



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

BR/GCR/03  
13 a 16 de Outubro de 2013  
Brasília - DF

**GRUPO – VI**

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

**Simulação da Geração de Usinas Renováveis Coerentes com os Cenários de Operação do Sistema Elétrico Brasileiro**

**Alexandre Street<sup>1</sup>, Alvaro Veiga<sup>1</sup>, Delberis Lima<sup>1</sup>, Alexandre Moreira<sup>1</sup>, Bruno Fanzeres<sup>1</sup>, Joaquim Garcia<sup>1</sup>, e Lucas Freire<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Departamento de Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (DEE PUC-Rio)  
Laboratório de Métodos Quantitativos de Apoio à Decisão (labMAD)

**RESUMO**

A energia eólica vem se firmando de maneira concreta no Brasil. Incentivos foram dados a esta fonte nos leilões do ACR. Contudo, o modelo de planejamento e simulação da operação vigente no Brasil desconsidera a incerteza na geração das fontes alternativas renováveis. Em aplicações, como a comercialização de energia proveniente dessas fontes, uma metodologia de simulação que produza cenários casados com grandezas sistêmicas torna-se necessária. Assim, este trabalho apresenta um modelo de geração de cenários de produção de fontes renováveis intermitentes que sejam dependentes dos cenários de variáveis sistêmicas, PLD, geração térmica, intercâmbios, etc., advindos do modelo de planejamento operativo.

**PALAVRAS-CHAVE**

Métodos estatísticos, Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), Simulação da Operação, Simulação de Recursos Renováveis, Sistemas de Potência.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O governo brasileiro, finda a crise de abastecimento de energia no início dos anos 2000, promoveu uma série de mudanças importantes no modelo institucional do setor elétrico no intuito de tornar o suprimento de energia no país mais seguro, além de fomentar a modicidade tarifária e promover a universalização do atendimento aos consumidores [1]. O novo modelo, desenhado para atender a necessidade de um planejamento de longo prazo, tem como bases a premissa de que os consumidores devem lastrear 100% da energia demandada por meio de capacidade assegurada de suprimento [2][3][4] e a criação de dois ambientes de contratação, o regulado (ACR) e o livre (ACL). Nesse contexto, para que o aumento da demanda energética fosse suprido por nova capacidade de geração com adequada antecedência, novos investimentos em parques geradores foram estimulados. Tal estímulo se deu por meio da realização de leilões, onde são licitados contratos de longo prazo (15 anos para termelétricas, 20 para eólicas e 30 para hidros) com 3 e 5 anos de antecedência – A-3 e A-5, respectivamente [5]. Fechar contrato em tais leilões significa obter uma remuneração mínima de longo prazo a preços definidos, permitindo que os órgãos financiadores se sintam mais seguros em aportar recursos a taxas de juros mais baixas do que o habitual e, consequentemente, atraindo investidores privados para participar na expansão do parque gerador [6].

No que tange ao ACR, a partir de 2004, os leilões de energia promovidos tiveram como resultado um grande impulso no setor elétrico em sua totalidade. Também em 2004, foi instituído o Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (PROINFA) [7], criando leilões exclusivos para as principais fontes alternativas de energia no Brasil (eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa) competirem. O preço médio observado da energia foi, inicialmente, de 298.00 R\$/MWh. Contudo, a partir de 2009, houve uma queda significativa nos preços das eólicas, chegando a patamares inferiores a 90.00 R\$/MWh no A-5 de 2012. Nesse contexto, se por um lado o ACR oferece a comodidade de contratos de longo prazo, que facilitam a viabilização de novos investimentos em geração com a

\* Rua Marquês de São Vicente, n° 225 – Prédio Leme – sala 07 – CEP 22451-900 - Rio de Janeiro, RJ – Brasil  
Tel: (+55 21) 3527-1631– Fax: (+55 21) 3527-1232 – Email: street@ele.puc-rio.br

segurança de fluxos de caixa previsíveis no médio e longo prazo, por outro lado, tal ambiente vem exibindo um alto grau de competitividade. Com a queda no preço da energia nos últimos leilões em função da grande oferta e competição entre as eólicas, os investidores tanto de eólicas como de outras renováveis, PCHs e biomassas, começaram a procurar alternativas de contratação mais interessantes e rentáveis.

O ACL, se comparado ao ACR, se caracteriza como um ambiente de contratação de elevado risco para as renováveis, em decorrência da baixa previsibilidade da produção dessas fontes, dos curtos prazos de vigência dos contratos e da incerteza no PLD. No ACL, são majoritariamente negociados contratos por quantidade. Nessa modalidade contratual, a incerteza do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) somada à incerteza na geração produz o conhecido risco de preço e quantidade [8]-[10]. Isso porque, nos contratos por quantidade, o excedente ou o déficit de energia produzida pela fonte em relação ao montante de energia deve ser liquidado ao PLD, que é uma variável sistêmica e altamente volátil.

Uma breve análise do histórico mensal de PLD indica que longos períodos de PLD baixo são interrompidos por picos elevados. Essa peculiaridade tem explicação no processo de formação desse preço. O PLD reflete o custo marginal de operação do sistema elétrico brasileiro (truncado em um piso e teto), que é basicamente hidrelétrico. Com o objetivo de garantir uma operação segura, o sistema é projetado com uma sobreoferta estrutural para suportar a ocorrência de condições adversas de afluências. Dessa forma, na maior parte do tempo, o sistema é operado com folga e, portanto, o custo marginal de produção da energia vale zero (valor da água sem perspectiva de déficits futuros). Entretanto, em condições de desequilíbrio, as térmicas são acionadas para prevenir déficits e o custo marginal passa a ser dependente do valor dos combustíveis utilizados, que podem chegar a 1000 R\$/MWh.

Uma característica bastante conhecida e estudada pelo setor elétrico brasileiro é a complementaridade entre o perfil de geração eólico da região Nordeste (onde estão concentradas a maioria das eólicas existentes e os projetos futuros) e o perfil de geração hídrico da região Sudeste. Com base nisso, é possível formar um portfólio de venda conjunto dessas fontes que resultaria em um fluxo de caixa menos arriscado e com menor exposição ao PLD, se comparado ao fluxo de caixa das fontes negociadas no mercado isoladamente. Contudo, para que o risco inerente à comercialização no ACL seja considerado de forma adequada, é preciso que os fatores de risco associados à aleatoriedade do preço de curto prazo e à incerteza na geração de energia em relação ao contrato sejam devidamente modelados.

O PLD futuro pode ser simulado através do modelo de despacho, Newave e Decomp, do Operador Nacional do Sistema (ONS). Já a produção futura de usinas renováveis não despacháveis – eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), cogeração a biomassa e solar, por exemplo – pode ser simulada individualmente através de modelos estatísticos externos ao modelo de despacho. Nesse contexto, a precificação de riscos de qualquer estratégia de comercialização dessas fontes requer o casamento (correlação) dos cenários simulados da geração das usinas renováveis em questão com os cenários simulados de PLD. Além disso, no caso da formação de portfólio, é preciso correlacionar também as diferentes fontes de geração entre si, através de um modelo multivariado.

Na comercialização de energia através de contratos de quantidade, onde o vendedor tem a obrigação de entrega, o nível de contratação (montante a contratar da oportunidade) do gerador deve ser otimizado de maneira a mitigar o risco de preço e quantidade. Esse risco se caracteriza por cenários de baixa produção associados a cenários de alto PLD. A mitigação desse risco pode ser realizada através de um processo de otimização da quantidade de venda em que as incertezas do PLD e da produção das usinas renováveis são tratadas como cenários. O modelo de otimização deve decidir a quantidade ótima que um gerador renovável deve se comprometer com a venda de um contrato de quantidade levando em conta o *trade-off* entre a parcela fixa do contrato e a exposição com as liquidações de diferenças na câmara de comercialização de energia elétrica (CCEE). O objetivo de um modelo de otimização de contratação ótima é o de maximizar o valor do fluxo de caixa estocástico futuro.

O valor de um fluxo de caixa estocástico deve levar em conta um desconto pelo risco (prêmio de risco). O risco de preço e quantidade na comercialização de fontes renováveis depende intrinsecamente da relação ou dinâmica entre o PLD e a produção das renováveis. Assim, cenários de recursos renováveis devidamente ajustados aos cenários de PLD tornam-se a peça chave na criação de novas estratégias de comercialização no ACL lastreada em energia renovável. Não encontramos nenhuma pesquisa ou metodologia de simulação de cenários de recursos renováveis que garanta o casamento dos cenários produzidos com os cenários simulados de variáveis sistêmicas da operação produzidas pelos modelos de planejamento. A metodologia apresentada neste trabalho foi fruto de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D-ANEEL) e se propõe a endereçar uma necessidade prática e atual da indústria.

Em vista de todas as considerações discutidas, o presente trabalho propõe ao mercado uma nova metodologia, capaz de simular cenários de recursos renováveis consistentemente com cenários de variáveis simuladas a partir de modelos de planejamento da operação. Como principal aplicação, destacamos aqui a comercialização de fontes renováveis no ACL. Neste contexto, estamos interessados em produzir cenários de geração de PCHs, eólicas, casados com os cenários de PLD. Tal metodologia, além de endereçada ao problema da comercialização de energia, também pode ser aplicada para avaliar o benefício da energia eólica no mecanismo de realocação de energia (MRE) hídrico ou mesmo no estudo da criação de um MRE Renovável, tema de outro artigo apresentado nesta conferência [11]. Além disso, também se faz possível casar os cenários de geração eólica e geração

despachável. Nesse contexto, o modelo pode ser aplicado para estudos operativos de congestionamento de rede, atendimento à ponta, e risco de racionamento, uma vez que pode gerar cenários de produção eólica de todos os subsistemas casados com a simulação operativa.

O restante deste artigo está dividido da seguinte maneira: na seção 2, apresentamos a metodologia de simulação de cenários proposta neste trabalho; na seção 3, discutiremos uma metodologia para estender ou reconstruir (simular) históricos de produção eólica, visto que a falta de séries suficientemente grandes de geração das renováveis se configura como um obstáculo para a estimação de modelos que objetivem capturar ciclos sazonais; na seção 4, ilustramos a utilidade dos cenários gerados pela metodologia proposta em dois estudos de caso.

## 2.0 - METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO DE CENÁRIOS

O objetivo central desse trabalho foi desenvolver uma metodologia de simulação de recursos renováveis capaz de produzir cenários casados (correlacionados) com os cenários de PLD do modelo de despacho hidrotérmico brasileiro, o NEWAVE. Tal metodologia também pode ser empregada a fim de correlacionar cenários de geração ou recursos naturais com cenários simulados de outras variáveis operativas. Nesse sentido, ela pode ser vista, desde uma perspectiva mais ampla, como uma metodologia de simulação de recursos naturais (ou de seus subprodutos) que gera cenários casados com os cenários simulados pelo modelo operativo, por exemplo, no caso brasileiro o NEWAVE. A fim de gerar cenários da produção de fontes renováveis, baseamos nossa metodologia em um modelo estatístico. Nesse contexto, o comportamento futuro dos recursos associados às fontes renováveis é explicado por seu comportamento passado. Além disso, como forma de estabelecer uma relação entre o comportamento dos recursos renováveis e o preço de curto prazo, consideramos a Energia Natural Afluente (ENAs) de cada submercado, que são os fatores de incerteza do modelo operativo, como variável explicativa do modelo estatístico em foco. Assim, uma vez que o PLD é estabelecido por uma relação determinística com a ENA, o casamento do modelo de geração renovável com os cenários de ENA implica um casamento com todas as variáveis operativas já intrinsecamente casadas a esta, por exemplo, o próprio PLD. Na FIGURA 1 é apresentado o esquema da metodologia de simulação de cenários de recursos renováveis abordada neste trabalho.

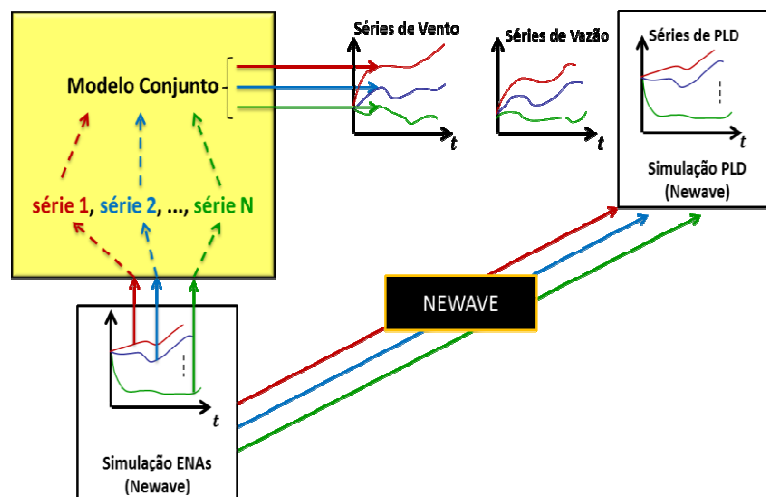


FIGURA 1 – Esquema da metodologia de simulação de cenários de recursos renováveis proposta.

O desenvolvimento da metodologia de geração de cenários se dá em duas etapas: (i) estimação dos coeficientes do modelo estatístico e (ii) simulação de cenários de geração renovável. Na primeira etapa, o modelo é ajustado utilizando as ENAs históricas produzidas pelo NEWAVE. Na segunda, a metodologia lança mão dos cenários de ENA simulados pelo NEWAVE a fim de gerar cenários futuros de produção renovável. Dessa maneira, os cenários de geração renovável podem ser utilizados em conjunto com qualquer saída do NEWAVE, desde que sigam a ordenação das séries produzidas por ele. Outra peculiaridade interessante do modelo desenvolvido neste trabalho é a sua característica bastante geral, sendo possível utilizar como recurso simulado qualquer tecnologia que possua geração sazonal e intermitente (eólica, pequenas centrais hidroelétricas, solar, entre outras), além de ser possível incluir múltiplas usinas.

Com essa ferramenta, somos capazes, por exemplo, de criar diversas aplicações para aumentar a competitividade das fontes de energia renováveis no ACL, como mostraremos em um dos estudos de caso da seção 4.

## 3.0 - CONSTRUÇÃO DE HISTÓRICOS PARA SIMULAÇÃO DOS CENÁRIOS

A geração de cenários de produção eólica necessita de um número razoável de observações para ser realizada. Contudo, em geral, séries de geração eólica suficientemente grandes para esse fim não estão disponíveis, dado

que a imensa maioria dos aerogeradores do Brasil iniciaram sua operação muito recentemente. Dentre as usinas eólicas em operação, as mais antigas começaram a funcionar em 2006, todavia a grande maioria entrou em operação a partir de meados de 2010. Deste modo, os históricos de geração atualmente disponíveis são limitados [11]. Além disso, para um novo *site*, os históricos de medição são normalmente limitados a um horizonte de três anos.

No sentido de se obter históricos de produção de energia através dos ventos com horizonte de tempo adequado para alimentar a metodologia proposta na seção 2, torna-se necessário estender os históricos curtos disponíveis de geração e no caso de parques não existentes, reconstruir tais dados a partir de medições dos recursos (velocidade dos ventos) também de curta duração. A construção dos históricos pode ser feita através de modelos de regressão que correlacionam o histórico medido do recurso, no caso de *sites* ainda não em operação, ou o histórico medido da produção, no caso de um *site* já em operação, com diversas séries representativas de mais longo prazo. Essas séries podem ser medições de velocidades de ventos em diferentes aeroportos, estações meteorológicas, e até mesmo criadas (simuladas para o passado) por modelos físicos que são alimentados por bases de dados de leituras de satélites. No caso de *sites* novos, onde o histórico de produção não está disponível, a conversão desses dados em geração eólica não é trivial, visto que a função de transferência de vento para potência é não linear, como pode ser observado na FIGURA 2.

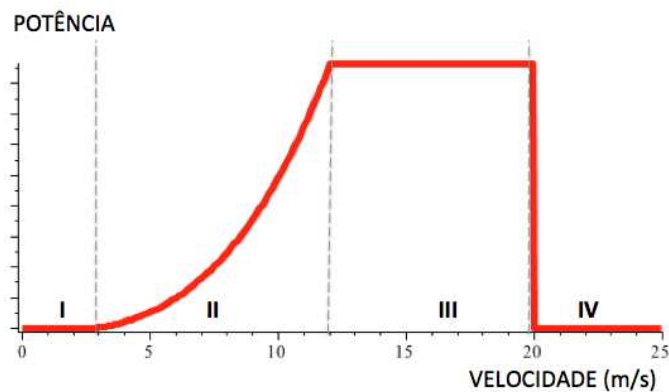


FIGURA 2 – Função de Transferência de velocidade do vento e potência gerada.

A não linearidade da função de transferência de vento para potência se dá da seguinte forma: ventos com velocidade em torno de 3m/s não são suficientes para vencer a inércia do aerogerador e fazê-lo gerar energia (trecho I da FIGURA 2); ventos com velocidade em torno de 5 a 12 m/s geram potência proporcional ao cubo da velocidade, como afirmam as equações da mecânica dos fluidos [13][14] (trecho II da FIGURA 2); ventos com velocidade em torno de 14m/s geram potência equivalente ao limite da turbina (trecho III da FIGURA 2); por fim ventos com velocidade maiores do que 20m/s não geram potência alguma, pois podem danificar a máquina (trecho IV da FIGURA 2). Além disso, a produção é impactada pela dinâmica do vento na região e em função da disposição dos aerogeradores, além da tecnologia utilizada pelo fabricante.

A extensão do histórico de usinas já em operação pode ser realizada por meio de um modelo estatístico multivariado que relaciona os dados de vento simulados com a geração observada, como ilustrado na FIGURA 3, gráfico da esquerda. Uma vez estimada essa regressão, o histórico pode ser estendido, FIGURA 3, gráfico da direita. Nesse processo outras variáveis, como direção do vento, pressão e temperatura também podem ser consideradas. A FIGURA 4 resume o processo.

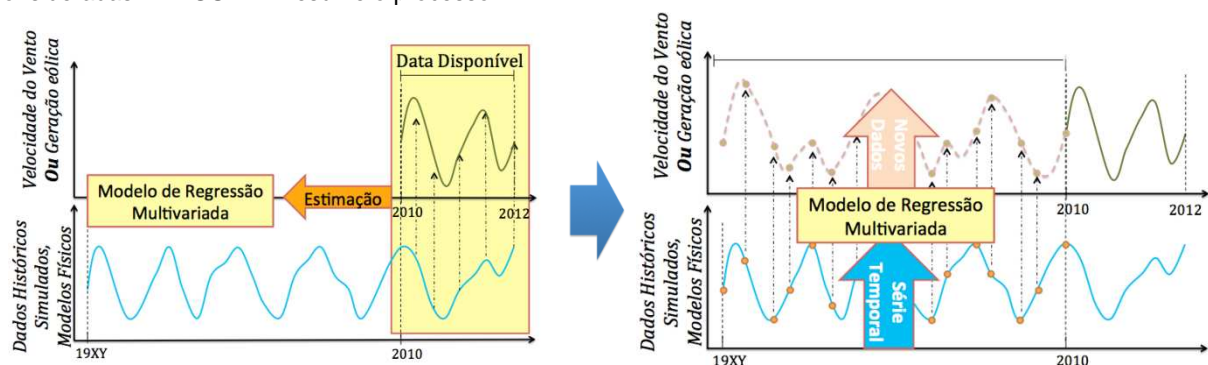


FIGURA 3 – Estimativa da Função de Transferência de velocidade do vento simulado e potência gerada ou velocidade do vento simulado e vento observado.

Para o caso de novas usinas, que ainda não possuem históricos de produção, pode-se construir uma série de geração por meio da mesma metodologia de regressão utilizada no caso de usinas já em operação, porém com o

objetivo de estender o histórico dos recursos (velocidades). Neste caso, um passo adicional é empregado com o objetivo de transformar o histórico estendido de velocidades em produção de energia. Este processo é realizado através de modelos de simulação da operação de parques eólicos que reproduzem suas características físicas, geográficas e tecnológicas para produzir uma série de produção de energia elétrica em função de um histórico de velocidades, FIGURA 5.

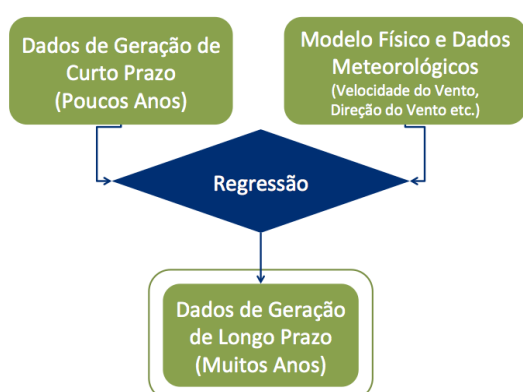


FIGURA 4 – Diagrama do modelo para usinas em operação.

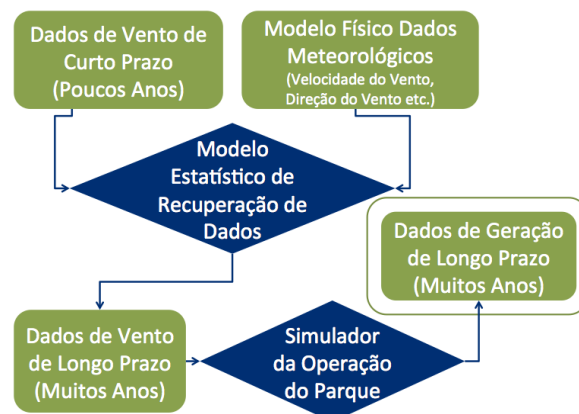


FIGURA 5 – Diagrama do modelo para usinas não existentes.

#### 4.0 - ESTUDOS DE CASO

Nesta seção, serão apresentados dois estudos de caso. Embora todas as possibilidades de estudos com cenários simulados não possam ser exploradas neste informe técnico, os casos a seguir proporcionam uma melhor visualização dos resultados que podem ser obtidos. No primeiro, abordamos a capacidade de capturar o risco de preço e quantidade na comercialização de energia eólica no ACL. No segundo, apresentamos um modelo de comercialização conjunta de energia eólica e hídrica no ACL, cujo estudo de composição ótima do portfólio é realizado com base nos cenários de recursos renováveis simulados de maneira casada com os cenários de PLD.

##### 4.1 Capturando o risco de preço e quantidade na comercialização de energia eólica no ACL

A aplicabilidade da metodologia proposta neste trabalho pode se dar em diversas áreas, como, por exemplo, a comercialização conjunta de fontes renováveis no ACL, bem como planejamento da operação e expansão do sistema elétrico. Para ilustrar melhor a aplicabilidade em comercialização, realizamos um breve estudo que evidencia a capacidade do modelo de capturar um risco não previsto por outras metodologias. Nesse estudo, utilizamos um parque eólico no Nordeste (fictício, mas com dinâmica histórica baseada em um caso real) com 1 MW médio de lastro e 100% contratado por quantidade a 100 R\$/MWh no mesmo submercado. Com base nos mesmos cenários de PLD simulados pelo NEWAVE, analisamos o sinal de risco que diferentes formas de projetar os cenários de geração desse parque eólico podem produzir. Assim, avaliamos a distribuição de renda anual do gerador sob três métodos de simulação da geração do parque:

- I. **Cenários independentes do PLD via Bootstrap (curva vermelha):** aplicar a técnica de bootstrap (geração de cenários a partir da seleção aleatória de anos do histórico) no histórico de geração da usina, que proporciona resultados estatisticamente independentes do PLD.
- II. **Cenários independentes do PLD via modelo estatístico (curva verde):** utilizar o modelo estatístico apresentado neste artigo sem levar em consideração as variáveis operativas do sistema e, consequentemente, obter cenários simulados também independentes do PLD.
- III. **Cenários casados com o PLD via modelo estatístico (curva azul):** utilizar o modelo estatístico apresentado neste artigo utilizando sua capacidade de gerar cenários correlacionados com os cenários de PLD provenientes de um caso de simulação operativa.

Em II e III, a mesma estrutura temporal de modelo é utilizada. No caso II, porém, a sazonalidade é tratada através de variáveis dummies para cada mês. Já no caso III, a sazonalidade é tratada através das Energias Naturais Afluentes (ENAs), que realizam o *link* entre o modelo estatístico utilizado na simulação de cenários de renováveis e os cenários de PLD. Nos três casos, a análise é feita sob a mesma ótica: calcula-se a renda mensal durante um ano de contrato para cada um dos cenários de geração produzidos pelas três metodologias. A partir da renda mensal, obtêm-se a renda anual de cada cenário apenas somando, para cada série, os valores mensais. Com as séries de renda anual, analisamos o risco da comercialização a partir da sua curva de pertinência, que mede a probabilidade de ocorrência de determinado valor de renda. Essa curva pode ser entendida como a curva de probabilidade acumulada transposta, em que a probabilidade acumulada encontra-se no eixo horizontal e os quantis de renda (ou cenários de renda anual ordenados) se encontram no eixo vertical. Apresentamos o gráfico comparativo com as curvas de pertinência de cada modalidade a seguir.

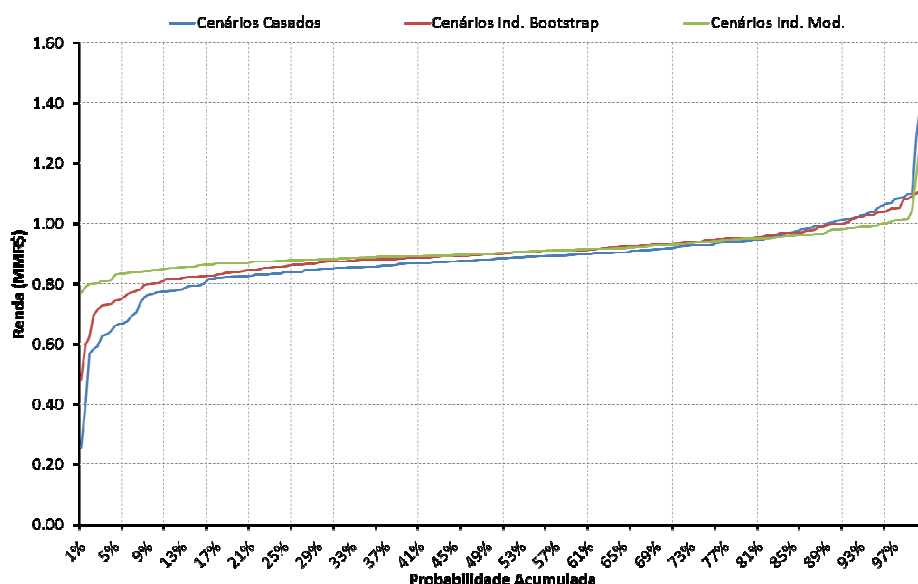


FIGURA 6 – Comparação do risco na comercialização utilizando-se três maneiras diferentes de obter os cenários de geração.

Vemos que, em média (parte central das curvas), o comportamento da renda da comercialização é bastante semelhante e coerente com o risco da comercialização. Contudo, a informação mais importante a se extrair da FIGURA 6 está na cauda esquerda das curvas. É possível perceber que os piores cenários de renda ocorreram quando as séries utilizadas capturam a dependência entre geração eólica e PLD (caso III). Isso significa que esse método de geração de cenários captura um risco não percebido pelos demais modelos, que pressupõem independência do PLD. Assim, vemos que os três modelos praticamente “concordam” nos cenários medianos. O ponto de discordância está justamente nos cenários mais arriscados, onde os dois modelos que não capturam a correlação da geração eólica com o PLD subestimam o risco na contratação. Esses resultados proporcionam evidências empíricas de que a proposta de simulação de cenários de recursos renováveis casados com o PLD proporciona uma informação relevante acerca dos riscos envolvidos na comercialização de energia eólica no ACL.

#### 4.2 Comercialização conjunta de energia eólica e hídrica no ACL

Neste exemplo, utilizamos um histórico de vento (FC), medido no em um site eólico no nordeste, e um de vazão ( $m^3/s$ ), medido no sudeste, para simular cenários correlacionados dessas grandezas com o PLD e posteriormente utilizá-los em um estudo de comercialização conjunta de energia hidro-eólica.

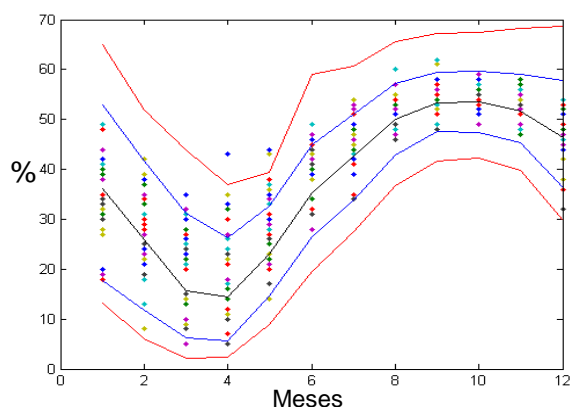


FIGURA 7 – FC: Histórico com Intervalo de Confiança de 95% dos cenários simulados.

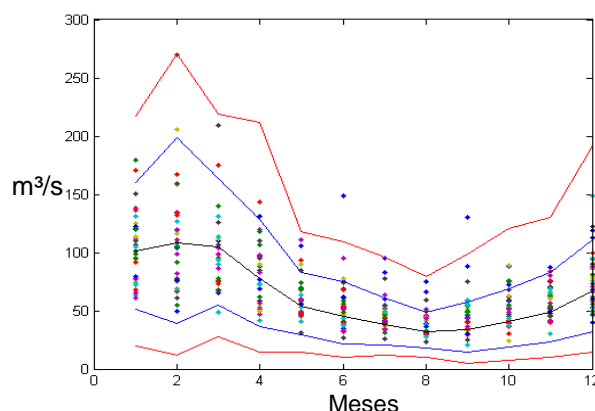


FIGURA 8 – Vazão: Histórico com Intervalo de Confiança de 95% dos cenários simulados.

Na FIGURA 7, apresentamos os resultados da simulação para fator de capacidade. Nessa figura, os pequenos círculos representam o histórico de 30 anos de FC (todos os anos sobrepostos sob um período sazonal de 12 meses); as linhas, por sua vez, simbolizam a simulação do primeiro ano posterior ao histórico, cuja média é representada pela linha preta; os quantis de 5% e 95%, pelas linhas azuis e máximo e mínimo, pelas linhas vermelhas. A mesma avaliação pode ser realizada para o caso da vazão. Assim como no caso do fator de capacidade, por meio de uma breve análise da FIGURA 8, podemos constatar uma correta adequação dos quantis obtidos através dos cenários simulados.



Uma vez gerados os cenários de forma adequada, podemos utilizá-los em um breve estudo de caso onde um comercializador possui uma demanda por parte de um consumidor no ACL por lastro incentivado (renovável). Nesse cenário, o comercializador visa formar um portfólio de compra de energia proveniente de duas usinas renováveis, uma eólica e uma PCH. Esse portfólio será constituído via contratos por disponibilidade (ou arrendamento), com entrega nos respectivos submercados dos geradores renováveis – PCH no Sudeste e eólica no Nordeste. O objetivo é lastrear a venda para o consumidor livre que deseja adquirir um contrato de quantidade com no submercado Nordeste e assimilar o benefício da redução de encargos (TUSD) decorrente da compra de lastro incentivado. O estudo terá duração de um ano, com todos os contratos iniciando em janeiro de 2014, em etapas mensais. Um dos objetivos é determinar a partir de qual preço de venda esse negócio é vantajoso para o comercializador.

Neste contexto, o comercializador tem a possibilidade de criar ou não o portfólio com usinas existentes com lastro descontratado que tenham a possibilidade de arrendar suas usinas durante um ano (exemplo típico de usinas que se contratam em leilões A-5 e antecipam a construção). Assim, as decisões a serem tomadas pelo comercializador são as quantidades de compra e venda dos contratos. O comercializador pode decidir a quantidade, ou percentual, das renováveis que deseja adquirir e a quantidade que está disposto a vender (suprir) através de um contrato de quantidade. Vamos assumir que o comercializador não utiliza nenhum contrato existente em seu portfólio para compor essa operação e que visa lastrear toda a venda apenas com a garantia física e geração arrendada das renováveis. Para efeitos do modelo de otimização, os preços de compra são definidos em 100 R\$/MWh-lastro e fazem parte da negociação do comercializador com as usinas. Já o preço de venda, dependerá de uma negociação com o consumidor. Assim, o modelo será executado para diversos preços de venda com o intuito de estudar as decisões ótimas de compra e venda em função do preço de venda para o consumidor. Esse portfólio será otimizado de forma a maximizar o valor esperado da renda líquida anual do portfólio de compra e venda sujeito a uma restrição de que a média dos 5% piores cenários estejam limitados a um prejuízo de no máximo 1 MMR\$ no ano. A média dos 5% piores cenários é uma medida de aversão a risco largamente utilizada em finanças e conhecida na literatura como CVaR (ver [8][10][15]).

A fim de atender toda a oportunidade de venda, o comercializador pode se contratar apenas com uma das duas fontes ou com uma combinação das duas, desde que o montante “comprado” (MWmédio) garanta uma quantidade de lastro suficiente para cobrir um contrato de venda de 10 MWméd demandado pelo consumidor. As duas usinas consideradas, tanto a PCH situada no Sudeste quanto a eólica no Nordeste, possuem potência instalada de 30 MW. Contudo, as garantias físicas da usina eólica e da PCH são, respectivamente, 11.5 MWméd e 18.4 MWméd.

A seguir, apresentaremos os resultados obtidos, tendo em vista os cenários simulados, com a comercialização conjunta dessas duas fontes alternativas no ACL, considerando a oportunidade de venda no Nordeste como descrito anteriormente.

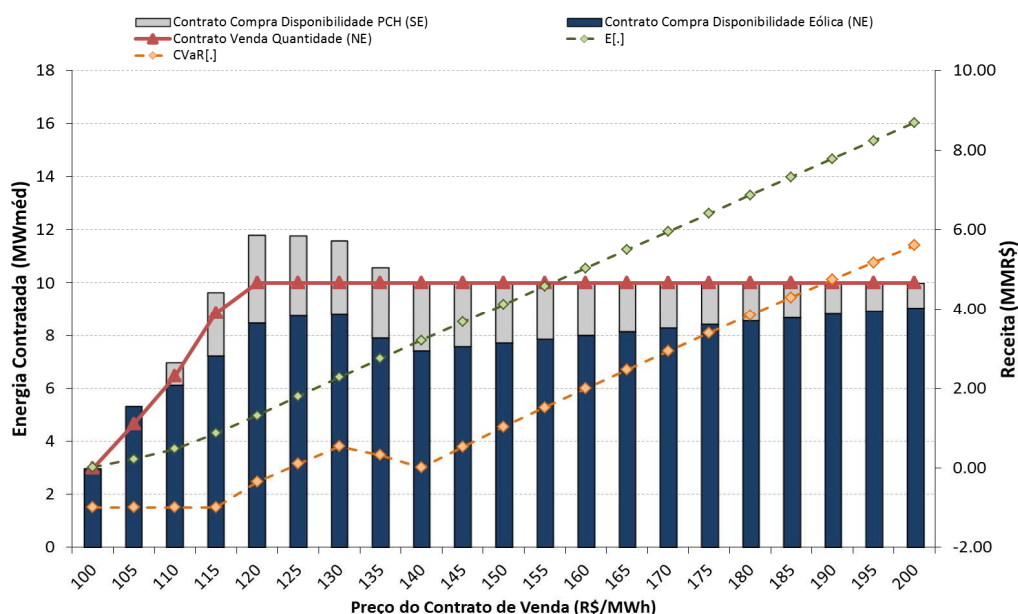


FIGURA 9 – Análise de contratação de portfólio renovável por disponibilidade lastreando um contrato de venda no Nordeste por quantidade.

A partir da FIGURA 9, podemos constatar que o preço de venda a partir do qual o comercializador decide entrar 100% no negócio, suprir os 10 MWmédios demandados pelo consumidor (linha vermelha com triângulos da FIGURA 9), é 120.00 R\$/MWh. Isso indica que o comercializador precisa de 20 R\$/MWh para gerir todo o risco do portfólio. Além disso, pode-se ver que esse portfólio proporciona um CVaR (média dos piores 5% cenários) maior

que zero para preços superiores a 125 R\$/MWh. Além disto, deve-se considerar que o consumidor terá um benefício com a redução da tarifa fio de 50% ou mais por se contratar com fontes incentivadas, tornando o preço ainda mais atrativo.

Para o mesmo estudo, se o contrato de venda fosse negociado no Sudeste, o preço para entrada do comercializador em 100% do negócio seria 170.00 R\$/MWh. Isso indica que o sobrepreço necessário para compensar o risco de comprar por disponibilidade das renováveis nos seus submercados e revender por quantidade no Nordeste gera um negócio menos arriscado do que vender no Sudeste. Essa conclusão está embasada, no fato de que os PLDs do Nordeste costumam ser levemente mais baixos do que os do Sudeste. Com isso, a liquidação na CCEE da parcela da PCH, que está no Sudeste, implica uma receita superior ao custo referente à liquidação na CCEE relativa à parcela do contrato de venda, quando este está no Nordeste.

## 5.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho teve como foco debater a metodologia de simulação de recursos renováveis no Brasil, em especial, o vento e a vazão. Mostramos, em um dos estudos de caso, que o método largamente utilizado pelo setor elétrico não é capaz de capturar todo o risco inerente a comercialização de tais recursos, uma vez que produz cenários descorrelacionados com o PLD. Cenários, tanto de vento, quanto de vazão, possuem enorme importância na realização de estudos de viabilidade para projetos de construção de usinas, operação de sistemas elétricos, comercialização de energia, entre muitas outras áreas do setor elétrico. Por conseguinte, a atenção deve ser redobrada com a qualidade desses cenários. Nesse sentido, propusemos uma metodologia capaz de incorporar as características necessárias para produzir cenários de recursos renováveis de forma confiável e precisa.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M.V. Pereira, L.A. Barroso, and J. Rosenblatt, "Supply Adequacy in the Brazilian Power Market," IEEE Power Engineering Society General Meeting 2004, vol. 1, pp. 1016-1021, June 2004.
- [2] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa ANEEL Nº 5163, de 30 de julho de 2004.
- [3] A. Street, L.A. Barroso, S. Granville, and M.V. Pereira, "Offering Strategies and Simulation of Multi Item Dynamic Auctions of Energy Contracts," IEEE Trans. Power Syst., vol.26, no.4, pp. 1917-1928, Nov. 2011.
- [4] L.A. Barroso, A. Street, S. Granville, and B. Bezerra, "Bidding Strategies in Auctions for Long-Term Electricity Supply Contracts for New Capacity," IEEE Power Engineering Society General Meeting 2008, Pittsburgh, Pennsylvania, USA.
- [5] B. Bezerra, L.A. Barroso, S. Granville, A. Guimarães, A. Street, and M.V. Pereira, "Energy Call options Auctions for Generation Adequacy in Brazil," IEEE Power Engineering Society General Meeting 2006, Montreal, Quebec, Canada.
- [6] MME – Ministério das Minas e Energia. Modelo institucional do setor elétrico, Brasília, dezembro de 2003.
- [7] PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. [Online]. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>.
- [8] L. Freire, A. Street, and D. Lima, "Sharing Quotas of a Renewable Energy Hedge Pool: A Cooperative Game Theory Approach," IEEE PowerTech 2011, Trondheim, Norway.
- [9] A. Street, L.A. Barroso, S. Granville, and M.V. Pareira, "Bidding Strategy Under Uncertainty for Risk-Averse Generator Companies in a Long-Term forward Contract Auction," IEEE Power Engineering Society General Meeting 2009, Calgary, Alberta, Canada.
- [10] A. Street, L.A. Barroso, B. Flach, M.V. Pereira, and S. Granville, "Risk Constrained Portfolio Selection of Renewable Sources in Hydrothermal Electricity Markets," IEEE Trans. Power Syst., vol.24, no.3, pp. 1136-1144, 2009.
- [11] A. Street, B. Fanzeres, D. Lima, J. Garcia, L. Freire, e R. Rajagopal, "Mecanismo de Realocação de Energia Renovável: Uma Nova Proposta para Fontes Alternativas," XXII SNPTEE 2013, Brasília, Brasil, 2013.
- [12] Acompanhamento Mensal da Geração de Energia das Usinas Eolielétricas com Programação e Despacho Centralizados pelo ONS, Fevereiro 2012, Disponível em: [http://www.ons.org.br/resultados\\_operacao/boletim\\_mensal\\_geracao\\_eolica/index.aspx](http://www.ons.org.br/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/index.aspx).
- [13] A.W. Manyonge, R.M. Ochieng, F.N. Onyango, and J.M. Shichikha, "Mathematical Modelling of Wind Turbine in a Wind Conversion System: Power Coefficient Analysis," Applied Mathematical Sciences, Vol. 6, 2012, no. 91, 4527 – 4536.
- [14] S.A. Akdag, and O. Guler, "Comparison of Wind Turbine Power Curve Models," International Renewable Energy Congress, November 5-7, 2010 – Sousse, Tunisia
- [15] A. Street, "On the Conditional Value-at-Risk Probability Dependent Utility Function," Theory and Decision, v. 68, p. 49-68, 2010.