



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

FI/GCR/18
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO – VI

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

**ANÁLISE ESTRUTURADA DE MECANISMOS PARA MITIGAÇÃO DOS RISCOS DE COMERCIALIZAÇÃO DE
USINAS EÓLICAS ALOCADAS NO MERCADO LIVRE**

E. GUARNIER; L. T. WITZLER; L. A. S. CAMARGO; D. S. RAMOS
UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – GEPEA/USP

F.O.B. Guimarães
Duke Energy Geração Paranapanema

RESUMO

O objetivo deste trabalho é avaliar a aplicação, para usinas eólicas, de um mecanismo de compartilhamento de riscos que segue os mesmos princípios do MRE hidrelétrico, avaliando os benefícios da implementação de tal mecanismo através de um modelo econômico-financeiro que estima a receita e o risco de uma usina, bem como o comportamento de um portfólio.

Duas análises foram realizadas no estudo: simulação do benefício da aplicação do MRE Eólico com participação das usinas derivadas de suas Garantias Físicas; e simulação do MRE eólico com recálculo desta participação, de forma que todas as usinas sejam beneficiadas.

PALAVRAS CHAVE

MRE eólico, Complementariedade, Mercado Livre de Energia, Energia Eólica.

1.0 - INTRODUÇÃO

A participação da energia eólica na matriz energética brasileira tem aumentado nos últimos anos, alcançando 5,7GW instalados em março de 2015, representado 4,2% da capacidade instalada total do SIN (Sistema Interligado Nacional). O avanço na participação da fonte eólica se deve principalmente pelos resultados dos últimos leilões de energia promovidos pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), onde a energia proveniente de novos empreendimentos é comprada para suprir a demanda do mercado regulado e para a Reserva Sistêmica de Energia. Mesmo diante deste crescimento, a energia eólica enfrenta desafios para viabilizar projetos no âmbito do mercado livre de energia. A imprevisibilidade da geração eólica, sazonal por natureza, é um fator de risco que tem desencorajado alguns geradores eólicos a investir no ACL. Desta forma, os empreendimentos eólicos têm se limitado ao ACR (Ambiente de Comercialização Regulada), onde o risco é mitigado pelas empresas de distribuição e por regras favoráveis ao gerador.

A geração de energia hidrelétrica também enfrenta o mesmo desafio, devido à imprevisibilidade e volatilidade das vazões naturais afluentes. Porém, as hidrelétricas possuem um Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que tem como função mitigar os riscos, inerentes a geração sazonal e intermitente, por meio do compartilhamento de risco entre diversos geradores, capturando a complementariedade existente entre as bacias de diferentes regiões. Outro fator inerente a implementação do MRE é a mitigação do impacto financeiro associado ao risco hidrológico decorrente do despacho centralizado.

A ausência de um mecanismo de mitigação de riscos e o crescimento da participação de parques eólicos na matriz elétrica brasileira tem encorajado grandes geradores e comercializadores a analisar a complementariedade entre fontes de energia, buscando mitigar riscos por meio da formação de portfólios de projetos.

Em um portfólio, composto por diferentes fontes de energia ou por plantas de diferentes regiões, a sazonalidade e a variabilidade anual podem se tornar um "hedge" natural, funcionando como um mecanismo de mitigação de risco.

2.0 - EMBASAMENTO TEÓRICO

2.1 Tratamento da Dados de Vento

É possível afirmar que um dos fatores mais relevantes para o sucesso na aplicação da metodologia de mitigação de riscos proposta é a qualidade dos dados de vento utilizados no desenvolvimento. Conhecendo a periodicidade de eventos climatológicos como El Niño e La Niña, que normalmente apresentam ciclos de cinco ou seis anos, com ocorrência de eventos extremos em média a cada onze anos, fez-se necessária a utilização de um histórico de pelo menos algumas décadas para que as principais características da dinâmica dos ventos fossem identificadas. Dado o recente desenvolvimento da energia eólica no Brasil, empreendedores e acadêmicos tem utilizado medições de estações anemométricas instaladas a menos de 5 anos como fonte de dados para estudo e desenvolvimento de projetos. A dificuldade de obtenção de séries de longo prazo, maiores que 10 anos, e a consequente falta de entendimento do comportamento da geração eólica, tem sido um dos fatores de risco que tem afastado empreendedores eólicos do ACL e dificultado o entendimento dos benefícios da inserção da fonte no MRE hidrelétrico tradicional. Para tanto, foi aplicada uma metodologia para reconstrução de séries históricas de vento, detalhada em Witzler (2014)**Erro! Fonte de referência não encontrada.** utilizando dados provenientes das seguintes fontes:

- a) Dados de vento de 1948 a 2010 provenientes do Modelo Numérico do NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) e National Center for Environmental Prediction (NCEP), disponibilizados gratuitamente;
- b) Dados de 1983 a 2014 adquiridos do VORTEX¹, provenientes de modelo de Mesoescala.

Os modelos meteorológicos de mesoescala calculam séries de dados temporais para melhor entendimento do comportamento do clima em um longo período de tempo e para uma localização específica. As series de dados do modelo são compostas por valores de velocidade e de direção do vento, de temperatura e de densidade do ar. A metodologia aplicada para reconstrução de series temporais de vento baseia-se em 4 etapas:

I. Seleção e Validação de Séries

Para uma dada região de estudo, são selecionadas duas séries de dados de vento de diferentes fontes: Série NOAA de 1948 a 2010, com valores de velocidade média diária ao nível de superfície, 10 metros; e Série VORTEX de 1982 a 2014, com valores de velocidade média horária de 50 a 150 metros. Antes da aplicação de qualquer tratamento, são realizados os testes de qualidade das séries para validação dos dados, verificando se existem pontos faltantes ou inconsistências nos dados. Dadas as duas séries, realizou-se um teste de aderência através do cálculo do coeficiente de correlação entre as séries e de uma análise gráfica. Para o cálculo da correlação entre as séries foi utilizado o período comum de 1982 a 2010 com valores de velocidade média diária. Esta etapa tem como objetivo verificar a compatibilidade das séries, identificando possíveis erros e desvios nas séries de dados empregadas no modelo.

II. Extrapolação Vertical

Todas as séries de dados do modelo de mesoescala do NOAA (Reanalysis I) apresentam valores de velocidade média de vento para o nível de superfície, 10 metros de altura. Para a utilização destes dados é necessária a extrapolação vertical para a altura do rotor do aerogerador a ser utilizado, sendo que para este trabalho adotou-se 120 metros. De posse da série horária de velocidade média de vento do VORTEX, para diferentes alturas, de 50 a 150m, calculou-se, pelo método dos mínimos quadrados, a equação da curva logarítmica que relaciona a velocidade de vento e a altura. Após a determinação da curva logarítmica de extrapolação vertical para uma dada região, pode-se calcular o fator de extrapolação vertical, utilizado para extrapolar a série do NOAA do nível de superfície (10 metros) para a altura do rotor, 120 metros.

III. Distribuição de Weibull

O objetivo desta metodologia é criar uma série de geração eólica, com valores diários, para o período de 1948 a 2010. Porém, como as séries de dados do NOAA possuem apenas valores médios diários de velocidade, não existem dados necessários para realizar a construção da distribuição de Weibull diária e posterior cálculo da geração para este período.

A simples multiplicação da velocidade média diária pela curva de potência acrescentaria um grau de incerteza muito grande nas séries de geração, considerando a não linearidade da curva de potência dos aerogeradores e a existência de valores de “cut-in” e “cut-off”, abaixo e acima dos quais não existe geração. Este ponto motivou a aplicação da metodologia para reconstrução da série de geração eólica. Para cada período de estudo foi calculada a distribuição Weibull de probabilidade para as séries do NOAA e VORTEX. Com o objetivo de entender o

¹ www.vortexfdc.com

comportamento estatístico mensal da velocidade de vento (janeiro a dezembro) foram calculadas as distribuições de Weibull para cada mês, utilizando os dados do VORTEX de velocidades médias horárias e desvio padrão com base nos 30 meses do histórico. Como resultados foram obtidas 12 curvas de Weibull mensais típicas, para cada site, onde cada curva foi calculada utilizando aproximadamente 21.600 valores (30 anos, 30 dias e 24 horas). A distribuição de Weibull depende de duas variáveis principais: a velocidade média e o desvio padrão da média. Para a reconstrução da distribuição de Weibull diária de longo prazo (1948 a 2010), foi utilizada a média diária de velocidade da série do NOAA e o desvio padrão da distribuição de Weibull do referido mês, calculada através da série de dados do VORTEX. Após esta etapa, foi construída uma série de dados de vento, de 1948 a 2010, contento os parâmetros da distribuição de Weibull para cada dia do histórico (maior detalhamento em Witzler (2014)).

IV. Cálculo das Séries de Geração

Com a série de parâmetros diários de Weibull de 1948 a 2010 e com a curva de potência da turbina, otimizada para cada site, foi realizado o cálculo da geração eólica diária. A geração foi calculada considerando um parque eólico ideal composto por um aerogerador de 2.0 MW instalado, selecionado através da compatibilidade com a classe de vento da região (V90 2.0 MW – Classe I, V100 2.0 MW – Classe II, V110 2.0MW – Classe III). Como o objetivo deste trabalho é construir séries de geração eólica de longo período que permitam estudos energéticos de complementariedade entre fontes de geração de energia elétrica, foram desconsideradas as perdas do site, nas suas diversas formas (elétricas, efeito esteira, etc.).

Após a construção da série com valores diários de geração de energia eólica, foi realizada a transformação dos valores de MWh em MW médio e posteriormente em p.u. (por unidade), adotando como base a média de geração do histórico, Média de Longo Termo (MLT). A energia que se obtém quando o vento incidente em um ponto de observação é transformado em energia elétrica por meio de um aerogerador compatível com a classe de vento do local é chamada de ENAE (Energia Natural Afluente Eólica). Com o objetivo de representar todo o potencial eólico Brasileiro, foram selecionadas 10 regiões de estudo: dois no estado de Ceará; dois no estado do Rio Grande do Norte; três na Bahia e três no Rio Grande do Sul. Para a seleção dos sites, foram considerados os seguintes fatores: projetos em operação, projetos cadastrados nos leilões e projetos vencedores de leilões.

A Figura 1 apresenta a sazonalidade característica da ENAE, sendo a geração eólica de maior intensidade do período de Julho a Dezembro, principalmente para os parques localizados no Nordeste. Embora o perfil da ENAE seja semelhante entre as regiões, destaca-se a estabilidade na região Sul e a amplitude da sazonalidade do Ceará.

A Figura 2 apresenta o comportamento da média anual da ENAE. É possível identificar a diferença de comportamento entre regiões, sendo que anos com valores abaixo da média em uma dada região são compensados por valores acima da MLT em outras regiões. Este comportamento complementar entre as diversas regiões pode ser capturado através da formação de um portfólio, funcionando com um “hedge” natural. A Figura 3 apresenta os valores máximo e mínimos da geração anual e mensal, em relação à MLT, para os 10 pontos analisados, permitindo avaliar a variabilidade sazonal e interanual da geração em cada parque. Nota-se que os parques do Nordeste apresentam os menores valores da geração mínima mensal, em geral abaixo de 10% da MLT e chegando à 2% da MLT para o site RN_1, devido à acentuada sazonalidade dos ventos nestas regiões. O site CE_1 apresenta os maiores valores de geração mensal e anual, porém apresenta valores reduzidos de geração mínima mensal e anual. Os parques da região sul apresentam as menores variações entre os pontos máximo e mínimos anuais e mensais, exceção do site RS_3, que apresentou o menor valor da geração mínima anual, com 67% da MLT.

2.1 Modelo Econômico para Simulação

O modelo financeiro desenvolvido tem como base as principais regras de comercialização do setor elétrico brasileiro.

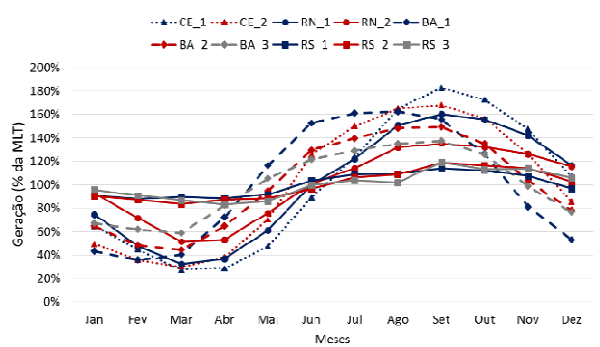


Figura 1 - Sazonalidade da ENAE por site

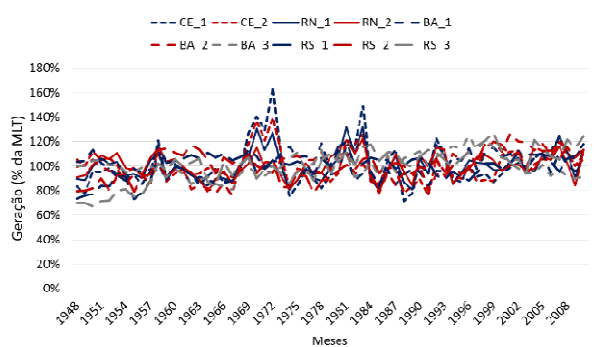


Figura 2 – Variação anual da ENAE por site

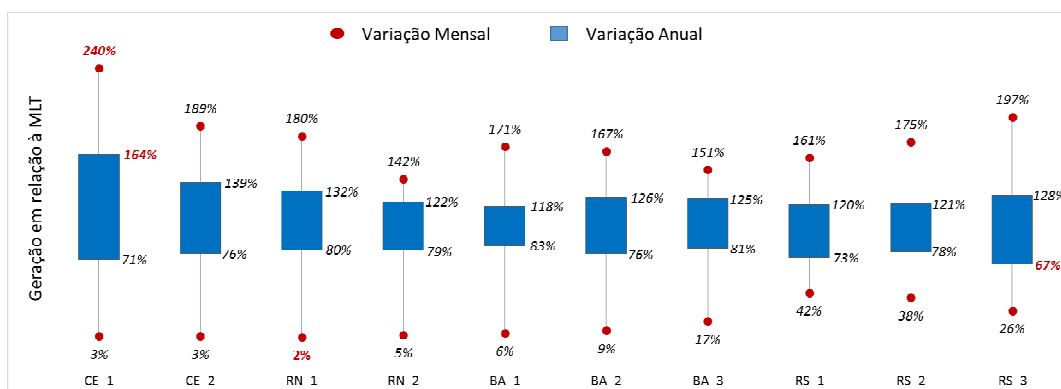


Figura 3 – Valores mínimos e máximos das gerações mensais e anuais para cada site

Considera-se a contabilização, ao valor do PLD, entre o volume gerado e o volume alocado em contratos, medindo, assim, a exposição do agente no Mercado de Curto Prazo (MCP). Em condição de superávit (volume gerado maior que alocado) há venda do excedente no MCP, que representa ganhos de receita. Por outro lado, em condição de déficit, compra-se a diferença no MCP para honrar os contratos, auferindo perdas de receita. Outra regra incorporada no modelo é a limitação do volume a ser alocado em contratos pela garantia física do parque gerador (portfólio), não havendo possibilidade para alavancagem (contratar mais do que a GF). Assim, essa regra torna-se uma restrição ao modelo: volume alocado em contrato deve ser menor ou igual à GF do portfólio (uma ou mais usinas).

Com base nessas duas regras, o modelo permite o cálculo da Receita Esperada e do Risco de Receita a partir da relação entre a geração do portfólio, PLD, volume a ser alocado em contratos e preço de contrato. Dado a característica estocástica da geração e do PLD, fontes de incertezas, incorporou-se ao modelo a métrica de risco CVaR (Conditional Value-at-Risk) para quantificar o risco de receita do portfólio. O CVaR pode ser descrito como o valor esperado (média) dos resultados menores que o alfa-quantil da distribuição dos resultados, que é definido como VaR. Dessa forma, se todos os cenários forem equiprováveis, o CVaR é computado como o resultado esperado dos $(\alpha) \times 100\%$ piores cenários. “Alfa” é o nível de confiança adotado. Assim, entende-se o VaR definido como o alfa-quantil da distribuição dos resultados, enquanto que o CVaR é o valor esperado da distribuição dos resultados abaixo do VaR. No estudo em tela adotou-se um nível de confiança alfa de 5%, pelo que o CVaR representa a média dos 5% piores cenários de retornos anuais. Como neste caso trata-se de uma distribuição de retornos, maximizar o CVaR equivale a minimizar o risco. Ver mais em Pflug & Römisch (2007); Rockfellar & Uryasev (2000).

A aplicação do modelo permite a análise do efeito de ‘hedge’ resultante da complementariedade da geração entre as usinas eólicas, tendo como base a comercialização conjunta da produção num mesmo portfólio e não de forma independente. Em Ramos et al (2012) podemos encontrar exemplos de análise da complementariedade eólica e hidro-eólica; em Angarite & Usaola (2007) e Street et al (2009) pode-se encontrar a análise do portfólio hidro-eólico sob o enfoque de comercialização e em Camargo et al (2013) de investimento. Neste trabalho, conforme já sublinhado anteriormente, adotou-se o enfoque na participação eólica dentro de um hipotético MRE.

A rotina do modelo para as simulações segue as seguintes etapas: (i) a geração do portfólio é ‘medida’ e comparada com a quantidade alocada no contrato, (ii) computa-se se há condição de superávit ou déficit e (iii) contabiliza-se ao PLD essa diferença (Contabilização no MCP). Em paralelo, (iv) calcula-se o valor da Receita fixa proveniente do contrato, (v) obtém-se a receita total pela soma entre a receita fixa e o resultado da contabilização no MCP e (vi) obtém-se a Receita Esperada e o CVaR das Receitas do portfólio. Uma análise detalhada desse modelo, com formulações matemáticas e diversas aplicações pode ser obtida em Ramos et al (2013), Ramos et al (2013b) e Guarnier et al (2012).

3.0 - RESULTADOS

Foram realizadas 2 simulações utilizando-se os dados de geração eólica históricos para os 10 sites apresentados e a metodologia de análise econômica: (i) implementação de um MRE eólico com a participação na distribuição da energia gerada igual à Garantia Física de cada usina; e (ii) recálculo da participação de cada usina no MRE através do benefício trazido por estas ao conjunto. A Garantia Física de cada usina eólica foi obtida através do P90, percentil 90% da geração anual de cada site. Esta é a metodologia regulatória atualmente empregada para o cálculo, em substituição ao critério anterior do P50 (mediana) da geração anual. Esta alteração de metodologia permitiu que as geradoras eólicas comercializassem maiores montantes de suas Garantias Físicas, como pode ser notado na Figura 4, e reduziu o risco das geradoras que comercializavam montantes superiores ao ótimo, como pode ser notado na Figura 5, considerando que as usinas venderam 100% de sua GF em contrato.

Aplicando a base de dados eólica anteriormente apresentada, foram simulados 10 parques eólicos instalados nas regiões de estudo. A média de energia gerada adotada para cada usina eólica foi de 30 MWmed. O propósito do

MRE, utilizado como função objetivo das simulações, é de minimizar o risco do conjunto, ou seja, minimizar a ocorrência de receitas baixas. Isto é obtido através da maximização do CVaR, adotando o percentual de contratação negociado como variável de decisão. O preço de contrato adotado nas simulações prospectivas realizadas foi de R\$150,00/ MWh, valor médio praticado em um contrato bilateral de energia no mercado livre atualmente.

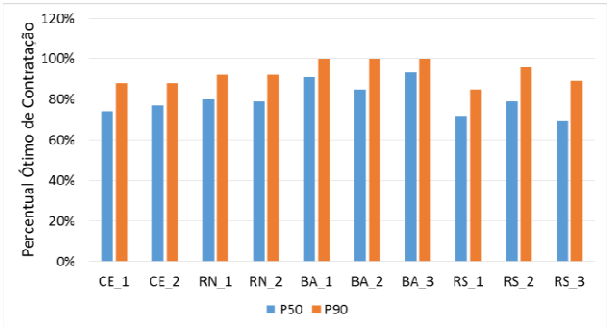


Figura 4 – Impacto da alteração do critério de cálculo da GF no percentual ótimo de contratação das usinas

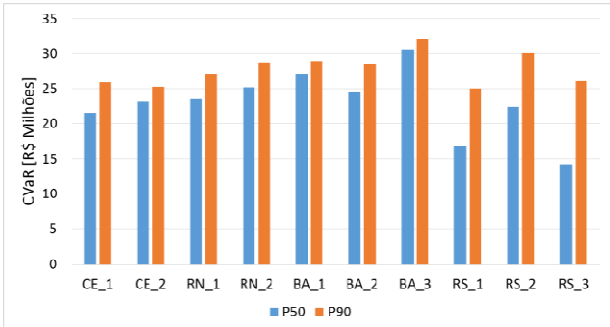


Figura 5 – Impacto da alteração do critério de cálculo da GF no risco das usinas

3.1 Simulação do MRE 1: participação no MRE pela GF

Nesta primeira análise a GF eólica foi calculada por meio do P90 da geração anual ao longo do histórico. Nesta etapa foi considerado que a participação da usina no MRE seria representada pela proporção de sua GF em relação à soma da GF do conjunto. A Tabela 1 apresenta a Garantia Física de cada parque eólico.

A Figura 6 apresenta o nível ótimo de contratação de cada usina com e sem a implementação do MRE. Nota-se que todas as usinas aumentaram o nível ótimo de contratação, com exceção daquelas que já podiam contratar 100% da GF e que continuaram no mesmo patamar. A maior variação foi obtida pela usina RS_1 que passou de 85% para 100% de contratação ótima. A Figura 7 apresenta o impacto da implementação do MRE na Receita Esperada e no CVaR de cada parque eólico. Dos 10 parques, 6 obtiveram melhoria no perfil de risco (aumento do CVaR) e aumento da receita esperada; 2 parques (CE_1 e BA_2) reduziram a receita esperada, porém tiveram um aumento na receita em risco (CVaR) maior que esta redução; 1 parque (RS_3) apresentou melhoria do perfil de risco, porém teve redução de receita esperada acima deste nível; e 1 parque (RS_2) teve redução de receita esperada e piora do nível de risco (redução do CVaR) com a implementação do mecanismo.

O benefício médio alcançado pela implementação do MRE eólico foi 10,7%, sendo o valor máximo alcançado de 25,3% para o parque CE_2.

Tabela 1. Garantia Física (P90) dos parques eólicos

Parque Eólico	GF [MWm]
CE_1	25,1
CE_2	26,2
RN_1	26,3
RN_2	25,9
BA_1	26,4
BA_2	25,3
BA_3	27,2
RS_1	25,3
RS_2	24,8
RS_3	23,2

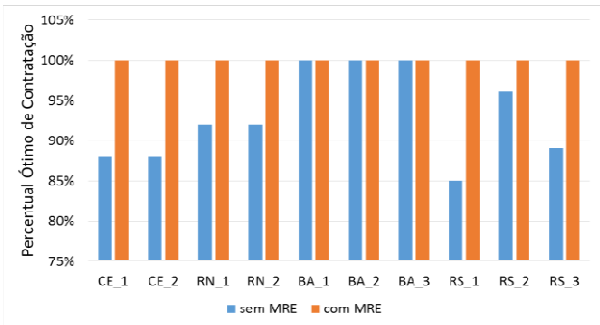


Figura 6 – Impacto do MRE no nível ótimo de contratação das usinas

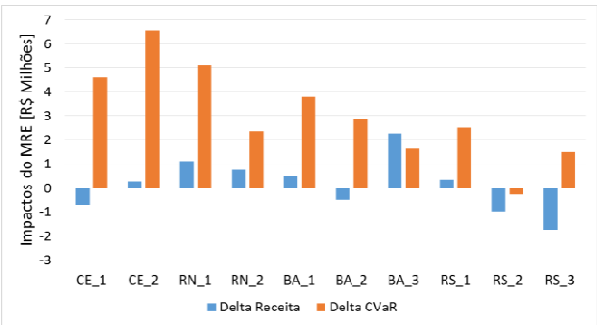


Figura 7 – Impacto do MRE na Receita e no CVaR das usinas

3.2 Simulação do MRE 2: recálculo da participação no MRE

O resultado da simulação anterior demonstra a fragilidade da implementação do mecanismo, considerando que todas as usinas terão participação relativa na geração do grupo proporcional às suas GFs. Este problema pode ser solucionado com a alteração da participação das usinas na geração do grupo, aumentando a participação das usinas que trazem maior estabilidade ao resultado do conjunto e diminuindo a participação das usinas que são mais beneficiadas pela implementação do mecanismo. Uma metodologia bem sucedida seria aquela que melhorasse o perfil de risco de todos os agentes participantes. Ainda, na medida em que a geração do grupo se manterá a mesma, com ou sem a implementação do mecanismo, pois não há geração adicional, é intuitivo que algumas usinas observarão redução em suas receitas esperadas. Assim, também seria desejável que estas usinas tenham melhora no perfil de risco (aumento no CVaR) superior à sua redução de receita esperada.

Portanto, a participação de cada usina no MRE deve ser ajustada e isto pode ser feito utilizando-se dos resultados auferidos na simulação anterior. Desta forma, o MRE foi recalculado considerando um decréscimo na participação das eólicas que foram mais beneficiadas com o mecanismo. Por outro lado, as plantas que colaboram, minimizando o perfil de risco do sistema tiveram sua participação aumentada. As equações (1), (2) e (3) apresentam o cálculo da participação de cada usina considerando os benefícios que estas obteriam com a implementação do MRE. Como se deseja que a receita esperada da usina não seja penalizada, este fator também deve entrar no equacionamento.

$$\begin{aligned} \Delta MRE_i &= \left[\left(\frac{RC_i^{MRE}}{RC_i} \right) * \rho + \left(\frac{CVaR_i^{MRE}}{CVaR_i} \right) * (1 - \rho) \right] \quad \Delta MRE = \sum_{i=1}^{10} \Delta MRE_i \quad GF_i^{MRE} = GF_i^{P90} * \frac{\Delta MRE}{\Delta MRE_i} \\ (1) \quad (2) \quad (3) \end{aligned}$$

Onde:

RC_i^{MRE} : Receita esperada da usina i com o MRE da simulação 1;
 RC_i : Receita esperada da usina i sem o MRE;
 $CVaR_i^{MRE}$: CVaR da usina i com o MRE;
 $CVaR_i$: CVaR da usina i sem o MRE;
 ρ (rho): Participação da receita na recalibração;
 ΔMRE_i : Benefício ponderado entre receita e CVaR da usina i com o MRE;
 ΔMRE : Benefício do grupo;
 GF_i^{P90} : Garantia Física da usina i calculada pelo P90;
 GF_i^{MRE} : Participação da usina i no MRE.

A definição da participação de cada usina na geração do MRE depende do peso rho (ρ) que pondera a participação da receita no benefício da usina. Assim, serão testados dois casos: com rho = 0% (apenas participação do CVaR) e com rho = 50% (mesma participação da receita e do CVaR). A Tabela 2 apresenta a GF da usina calculada com o critério P90 e a GF utilizada pela usina para a divisão da geração conjunta no MRE para os dois critérios de rho.

A Figura 8 e a Figura 9 apresentam os resultados das simulações para rho = 0% e rho = 50%. Nota-se, para um valor de Rho = 0%, onde se pondera apenas o CVaR para o recálculo da GF, que todas as usinas tiveram melhora no perfil de risco em patamares semelhantes, da ordem de 3 Milhões de Reais, porém 3 usinas tiveram significativas reduções de receita esperada, sendo que uma delas (CE_2) teve redução de receita superior à melhora do perfil de risco (aumento de CVaR). Neste caso, esta usina poderia não aceitar a participação no mecanismo, comprometendo o sucesso do conjunto.

Para Rho = 50%, nota-se que todas as usinas tiveram melhora no perfil de risco, porém de forma menos equilibrada, variando entre 1 milhão para 5 milhões de reais. A vantagem deste caso é que, além de todas as usinas aumentarem o CVaR, nenhuma usina teve piora na receita esperada superior que a melhora no perfil de risco. Neste sentido, a usina com a maior piora na receita esperada foi CE_2, porém esta usina visualizou um aumento de CVaR maior que 2 vezes o valor da piora de receita. Também pode-se notar que as usinas com menor aumento do CVaR (BA_3 e RS_2) são aquelas com maior aumento da Receita Esperada. Assim, para Rho = 50%, todas as usinas teriam vantagem com a implementação do mecanismo.

Tabela 2. Garantia Física das usinas para efeito de MRE

Parque Eólico	GF P90	GF MRE [rho = 0%]	GF MRE [rho = 50%]
CE_1	25,1	23,8	24,6
CE_2	26,2	23,2	24,5
RN_1	26,3	24,6	25,1
RN_2	25,9	26,7	26,1
BA_1	26,4	25,9	26,0
BA_2	25,3	25,5	25,6
BA_3	27,2	28,7	27,2
RS_1	25,3	25,9	25,6

RS_2	24,8	27,8	26,6
RS_3	23,2	24,5	24,5

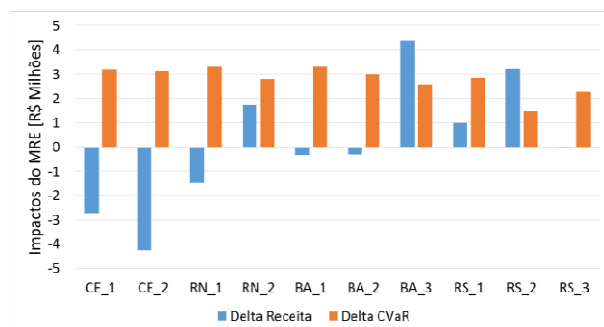


Figura 8 – Impacto do MRE com o recálculo da participação das usinas ($\rho = 0\%$)

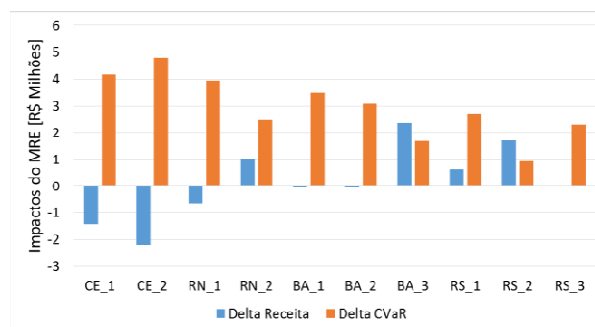


Figura 9 – Impacto do MRE com o recálculo da participação das usinas ($\rho = 50\%$)

4.0 - CONCLUSÃO

Conforme apresentado neste trabalho, a partir do uso de ferramentas de apoio à decisão, foi possível, à luz da análise de risco-retorno, simular o efeito de um hipotético MRE Eólico.

Os resultados obtidos mostraram a importância de analisar o efeito do tratamento de dados de ventos e da formação de uma base de dados de longo prazo para análises energéticas. O uso de séries vento de longo prazo tornou o estudo mais confiável, sendo um dos pontos de destaque do esforço de desenvolvimento realizado.

Os resultados mostraram a vantagem de um mecanismo de compartilhamento de risco para o conjunto de usinas eólicas, porém também mostrou que deve ser dada atenção individual para cada usina, pois se uma usina não estiver sendo beneficiada e não aceitar a participação no “clube”, o resultado de complementaridade do mecanismo pode não ter sucesso. Assim, com a metodologia de recálculo da GF para fins de participação no MRE, especialmente para o caso com $\rho = 50\%$ (métrica de benefício que pondera a mesma participação da receita e do CvaR no recálculo), todas as usinas tiveram melhoria no perfil de risco, viabilizando de forma conjunta e individual a implementação do mecanismo.

5.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a Duke Energy International Geração Paranapanema S.A. pelo financiamento deste estudo, no âmbito do Projeto de P&D Código ANEEL PD-0387-0512/2012.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ANGARITE, J., USAOLA, J. Combining hydro-generation and wind energy: biddings and operation on electricity spot markets. *Electric Power Systems* 7, 393–400, 2007.
- (2) CAMARGO, L. A. S., GUARNIER, E., RAMOS, D. S. Análise da Atratividade Econômica de Associações Hidro-Eólicas como Suporte à Decisões Estratégicas de Comercialização de Energia e Novos Investimentos. *Revista SODEBRAS*, v. 8, p. 89, 2013.
- (3) GUARNIER, E., CAMARGO, L. A. S., RAMOS, D. S. Incorporando os efeitos da complementaridade Hidro-Eólica na formação do Portfólio de Empresas Geradoras de Energia Elétrica. In: XII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning - SEPOPE, 2012, Rio de Janeiro.
- (4) PFLUG, G.; RÖMISCH, W. “Modeling Measuring and Managing Risk”. World Scientific Publishing, 2007, p. 286.
- (5) RAMOS, D. S., CAMARGO, L. A. S., GUARNIER, E., WITZLER, L. T. Minimizing Market Risk by Trading Hydro-Wind Portfolio: A Complementarity Approach. In: 10^a International Conference on the European Energy Market, 2013, Estocolmo, Suécia.
- (6) RAMOS, D. S., GUARNIER, E., CAMARGO, L. A. S., ISHIDA, S. Análise estruturada de portfólio de unidades de geração de características sazonal e complementar com o suporte de algoritmos genéticos. In: Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica - CITENEL, 2013, Rio de Janeiro. Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica - CITENEL, 2013.
- (7) RAMOS, D. S., GUARNIER, E., WITZLER, L. T. Using the seasonal diversity between renewable energy sources to mitigate the effects of Wind generation uncertainties. *IEEE PES T&D Latin America*, 2012. Montevideo, Uruguai.

- (8) ROCKFELLAR, R., URYASEV, S. P. Optimization of Conditional Value-at-Risk. Journal of Risk, 2000, 21-41.
- (9) STREET, A., BARROSO, L., FLACH, B., PEREIRA, M. V., GRANVILLE, S. Risk constrained portfolio selection of renewable sources in hydrothermal electricity markets. IEEE Transactions on Power Systems, V.24, N. 3, 2009.
- (10) 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 (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Ewerton Guarnier

Possui graduação e mestrado e tem Doutorado em andamento pela Escola Politécnica da USP. Tem atuado em todos os segmentos do setor elétrico com foco em (i) regulação econômica, desenvolvimento de modelos para projeção de ativos e passivos regulatórios, elaboração de estudos para participação em Audiências Públicas, participação em reajustes e revisões tarifárias, para as distribuidoras de energia elétrica; (ii) otimização da carteira de contratos e precificação de contratos bilaterais, para comercializadoras de energia elétrica e; (iii) otimização do portfólio de investimentos, otimização de contratos, precificação de contratos, tratamento de dados de ventos

e de radiação solar, desenvolvimento de modelo para a simulação/otimização da geração de hidrelétricas e desenvolvimento de ferramentas de inteligência de mercado com foco em análise de investimentos, comercialização de energia e participação em leilões, para as geradoras de energia elétrica.



Lucas Torres Witzler

Possui graduação em Energia e Automação pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (2010). Mestrando em sistemas de potência pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (2014). Possui experiência como consultor e pesquisador nas seguintes áreas: Regulação do Setor Elétrico, Tratamento de dados eólicos, Estudos energéticos, Energia Solar Fotovoltaica, Complementariedade energética entre fontes renováveis.



Luiz Armando Steinle Camargo

Graduado em Engenharia Civil pela Universidade de São Paulo - EESC/USP (2002), mestrado em Engenharia de Infraestrutura pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica - ITA (2005) e doutorando no Dep. de Engenharia de Energia e Automação Elétrica - USP (desde 2010), com estágio doutorado na NTNU - Dep. of Industrial Economics and Technology Management - na área de Energia com ênfase em Otimização, Finanças Aplicadas e Análises de Investimentos em condições de incertezas (2012-2013). Possui experiência atuando principalmente em Consultoria e Projetos

de P&D, com ênfase nas áreas de Energia Renováveis, Comercialização e Investimentos, Gerenciamento de Projetos Industriais do setor de Óleo & Gás, Engenharia Econômica, Geomática Aplicada e Meio Ambiente. Atualmente é consultor da MRTS Consultoria e Engenharia Ltda e sócio da filial no Brasil da BBB Umwelttechnik GmbH, empresa alemã especializada em Energia Eólica.



Dorel Soares Ramos

Graduação (1975), mestre (1988) e doutor pela USP (1996). Foi Diretor de Regulação do Grupo EDP Energias do Brasil. É Professor do Depto. de Enga. de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da USP. Atuou na CESP por 18 anos, onde foi Gerente do Depto. de Planejamento, responsável pelos estudos de mercado e expansão da transmissão e geração. Fez trabalhos de Consultoria em Planejamento da Expansão e Modelagem Institucional em vários países: México; El Salvador; Venezuela; Colômbia; Chile; Costa Rica e Suriname. Foi Consultor do Ministério de Minas e Energia, tendo participado do Projeto RE-SEB (Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro); e foi um dos formuladores do atual Modelo Institucional do Setor. Tem 40 anos

de atuação no setor elétrico, nas áreas de planejamento, regulação, comercialização e análise de riscos, geração de energia e modelagem institucional. Publicou mais de 250 artigos e dois livros na sua área de atuação.



Flávio Orlando Borsato Guimarães

Possui graduação em Engenharia Industrial Elétrica com Ênfase em Eletrotécnica (2006) pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR e mestrado em Sistemas de Energia (2011) pela Universidade Federal do Paraná - UFPR. Possui atuação na área de consultoria nos segmentos de geração e distribuição de energia. Atualmente é Consultor de Planejamento Energético na Duke Energy Geração Paranapanema.