ons.org.br/operacao/apresentacoesPMO.aspx. |
| [4] | EPE - Empresa de Pesquisa Energética, “Plano Decenal de Expansão de Energia - 2024,” Rio de Janeiro, 2015. |

**BIOGRAFIAS**

**Yasmina Suleiman El-Heri** – Graduou-se em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Potência pela Universidade Federal Fluminense (UFF) em 2015. Trabalhou como estagiária na área de estudos energéticos do Brasil na PSR onde realizou a pesquisa que deu origem ao projeto final de graduação e posteriormente a este artigo. Pretende cursar mestrado na área de planejamento energético e se especializar em energia eólica.

**Bruno Soares Moreira Cesar Borba** – Graduou-se em Engenharia Elétrica (2006) pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Recebeu os títulos de Mestre e Doutor em Planejamento Energético pela UFRJ (2008 e 2012). Atualmente é professor adjunto do departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal Fluminense (UFF), atuando nas áreas de planejamento energético e energias renováveis.

**Bernardo Bezerra** – Graduou-se em Engenharia Elétrica e de Produção, é mestre e doutor em Engenharia Elétrica pela PUC RJ. Ingressou na PSR em 2004 onde atualmente é Diretor Técnico. É autor e co-autor de mais de 25 artigos técnicos em revistas e conferências nacionais/internacionais. Tem sido palestrante em conferências e seminários no Brasil e exterior.

**Martha Rosa Martins Carvalho** – Graduou-se em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Potência pela Universidade Federal Fluminense (UFF) em 2009. É mestre pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) desde 2013. Atualmente está cursando MBA em Finanças corporativas pela Fundação Getúlio Vargas (FGV). Atua desde 2008 na área de planejamento do sistema elétrico brasileiro, com áreas de interesse em transmissão e geração. Atualmente trabalha em estudos energéticos, executando atividades como projeção de preços de curto prazo e análise de risco de racionamento na PSR.

**Celso Eduardo Ramos Campos Dall’Orto** – Graduou-se em Engenharia Elétrica com ênfase em Telecomunicações pela PUC- Campinas, é Especialista em geração de energia elétrica pela Universidade Federal de Itajubá, onde atualmente está terminando o mestrado em planejamento de sistemas elétricos. Trabalhou na área de planejamento energético e análise de risco da comercialização de energia do grupo CPFL de 2006 a 2015, dando suporte às áreas de geração, distribuição, comercialização, energias renováveis, novos negócios, pesquisa e desenvolvimento e relações com investidores.

1. Premissas baseadas na contratação de oferta das distribuidoras de modo a atender a demanda utilizada no caso. [↑](#footnote-ref-1)