



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

BR/GCR/04
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

**GRUPO - VI
GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR**

**ANÁLISE DO PERCENTUAL MÁXIMO PARA A INSERÇÃO DE ENERGIA EÓLICA NA MATRIZ ELÉTRICA
BRASILEIRA SOB A ÓTICA ENERGÉTICA**

Bernardo Bezerra (*)
PSR

Gabriel Cunha
PSR

Pedro Ávila
PSR

Luiz Augusto Barroso
PSR

Martha Carvalho
PSR

Mario Veiga Pereira
PSR

RESUMO

O objetivo deste trabalho é apresentar um estudo de inserção eólica no Sistema Elétrico Brasileiro sob a ótica energética, admitindo uma expansão do parque hidrelétrico baseada em usinas a fio d'água inserção. Avaliamos diferentes cenários de inserção eólica no longo prazo por meio da simulação do despacho hidrotérmico considerando a estocasticidade na vazão e na produção de energia eólica, utilizando quatro principais métricas para indicar a inserção máxima ideal de geração eólica no sistema: (i) o PLD médio; (ii) o percentil 90% do PLD; (iii) o risco de déficit; e (iv) a probabilidade de despacho termelétrico para atendimento à ponta.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento energético, Inserção Eólica, Integração hidroeólica, Suprimento de ponta.

1.0 - INTRODUÇÃO

O estudo de limites de inserção e seus impactos têm sido fortemente estudados em diversos países, com foco sobretudo nos horizontes de curto prazo, onde são analisados o comportamento do *unit commitment* de geradoras, reservas, impactos elétricos, etc [4]. O objetivo deste trabalho, realizado com apoio da ABEEólica, é apresentar um primeiro estudo de inserção eólica para o sistema brasileiro, analisando os impactos sob a ótica energética através de uma modelagem individualizada e probabilística dos sistemas hidrotérmico e eólico brasileiro. Procuramos analisar qual o montante máximo de energia eólica que pode ser inserido na matriz elétrica brasileira, em um cenário de expansão baseada em hidrelétricas a fio d'água. Impactos de curto prazo e elétricos serão analisados em trabalhos futuros.

Esta introdução traz (i) um breve levantamento da situação atual da fonte eólica no Brasil e (ii) considerações sobre a integração das eólicas ao sistema. No capítulo 2 a seguir, trataremos da metodologia aplicada neste estudo, envolvendo: (i) a representação do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) em modelo de despacho hidrotérmico com estocasticidade nas vazões e na produção de energia eólica, (ii) a construção de cenários de inserção da energia eólica que sejam comparáveis entre si; (iii) a elaboração de um modelo integrado para a geração eólica e hidrelétrica com base em análise estatística dos dados históricos; e (iv) avaliação do suprimento à demanda de ponta, de acordo com as considerações feitas na seção 1.2. O capítulo 3 apresenta os principais resultados obtidos para três simulações realizadas: (i) situação idealizada na qual a geração eólica é determinística; (ii) situação considerando geração eólica estocástica; e (iii) situação considerando geração eólica estocástica, representando variabilidade horária, para avaliação do suprimento de ponta. O Capítulo 4 conclui.

1.1 Panorama da energia eólica no Brasil

A energia eólica vem ocupando uma posição cada vez mais importante no sistema elétrico brasileiro (SEB) nos últimos anos, tendo se mostrado altamente competitiva nos leilões de energia nova do ambiente de contratação regulada (ACR). Como consequência, há grande expectativa de que a participação da energia eólica na matriz elétrica brasileira aumente significativamente ao longo dos próximos anos, levando em consideração o volume já contratado nos últimos leilões e o planejamento da expansão apresentado pelo governo. Por exemplo, de acordo com o Plano Decenal de Energia 2012 [1], a capacidade de geração eólica deve passar dos atuais 1% de participação na capacidade instalada da matriz elétrica para 6% em 2015 (8 GW) e 9% em 2021 (16 GW).

Grande parte deste sucesso deve-se ao produto oferecido nos leilões para a energia eólica, que reconhece a incerteza de sua produção e transfere para o consumidor final riscos de difícil gerência para um investidor individual [2,3]. A justificativa por trás desta alocação é baseada (i) na capacidade do consumidor final de gerenciar estes riscos devido ao seu portfólio diversificado de contratos e (ii) na característica física do sistema hidrotérmico brasileiro, com a presença de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios. Entretanto, a estrutura física do sistema vem mudando ao longo dos últimos anos, em grande parte devido à redução da capacidade de regularização dos reservatórios hidrelétricos, de modo que esta lógica pode ser questionada – como será discutido na seção 1.2.

1.2 Absorção da variabilidade da produção eólica no sistema

A variabilidade e imprevisibilidade intrínsecas da produção eólica em função do regime de ventos trazem desafios importantes do lado da operação do sistema. Diversos países que experimentaram um rápido crescimento da capacidade eólica têm instalado novas usinas térmicas com o objetivo de estabilizar o sistema, e vêm atuando na criação de mercados para “produtos” relacionados à flexibilidade, como mercados de reservas operativas e serviços ancilares, que valorizem corretamente o benefício trazido ao sistema por usinas com rápida função de resposta e flexibilidade operativa [4].

À primeira vista, a situação do Brasil seria um pouco distinta, pois as hidrelétricas poderiam absorver com relativa facilidade as variações na produção de energia eólica, premissa esta baseada na existência de usinas com reservatórios [5]. No entanto, o desenvolvimento do potencial hidrelétrico no Brasil tem enfrentado controvérsias associadas principalmente a problemas socioambientais – assim, com as crescentes pressões sociais para reduzir a área dos reservatórios dessas usinas, há a expectativa de que a expansão hidrelétrica no Brasil ao longo dos próximos anos seja baseada unicamente em usinas a fio d’água. Com este novo paradigma, a capacidade de regularização do sistema será reduzida [6] (devido à menor razão entre energia armazenável e energia afluyente), tornando o sistema mais vulnerável à variabilidade dos ventos. Consequentemente, é possível que no médio-longo prazo, caso a inserção eólica no sistema atinja níveis elevados, a redução da flexibilidade operativa causada pela perda da capacidade de regularização do Brasil resulte em impactos econômicos no sistema através do acionamento de termelétricas. Surge então a primeira questão analisada por este estudo: qual seria o limite para a inserção eólica, em termos energéticos, sem causar sobrecustos e/ou redução da segurança de suprimento no sistema?

Uma observação importante é que a redução da capacidade de regularização do sistema dificulta a absorção da variabilidade *sazonal* e *interanual* da fonte eólica: as usinas a fio d’água ainda são capazes de absorver flutuações de *curto prazo* na geração eólica, transferindo energia de algumas horas do dia para outras. De fato, a representação simplificada da demanda horária por meio de patamares de carga, adotada atualmente nos modelos de despacho hidrotérmico utilizados na operação do SEB, utiliza a hipótese de que as hidrelétricas podem absorver *sem dificuldades* as flutuações horárias da demanda dentro de cada patamar analisado. Entretanto, uma limitação prática é que não há garantias que as hidrelétricas do sistema tenham capacidade suficiente para atender à demanda máxima instantânea nos horários mais críticos do dia – de modo que outra dificuldade trazida em caso de inserção eólica elevada é o aumento da incerteza quanto ao suprimento de ponta do sistema. Surge então a segunda questão de interesse: qual o limite para a inserção eólica, também em termos energéticos, sem causar sobrecustos no sistema devido ao acionamento de termelétricas para o atendimento à ponta?

2.0 - INSERÇÃO METODOLOGIA

2.1 Representação do SEB

O SEB foi simulado representando os procedimentos padrão adotados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) na determinação da política operativa, inclusive incorporando os procedimentos de segurança de suprimento (ou aversão ao risco) como a Curva de Aversão ao Risco (CAR) e o Procedimento Operativo de Curto Prazo (POCP), conhecido como “nível meta”¹. Foi utilizado o modelo de despacho hidrotérmico estocástico a usinas individualizadas SDDP, desenvolvido pela PSR. A política operativa ótima do despacho hidrotérmico foi calculada considerando 200 séries hidrológicas equiprováveis, e com geração eólica fixa igual à mediana histórica – este

¹ À época de elaboração deste artigo, a Resolução CNPE nº 3 não havia sido publicada, de modo que ela não foi considerada neste cálculo.

procedimento busca emular a metodologia atualmente utilizada no planejamento da operação do SEB, onde a geração eólica é considerada determinística no cálculo da política operativa. Entretanto, a variabilidade da produção de energia eólica mensal e em cada patamar de demanda, como indicado no item 2.3, foi considerada na simulação final do despacho hidrotérmico. Adicionalmente, a variação do coeficiente de produção das hidroelétricas em função do nível de armazenamento foi representada em detalhes através de uma função linear por partes – o que é relevante especialmente para a simulação do atendimento à ponta (vide seção 2.4).

Buscou-se representar para diferentes níveis de inserção eólica qual a capacidade do sistema de garantir o suprimento de energia de forma sustentável. De modo a suprimir efeitos conjunturais, tais como o nível inicial dos reservatórios, capturando unicamente os efeitos estruturais, a análise foi realizada a partir de uma *configuração estática* do sistema. O critério atualmente em vigor para o ajuste de configurações estáticas para o cálculo de garantia física é a igualdade entre o valor esperado do custo marginal de operação E[CMO] e o custo marginal de expansão (CME). Este critério não foi considerado atrativo para o objetivo deste informe, uma vez que o ajuste da configuração para garantir o mesmo E[CMO] poderia “mascarar” o impacto da inserção eólica no mesmo. Sendo assim, para tornar todos os cenários de inserção eólica comparáveis, a oferta e demanda de cada configuração foi ajustada em termos da garantia física do sistema, conforme descrito a seguir:

- a. Partiu-se da configuração do sistema, que inclui a entrada das hidroelétricas do rio Madeira, de Belo Monte, e Teles Pires; bem como a usina nuclear de Angra III. Foram construídos cenários de expansão a partir desta configuração base (vide seção e).
- b. Foi calculada a oferta total de garantia física, da seguinte forma: (i) para usinas existentes ou já contratadas em leilões, utilizou-se a garantia física publicada pelo Ministério de Minas e Energia; (ii) para novas usinas hidrelétricas e termelétricas, sua garantia física foi calculada através do procedimento usual, baseado em configurações estáticas ajustada para $E[CMO] = CME = 113 \text{ R\$/MWh}$ (valor adotado pela EPE para o cálculo de garantias físicas); e (iii) para usinas eólicas, de acordo com a regulamentação atual, a garantia física é igual à mediana de sua geração anual (P50).
- c. Para efeitos de cálculo do balanço entre oferta e demanda, foi excluída desta oferta a garantia física associada à energia de reserva (que não é utilizada para respaldar demanda, conforme procedimento usual do governo).
- d. Ajustou-se o balanço entre oferta e demanda de garantia física para uma sobra estrutural de $1,5\%^2$ – isto é, cada 100 MW médios de demanda seriam respaldados por 101,5 MW médios de oferta de garantia física. Observa-se que, ao levar em conta a energia de reserva excluída no item (c), a sobra estrutural de energia torna-se mais elevada (da ordem de 6%).

2.2 Cenários de inserção da fonte eólica

A expansão do SEB para os próximos três anos já está praticamente determinada devido aos montantes contratados nos leilões de energia recentes: em particular, o montante de geração eólica já comprometido em contratos (com expectativa de entrada em operação até 2016) corresponde a uma potência instalada de 8 GW de eólicas, ou 3,5 GW médios de garantia física.

De modo a analisar o impacto da inserção de energia eólica no sistema, foram elaborados cinco cenários de oferta de longo prazo com distintos níveis de inserção eólica sob as seguintes hipóteses:

- Em todos os cenários, a oferta termelétrica permanece constante em relação à disponível em 2016 (26 GW);
- Em todos os cenários, são inseridos 27 GW (15 GW médios) de nova capacidade hidrelétrica, que correspondem ao potencial hidrelétrico disponível de acordo com o PDE 2021 [1];
- O cenário de menor inserção eólica corresponde à entrada em operação unicamente dos parques já comercializados em leilões de energia nova anteriores (nenhuma nova contratação a partir de 2013);
- Os cenários alternativos correspondem a diferentes níveis de inserção eólica: as potências eólicas instaladas totais do sistema em cada configuração estática são iguais a 8 GW (valor atual), 12 GW, 20 GW, 32 GW, e 64 GW.

Em todos os cenários, admitiu-se que a potência eólica adicional (acima dos 8 GW já contratados) é fornecida por cada uma das quatro principais bacias eólicas brasileiras³ em igual proporção. Foi levado em consideração ainda que o fator de capacidade médio de cada bacia (utilizado na determinação da garantia física dos geradores eólicos) *decrece* conforme a potência instalada aumenta; o que indica que os melhores sítios já foram explorados⁴. Devido a este efeito, a garantia física do conjunto de eólicas no cenário de inserção de 64 GW é menor do que duas vezes a garantia física no cenário de 32 GW, por exemplo.

Como a única diferença entre os cenários analisados está no montante de energia eólica e esta fonte possui garantia física igual ao P50 da geração, o ajuste da configuração estática é imediato: basta ampliar a demanda de maneira a que a sobra contratual do sistema (exceto energia de reserva) seja igual a 1,5%.

² Esta sobra contratual foi calculada considerando a estratégia de contratação das distribuidoras, que podem repassar os custos referentes à contratação de até 103% de sua carga. Posteriormente à realização das simulações deste informe foi promulgado o Decreto no 7.945, de 7 de março de 2013, que aumenta o limite de repasse para 105%.

³ Bahia - BA, Ceará - CE, Rio Grande do Norte - RN e Rio Grande do Sul - RS. Vide seção 2.3.

⁴ Fonte: Camargo Schubert.

2.3 Modelo integrado de geração eólica e hidrelétrica

Um desafio importante para a representação do SEB é a determinação de parâmetros que possam modelar corretamente a incerteza de longo prazo na geração eólica e hidrelétrica, e eventualmente como estas duas se interrelacionam. Esta tarefa é dificultada pela menor disponibilidade de dados meteorológicos de vento, o que exige a adoção de algumas hipóteses simplificadoras.

De modo a construir matematicamente um modelo integrado de geração renovável baseado no histórico de observações, foram utilizados de reanálises da base NCAR/NCEP Global Reanalysis Project, e dados meteorológicos da base MERRA (Modern Era Retrospective Analysis for Research and Applications), cobrindo um período de 30 anos. Estes dados foram trabalhados pela empresa certificadora Camargo Schubert para converter as séries meteorológicas em séries de estimativas de geração, utilizando modelos físicos validados com base na geração efetivamente observada em parques eólicos atualmente em operação no Brasil.

Embora evidentemente fosse preferível trabalhar com dados geograficamente pulverizados tanto quanto possível, a baixa disponibilidade de dados obrigou a representação simplificada com base em amostras representativas de quatro “bacias eólicas” – regiões que concentram boa parte do potencial eólico técnica e economicamente viável no Brasil (Bahia - BA, Ceará - CE, Rio Grande do Norte - RN e Rio Grande do Sul – RS). Considerou-se que os principais efeitos da variabilidade temporal e espacial seriam capturados com esta representação por bacia.

Uma primeira análise dos dados revelou as seguintes peculiaridades das bacias eólicas:

- Em termos de variabilidade sazonal, observa-se pela Figura 1 que a bacia do RS apresenta um perfil praticamente constante ao longo do ano, enquanto as outras três bacias possuem sazonalidade inversa à sazonalidade das hidrelétricas. A bacia do CE foi a que apresentou maior variabilidade sazonal.
- Em termos de variabilidade interanual, novamente a bacia do CE apresentou maior incerteza: o desvio padrão calculado com base no histórico é igual a 12,0% da geração média anual. Nas outras bacias, os desvios padrão obtidos foram de 8,5% no RN; 5,2% na BA; e 3,3% no RS.
- Foram calculados também os coeficientes de correlação das séries históricas de produção anual das quatro bacias eólicas, sendo os resultados apresentados na Tabela 1. Estes coeficientes fornecem uma estimativa da correlação espacial da geração eólica – como se poderia esperar, a produção eólica no RS praticamente não é correlacionada com as outras (geograficamente mais distante), enquanto as bacias do CE e RN têm correlação muito elevada.

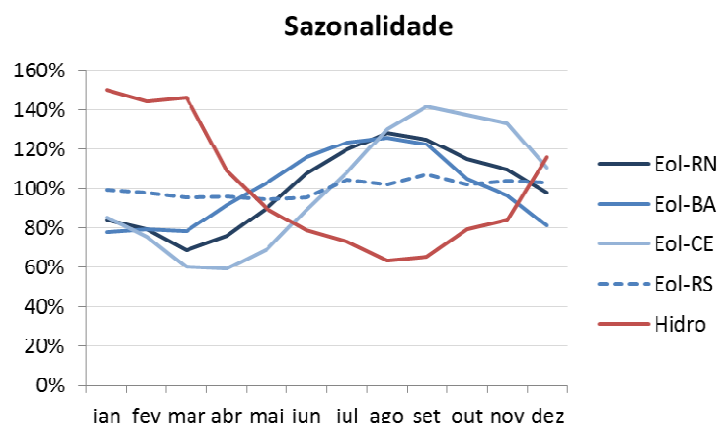


Figura 1 – Perfil sazonal da geração nos parques

Tabela 1 – Matriz de correlação espacial da geração eólica

	RN	BA	CE	RS
RN	1.00	0.48	0.96	0.10
BA		1.00	0.37	0.14
CE			1.00	0.00
RS				1.00

Outra questão cabível é se existe algum fator de correlação importante entre a geração anual hidrelétrica e a geração anual eólica. É evidente da Figura 1 que há uma correlação negativa na geração mês a mês; e caso exista alguma relação similar entre as variáveis aleatórias da produção média anual estas correlações devem ser incorporadas ao modelo. Para isto, construímos a matriz de correlação espacial entre a produção eólica anual das

bacias consideradas e o recurso disponível para as hidrelétricas, medido em termos de energia natural afluente (ENA) anual. Este resultado é apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 – Matriz de correlação espacial anual da geração eólica e geração hidrelétrica

	ENA SIN	ENA SE	ENA SU	ENA NE	ENA NO	RN	BA	CE	RS
ENA Brasil	1.00	0.97	0.65	0.78	0.33	0.05	-0.16	0.08	0.11
ENA Sudeste		1.00	0.53	0.77	0.28	0.05	-0.19	0.07	0.07
ENA Sul			1.00	0.15	-0.19	0.27	0.12	0.36	0.13
ENA Nordeste				1.00	0.57	-0.13	-0.21	-0.15	0.08
ENA Norte					1.00	-0.43	-0.36	-0.48	0.09

Em princípio, seria possível simplesmente incorporar as correlações encontradas ao modelo estocástico de vazões. No entanto, é possível que tais resultados tenham sido obtidos unicamente por variação amostral, visto que há relativamente poucos pontos de dados disponíveis (30 anos de histórico). Desta forma, cabe fazer uma análise crítica dos resultados.

O primeiro indício de que estas correlações podem não representar a realidade é que a maior parte dos dados de correlação espacial ENA vs geração eólica são próximos de zero, e se encontram relativamente distribuídos entre valores positivos e negativos – as correlações ENA-ENA e entre gerações eólicas possuem comportamento muito mais homogêneo (todas maiores do que zero). Adicionalmente, observa-se que os maiores valores em módulo obtidos na Tabela 2 não correspondem às áreas geograficamente mais próximas, para as quais seria de se esperar que houvesse maior correlação entre as variáveis climáticas. Desta forma, considerou-se que não havia evidência estatística o suficiente para defender a hipótese de que haveria uma correlação estrutural (anual ou mensal) entre alguma das séries anuais de ENA e geração eólica, e optou-se pela sua modelagem como variáveis independentes.

Com base nestas considerações, foi selecionado um modelo de geração eólica estocástica com base na amostragem não-paramétrica e espacialmente coerente de séries históricas sintéticas de geração eólica média mensal; construídas e selecionadas de forma independente das séries de vazão.

2.4 Atendimento à demanda de ponta

A análise do suprimento da ponta depende de uma simulação em separado, envolvendo representação mais acurada da carga no horário de ponta, cujo objetivo é determinar se as hidrelétricas têm ou não capacidade suficiente para aumentar sua potência gerada para atender à demanda nos momentos mais críticos do sistema (demanda máxima instantânea). Foi realizada para isto nova simulação do despacho hidrotérmico utilizando o modelo SDDP (vide seção 2.1), com representação de um patamar de carga adicional, de duração igual a apenas 1 hora por mês – sendo que a demanda e duração do patamar que anteriormente era o mais elevado foram ajustadas de modo a acomodar o novo patamar e manter a demanda mensal constante. O valor da demanda máxima instantânea foi calibrado com base em dados históricos publicados pelo ONS, adicionados de 5% de modo a representar o requisito de reserva operativa do sistema. É interessante observar que ao longo dos últimos anos e especialmente nos meses de verão, a demanda máxima instantânea publicada pelo ONS tem ocorrido entre 14h e 15h – fora, portanto, do horário de ponta regulatório definido pelo operador do sistema. Nos meses mais frios, a demanda máxima ainda tem ocorrido no horário de ponta regulatório, entre 18h e 19h (entretanto, estes picos tendem a ser menos extremos que os observados no verão).

Para o atendimento à ponta, variações horárias da produção eólica passam a ser mais relevantes – mais uma vez, foram utilizados dados trabalhados pela empresa certificadora Camargo Schubert e agregados por bacia eólica (vide seção 2.3). Notavelmente, a ocorrência de picos de demanda à tarde implica em uma menor contribuição das eólicas para o atendimento da ponta do sistema, visto que em média a geração eólica tende a ser mais baixa nestes períodos.

Após a simulação, verifica-se se ocorre despacho termelétrico adicional para atendimento à ponta (ou, em casos mais extremos, risco de déficit na ponta). Admite-se que há acionamento de térmicas na ponta quando as seguintes condições são observadas:

- O custo marginal de operação (CMO) determinado para o patamar da demanda máxima instantânea é maior do que o CMO do patamar de carga pesada ou média (dependendo do horário de ocorrência da ponta no mês avaliado).
- O CMO do patamar da demanda máxima é igual ao CVU de alguma termelétrica no sistema.

Em conjunto, essas condições indicam que um aumento incremental da demanda máxima instantânea é atendido pelo acionamento de uma termelétrica, sendo que esta termelétrica não era necessária para atender a um aumento incremental da demanda representada pelo patamar de carga. Isto caracteriza a necessidade de acionamento de

usinas térmicas com o objetivo exclusivo de atendimento à ponta, o que não é capturado pelos modelos de despacho usuais do SEB.

3.0 - RESULTADOS

3.1 Impacto na distribuição do PLD: geração eólica determinística

Para uma primeira verificação, considerou-se uma simulação na qual não há variabilidade na geração eólica, apenas na produção hidrelétrica – isto é, tanto a política operativa quanto a simulação são calculadas admitindo que a geração eólica de cada parque é determinística e igual à geração mediana (P50) obtida das séries históricas de vento; enquanto a produção hidrelétrica é calculada de forma estocástica. Este procedimento foi repetido para cada um dos cenários de inserção de eólica avaliados, conforme descrito nas seções 2.1 e 2.2. Cada cenário de inserção eólica no longo prazo é associado a uma distribuição de probabilidades de PLD, representada de forma sintética na Figura 2.

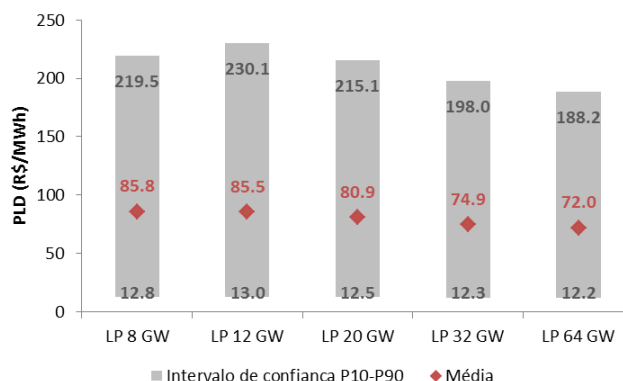


Figura 2 – Distribuições de PLD encontradas – cenários de geração eólica determinística

Observa-se que, para inserções eólicas superiores a 12 GW, o PLD tende aparentemente a diminuir de forma monotônica com a inserção de mais capacidade eólica (no mínimo até uma capacidade de 64 GW). Esta redução gradual é verdadeira tanto para o PLD médio quanto para os quantis representativos de cenários mais úmidos (P10) e dos cenários mais secos (P90). Isto significa que, dentro da hipótese de geração eólica totalmente determinística, o limite máximo para a inserção eólica não foi atingido mesmo no caso de 64 GW adicionados – o sistema hidrotérmico permanece capaz de absorver a geração eólica suplementar sem que haja aumento do indicador PLD. Outro benefício verificado nas simulações (embora não representado na Figura 2) é que a inserção eólica também atenua a sazonalidade do PLD, com uma tendência de redução maior nos meses de PLD mais alto (período seco para as hidrelétricas).

Cabe aqui uma consideração a respeito do custo de investimento das eólicas, que não foi levado em consideração nesta análise. Como indicado na seção 2.2, os diferentes cenários de inserção eólica diferem não apenas na oferta total de garantia física, mas também na demanda total, de modo que a análise do ótimo econômico não é trivial e não foi analisada neste trabalho.

3.2 Impacto na distribuição do PLD e no risco de déficit: geração eólica estocástica

Refinando a simulação realizada no item 3.1, consideramos agora que a realização da geração eólica é estocástica e não mais determinística, utilizando modelos de amostragem como descrito na seção 2.3. Os resultados obtidos são sintetizados na Figura 3.

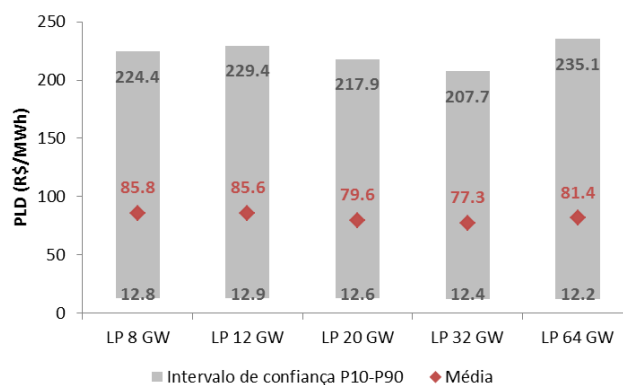


Figura 3 – Distribuições de PLD encontradas – cenários de geração eólica estocástica

Uma comparação da Figura 3 com a Figura 2 revela que a geração eólica estocástica tende a provocar um aumento no PLD em cada um dos cenários individualmente – o que se mostra mais visível nos cenários de maior inserção eólica. Tal comportamento era esperado, visto que a maior imprevisibilidade da geração tende a resultar em maiores arrependimentos. Adicionalmente, observa-se que há uma inversão na curva de tendência do PLD médio e do P90 do PLD em função da inserção eólica – um comportamento diferente do observado nos cenários de geração determinística. Este comportamento é indicativo da existência de um ponto ótimo para a inserção de energia eólica na matriz brasileira, sendo que para capacidades instaladas superiores o consumidor passaria a arcar com custos adicionais referentes ao aumento do despacho termelétrico.

Plotando os valores da Figura 3 em um gráfico de preço vs capacidade eólica e aproximando a curva formada para uma parábola, observa-se que o ponto de mínimo para o PLD médio é obtido para uma inserção de 42 GW, enquanto o ponto de inflexão para o P90 do PLD corresponde a uma inserção de 37 GW de capacidade eólica.

Outra consideração diz respeito ao risco de déficit, que indica a probabilidade que seja necessário algum corte da carga em algum momento do ano. Para inserções eólicas entre 8 GW e 32 GW, o risco de déficit na região Sudeste permanece aproximadamente constante, flutuando entre 2% e 2,5% sem uma tendência claramente verificável. Entretanto, para uma inserção igual a 64 GW, o risco do déficit aumenta para 4,2%. Fazendo uma extrapolação simples, para que o risco de déficit seja mantido inferior a 3% (coerente com o critério operativo atual), a inserção eólica não poderia ultrapassar cerca de 50 GW.

3.3 Resultado do suprimento de ponta

Utilizando a metodologia apresentada no item 2.4, e novamente considerando a geração eólica estocástica de forma análoga ao apresentado no item 3.2, foi calculada a probabilidade que seja requerido despacho termelétrico adicional para atendimento à ponta. Este resultado é apresentado na Figura 4. Observa-se que dos quatro submercados o mais propenso a este tipo de intervenção é o Sudeste: quando a capacidade de geração eólica aumenta de 8 GW para 32 GW, o risco que seja solicitado despacho termelétrico para atendimento à ponta aumenta de 5% para 20%.

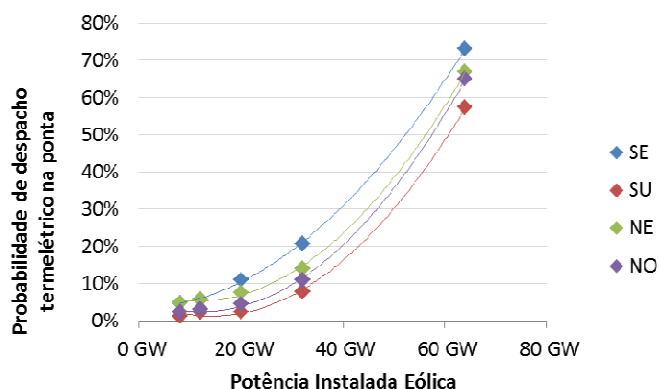


Figura 4 – Probabilidade de despacho termelétrico na ponta em função da inserção eólica

Foi determinada também a probabilidade de corte de carga na ponta – correspondente a cenários em que não foi possível atender à demanda do patamar de máxima carga instantânea mesmo com o despacho de toda a potência termelétrica e hidrelétrica disponível no sistema. Entretanto, os resultados se mostraram pouco significativos: as

probabilidades são menores do que 0,4% para todos os cenários, e não apresentam uma tendência clara em função da inserção eólica.

4.0 - CONCLUSÃO

O objetivo deste trabalho foi apresentar um primeiro estudo de inserção eólica no Sistema Elétrico Brasileiro sob a ótica energética, visando avaliar como a redução na capacidade de regularização do sistema com a expansão do parque hidrelétrico baseada em usinas a fio d'água pode impactar a inserção da energia eólica no sistema.

A análise foi baseada em uma configuração estática do sistema elétrico à qual foram adicionados distintos níveis de inserção eólica, considerando que não haveria expansão hidrelétrica com reservatórios de regularização mensal e nem expansão termelétrica. Foram utilizadas quatro métricas para indicar qual seria a inserção máxima ideal de geração eólica no sistema: (i) o PLD médio; (ii) o percentil 90% do PLD; (iii) o risco de déficit; e (iv) a probabilidade de despacho termelétrico para atendimento à ponta. Com base em simulações detalhadas da operação do sistema com representação da incerteza hidroelétrica, observou-se que a inserção eólica que permite atingir um ponto ótimo seguindo a métrica do PLD esperado é pouco superior a 40 GW (sendo pouco inferior a este valor para a métrica do percentil 90% do PLD) – este resultado corresponde a uma composição aproximada de 15% eólicas, 24% térmicas, e 61% hidrelétricas na oferta global de garantia física. A este grau de inserção, o risco de déficit anual para o submercado Sudeste foi estimado em cerca de 2,8%; e o risco de despacho termelétrico para atendimento da ponta para o mesmo submercado, em aproximadamente 30%.

Cabe observar que este limite de inserção foi calculado levando em consideração as restrições da representação dos geradores eólicos no SEB, de acordo com os procedimentos operativos atuais. Desta forma, pode-se concluir que o limite de inserção calculado neste trabalho, de aproximadamente 40 GW, não representa necessariamente uma limitação física do sistema: é possível que, com a correção de algumas imperfeições destas metodologias aplicadas, o sistema possa acomodar uma potência eólica ainda maior. Outra forma de aumentar o potencial de inserção eólica é aumentar a participação de fontes despacháveis na expansão, tal como hidrelétricas com reservatórios e termelétricas flexíveis.

Finalmente, cabe ressaltar que este trabalho não avalia o impacto elétrico da inserção eólica (restrições de transmissão, controle de tensão e frequência, tempo de partida de unidades geradores, etc.) e não apresenta uma análise econômica das diversas opções de expansão da geração para o sistema. Se, por um lado, as restrições elétricas podem reduzir significativamente o limite da inserção eólica no sistema (devido ao aumento da necessidade de despacho termelétrico por razões elétricas), os preços da energia eólica praticados atualmente nos leilões podem compensar este incremento nos custos. A interação entre estes diversos aspectos será avaliada em um trabalho futuro.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2021. Rio de Janeiro: EPE, 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/>
- (2) B.Bezerra, F. Porrua, L. A. Barroso, P.Lino, F.Ralston, M. V. Perreira, Wind Power Insertion through Energy Auctions in Brazil- IEEE PES General Meeting 2010, Minneapolis, USA.
- (3) G. Cunha, L.A. Barroso, F. Porrua, B. Bezerra (2012) "Fostering wind power through auctions: the Brazilian experience". IAEE Energy Forum, Second Quarter 2012
- (4) I. J. Pérez-Arriaga, C. Batlle, Impacts of intermittent renewables on electricity generation system operation, Economics of Energy and Environmental Policy, vol. 1, No. 2., 2012.
- (5) H. Holttinen, Wind Hydro Integration on a Large Hydro System, UWIG workshop, Portland, 2007
- (6) M.Britto, M.Vianna, B.Bezerra, L.A. Barroso, and M.V. Pereira, Uma Metodologia para Analisar o Impacto das Usinas a Fio d'água na Capacidade de Regularização do Sistema Hidrotérmico Brasileiro, XX SNPTEE, 2009.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Bernardo Bezerra é doutorando em Engenharia Elétrica e gerente de projetos na PSR.

Pedro Ávila é doutorando em Planejamento Energético e analista de projetos na PSR.

Gabriel Cunha é mestrando em Planejamento Energético e analista de projetos na PSR.

Luiz Barroso é doutor em pesquisa operacional e diretor da PSR.

Martha Carvalho é mestre em pesquisa operacional e analista de projetos na PSR.

Mario Veiga Pereira é doutor em pesquisa operacional e presidente da PSR.