



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

DESENHO E PRECIFICAÇÃO DE CONTRATOS EM BASE HORÁRIA PARA HEDGE INTRADIÁRIO DE FONTES RENOVÁVEIS

**ALEXANDRE STREET DE AGUIAR (1); GUSTAVO PIRES DE CARVALHO(2);BRUNO FÂNZERES DOS SANTOS(1);DAVI M VALLADAO(1)
PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO(1);THYMOS ENERGIA(2)**

RESUMO

Nesse artigo, propomos novos desenhos de contratos horários (patamarizados), com entrega apenas em horas específicas do dia, para realizar o *hedge* intradiário eólico/solar. Para endereçar a dificuldade das fontes solar e eólica decorrentes do perfil do PLD intradiário, estudamos dois novos contratos. O primeiro, apelidado de “Contrato Pôr do Sol” (contrato com entrega noturna), é desenhado para reduzir o risco de preço e quantidade das fontes solares. O segundo, nomeado de “Contrato *Hedge* Eólico NE” (contrato com entrega nas horas de menor geração eólica no Nordeste – período diurno e ponta), é desenhado para reduzir o risco de eólicas na região Nordeste.

PALAVRAS-CHAVE

PLD Horário, Portfólio Renovável, *Hedge* Financeiro, Risco de Modulação, Geração Intermitente

1.0 INTRODUÇÃO

No Ambiente de Contratação Livre (ACL), as negociações entre geradores, comercializadores, consumidores livres e consumidores especiais são realizadas de forma que os parâmetros contratuais, como preço e prazo, sejam definidos livremente pelo comprador e vendedor, sem interveniência da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). De tal sorte, a precificação dos instrumentos contratuais tem como base um espectro amplo de variáveis, como risco de contraparte, risco de liquidez, balanço estrutural entre oferta e demanda de energia elétrica, tipo de energia que está sendo negociada (convencional ou incentivada) e o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

O PLD é calculado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e serve como base para valoração das diferenças entre os volumes de energia medida (gerada e/ou consumida) e contratada (comprada ou vendida) por cada agente no mercado de curto prazo. A partir de janeiro/2021, a CCEE passou a utilizar o modelo de despacho hidrotérmico de curto prazo (DESSEM) para cálculo do PLD em base horária. Esse modelo já era utilizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para fins de despacho das usinas desde o ano anterior. A inclusão do modelo DESSEM no processo de formação do preço de curto prazo visa dar ao PLD a sinalização econômica adequada da realidade operativa, uma vez que, desde 2010, a expansão da matriz de geração no Brasil se deu em grande parte por fontes intermitentes, com aproximadamente 25GW instalados entre eólicas e solares.

Essa intermitência aumenta a dependência do sistema nas fontes capazes de serem rapidamente despachadas, trabalho atualmente realizado por grandes hidrelétricas e termelétricas de alto custo variável. Em outras palavras, a entrada de fontes intermitentes tornou o sistema duas vezes mais dependente de uma boa gestão dos recursos hídricos. Isso porque precisamos guardar mais água para 1) endereçar a intermitência adicional que as renováveis trouxeram e 2) para evitar o uso de térmicas muito mais caras na falta de capacidade de transmissão ou na escassez de recursos hídricos. Assim, os preços horários deveriam sinalizar os custos de oportunidade horários do sistema. Diante desse novo contexto operativo e de preços, torna-se necessário avaliar os riscos de preço e quantidade a que estarão sujeitas as usinas, sobretudo eólicas e solares.

1.1 Evidências empíricas

Ao avaliarmos o comportamento do PLD horário (calculado pelo modelo DESSEM) de janeiro/2019 a dezembro/2020 e a geração média horária para uma central eólica e outra solar (ambas localizadas no estado da Bahia), constatamos uma forte modulação intradiária. Para os casos analisados, a modulação do PLD é desfavorável (negativamente correlacionada) ao perfil de geração da eólica e favorável (positivamente correlacionada) ao perfil da solar. Os perfis médios diários de geração e PLD podem ser vistos na FIGURA 1. Nessa figura também apresentamos os perfis de dois possíveis novos produtos contratuais criados de maneira a entregar energia nos momentos de menor geração de cada uma das fontes (representados pelas linhas pretas). Do lado esquerdo, apresentamos um produto que entrega energia durante o período de menor geração da eólica enquanto a solar ainda produz. Do lado direito, apresentamos um segundo produto que entrega energia durante o período noturno, quando a solar passa a não mais produzir.

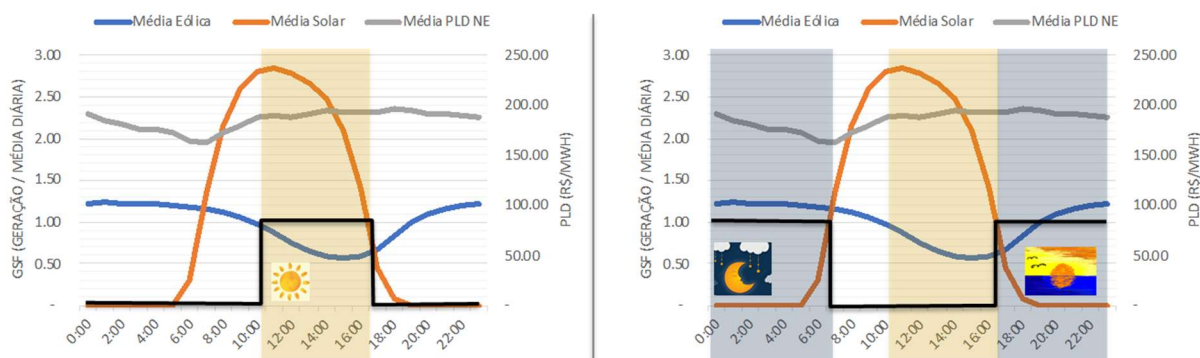


FIGURA 1 - Análise comparativa entre a geração média eólica e solar e o PLD horário no submercado NE

Na tentativa de trazer evidências sobre a necessidade de um produto de proteção para reduzir a perda financeira do gerador eólico, como exemplo, desenvolvemos dois indicadores de impacto do PLD horário no período de janeiro/2019 a dezembro/2020. Os indicadores podem ser vistos na FIGURA 2 a seguir.

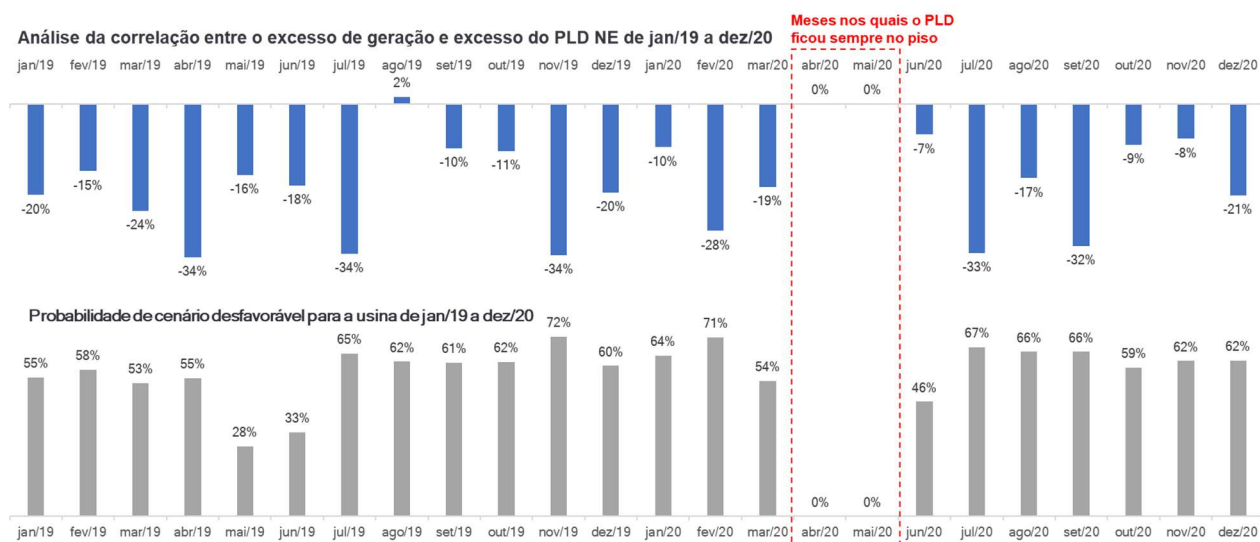


FIGURA 2 - Indicadores de impacto do PLD horário para a central eólica

O cálculo do indicador é tal que:

- Excesso de geração horária = geração horária verificada - média de geração horária no dia;
- Excesso de PLD horário = PLD horário - média do PLD horário no dia;

- iii. Evento desfavorável significa que o produto (Excesso de geração horária) x (Excesso de PLD horário) apresentou sinal negativo.

Como podemos ver na Figura 2, a correlação entre o excesso de geração e o excesso de PLD horário é sistematicamente negativa. Em outras palavras, quando temos mais geração eólica, o PLD horário tende a estar mais baixo e vice-versa. Além disso, o gráfico inferior desta figura indica que a probabilidade (empírica) de eventos desfavoráveis se encontra permanentemente em valores próximos a 60% (sistematicamente acima de 50%).

Vale destacar que os perfis de geração das usinas eólica e solar são complementares. Significa dizer que em horas de menor geração eólica (entre às 10h e 18h), há disponibilidade significativa de geração solar. Por outro lado, em horas de menor geração solar (das 0h às 6h e das 19h às 23h), há disponibilidade significativa de geração eólica. Portanto, podemos dizer que temos evidências empíricas para acreditar que um produto de *hedge* intradiário (como os apresentados na Figura 1) poderia ser economicamente atrativo e beneficiar ambas as fontes.

1.2 Objetivo, contribuição e organização do trabalho

O objetivo deste trabalho é propor novos produtos contratuais de *hedge* intradiário que permitam que fontes eólicas e solares tirem proveito de potenciais complementaridades na geração horária. Para isso, propomos o estudo das curvas de disposição a contratar (quantidade ótima a ser comprada ou vendida para cada preço de contrato – ver [1] e [2] para mais detalhes sobre esse conceito) dessas duas fontes para dois novos produtos. O primeiro, apelidado de “Contrato Pôr do Sol” (contrato com entrega noturna), é desenhado para reduzir o risco de preço e quantidade das fontes solares. O segundo, nomeado de “Contrato *Hedge* Eólico NE” (contrato com entrega nas horas de menor geração eólica no Nordeste – período diurno e ponta), é desenhado para reduzir o risco de eólicas na região Nordeste. Avaliamos a disposição a contratar dessas duas fontes sob diferentes perfis de aversão a risco, neste trabalho modelado pelo *Conditional Value at Risk* (CVaR) (ver [2], [3], [4]).

Por limitação de espaço, neste trabalho apresentaremos resultados quantitativamente apenas para o contrato de *hedge* eólico, com entrega diurna. Mostramos através de um estudo de caso com dados reais de PLD e geração que a central eólica aceitaria pagar um valor superior ao seu contrato de longo prazo para adquirir o *hedge*. Ao mesmo tempo, mostramos que a central solar estaria disposta a se comprometer com um montante total de contratos (contrato de longo prazo + contrato de *hedge*) superior à sua garantia física, pois, em geral, gera acima dela nas horas de entrega desse contrato, por um preço superior ao do seu contrato de longo prazo. Obviamente que este contrato tem caráter puramente financeiro, visando apenas um *swap* de energia entre fontes claramente complementares, para mitigar o risco de preço e quantidade. Não obstante, esse resultado indica que tais contratos podem ser atraentes do ponto de vista de *hedge* financeiro para ambas as partes. Dessa forma, esperamos contribuir para o segmento de comercialização do setor elétrico brasileiro com um estudo preliminar sobre como novos produtos financeiros podem ajudar a mitigar os riscos de preço e quantidade trazidos pelo PLD horário.

Assim, na seção 2.0 apresentamos as equações de receita de cada gerador, onde a usina eólica contrata o *hedge* da usina solar. Na sequência, a partir da definição das equações de receita, são construídos os modelos de otimização, a fim de serem utilizados na seção 3.0 para desenvolvimento de um estudo de caso prático. Vale destacar que os modelos de otimização construídos são independentes, de sorte que uma outra abordagem poderia ser endereçada, qual seja, um modelo único de cootimização das receitas das usinas. Esse modelo, entretanto, não será aqui apresentado.

2.0 CONTRATO DE HEDGE INTRADIÁRIO PARA A FONTE EÓLICA

2.1 Das expressões de renda para solar e eólica: o caso do *hedge* eólico

Para estudar a atratividade desse contrato de *hedge* financeiro, assumimos que as usinas possuem um PPA de longo prazo, com quantidade Q^E no caso da eólica e Q^S no caso da solar (ambos em MWh). A consideração desses contratos implica que ambas as fontes terão como receita o pagamento do contrato (tendo como preços P^E para a eólica e P^S para a solar, ambos em R\$/MWh) e uma despesa na CCEE associada ao PLD ($\tilde{\pi}_t$, assumido como uma variável aleatória durante o período de entrega futuro que será considerado). Além dessas duas parcelas, ambos os geradores liquidam suas gerações (\tilde{G}_t^E e \tilde{G}_t^S , respectivamente) ao valor do PLD corrente. Dessa forma, tomando o caso da eólica como exemplo, a expressão de renda seria $P^E Q^E - \tilde{\pi}_t Q^E + \tilde{G}_t^E \tilde{\pi}_t$. Essa expressão pode ser convenientemente reorganizada para expressar receita com o contrato mais receita com a geração da seguinte forma: $(P^E - \tilde{\pi}_t) Q^E + \tilde{G}_t^E \tilde{\pi}_t$. Assim, ao adicionarmos o contrato financeiro para *hedge* eólico, supomos aqui uma liquidação pelo valor do preço *spot* calculado pela CCEE (PLD). Nesse caso, como a eólica é a compradora do

contrato de *hedge*, ela paga um preço P e é liquidada ao PLD apenas nas horas de vigência do contrato, neste exemplo, assumimos 10h às 18h. A contabilização apenas nas horas de vigência é realizada pelos termos $Q^c \delta_t^{(10:18)}$ e $Q^v \delta_t^{(10:18)}$, onde Q^c representa a quantidade comprada (MWh) pela eólica, Q^v representa a quantidade vendida (MWh) pela solar e $\delta_t^{(10:18)}$ representa uma variável indicadora que vale 1 durante as horas de entrega desse contrato e 0 caso contrário.

Na situação, as expressões de receita ao longo de um horizonte T (conjunto de horas) da eólica e solar, \tilde{R}_t^E e \tilde{R}_t^S , respectivamente, podem ser escritas da seguinte forma:

$$\tilde{R}_t^E = \sum_{t \in T} \left[(P^E - \tilde{\pi}_t) Q^E + \tilde{G}_t^E \tilde{\pi}_t - (P - \tilde{\pi}_t) Q^c \delta_t^{(10:18)} \right] \quad (1)$$

e

$$\tilde{R}_t^S = \sum_{t \in T} \left[(P^S - \tilde{\pi}_t) Q^S + \tilde{G}_t^S \tilde{\pi}_t + (P - \tilde{\pi}_t) Q^v \delta_t^{(10:18)} \right] \quad (2)$$

O contrato de *hedge* eólico é ilustrado pela linha preta na Figura 1 exibida anteriormente (lado esquerdo). Note que ele ameniza o efeito da modulação da geração eólica, representado pela linha azul, e permite a solar obter mais receita firme durante o período em que ela gera mais. Assim, fica claro que o contrato de *hedge* eólico visa reduzir o risco da eólica, aumentando o valor dos piores cenários de sua receita ao trazer mais “energia” (em termos financeiros) nos momentos de maior risco de preço e quantidade (baixa produção e alto PLD). Por outro lado, esse contrato tem o efeito oposto para a solar, que passa a vender mais e, portanto, a se expor mais ao PLD. Não obstante, como a solar tem um alto *surplus* de produção justamente no período de entrega desse contrato, espera-se que o benefício líquido para esta fonte com o pagamento extra que esse contrato traz (a preços acima do preço de seu contrato de longo prazo) em relação à maior exposição nas horas de entrega seja vantajoso para algum nível de preço. O desafio é justamente saber se esse nível de preço é atrativo para a eólica, produzindo assim uma negociação bilateral entre ambas.

Analogamente ao verificado no caso do *hedge* eólico, na situação em que há a necessidade de contratação de *hedge* para a usina solar, as expressões de receita podem ser escritas seguindo uma lógica reversa. Neste caso, a eólica aparece como vendedora do contrato de *hedge*, que tem período de entrega entre 0h às 6h e 19h às 23h (modelado pela variável indicadora $\delta_t^{(0:6,19:23)}$), e a solar aparece como compradora deste contrato. Assim, as expressões de receita ao longo de um horizonte T (conjunto de horas) da eólica e solar, \tilde{R}_t^E e \tilde{R}_t^S , respectivamente, podem ser escritas da seguinte forma:

$$\tilde{R}_t^E = \sum_{t \in T} \left[(P^E - \tilde{\pi}_t) Q^E + \tilde{G}_t^E \tilde{\pi}_t + (P - \tilde{\pi}_t) Q^v \delta_t^{(0:6,19:23)} \right] \quad (3)$$

e

$$\tilde{R}_t^S = \sum_{t \in T} \left[(P^S - \tilde{\pi}_t) Q^S + \tilde{G}_t^S \tilde{\pi}_t - (P - \tilde{\pi}_t) Q^c \delta_t^{(0:6,19:23)} \right] \quad (4)$$

O contrato de *hedge* solar é ilustrado pela linha preta na Figura 1 (lado direito) exibida anteriormente, na qual o contrato ameniza o efeito da modulação da geração solar, representado pela linha laranja, e se beneficia da geração a maior da usina eólica, representada pela linha azul. De maneira análoga, espera-se que esse contrato traga benefício em termos de redução de risco para a solar em troca de um maior pagamento firme (maior média/valor esperado) para a eólica. Isso porque, neste segundo caso, a eólica transfere energia no momento de *surplus* para a solar mitigar o seu risco de preço e quantidade.

2.2 Do cálculo das curvas de disposição a contratar com aversão a risco: oferta e demanda pelos contratos de *hedge*

Uma vez de posse das equações de receita de ambas as fontes, desenvolvemos a seguir os modelos de otimização para definição da disposição a contratar (comprar) do contrato de *hedge* eólico por parte da eólica e a disposição a contratar (vender) desse mesmo contrato por parte da solar. Para isso, assumimos um funcional de equivalente certo composto pela combinação convexa entre o CVaR e o valor esperado da receita total,

$\rho_{\lambda,\alpha}(\tilde{R}) := \lambda CVaR_{\alpha}(\tilde{R}) + (1 - \lambda)E(\tilde{R})$. Essa combinação convexa é definida pelo valor de λ , que pode variar entre 0 e 1, dependendo do perfil de risco do gerador; tendo o valor 1 associado ao gerador 100% avesso a risco, que só olha o CVaR, e zero para o gerador neutro a risco, que só se importa com o valor esperado (ver [3]). É importante mencionar que, neste artigo, como estamos tratando diretamente a distribuição de probabilidade da receita e não das perdas financeiras, adaptamos a ideia do $CVaR_{\alpha}(\tilde{R})$ para refletir a média dos $(1 - \alpha)100\%$ piores cenários de receita. Logo, se $\alpha = 0.9$, significa que estamos utilizando a média dos 10% piores cenários de receita no lugar de $CVaR_{\alpha}(\tilde{R})$ (ver [3] para mais detalhes).

Nesse contexto, dado os valores de preço e quantidade dos contratos de longo prazo (P^E e Q^E), podemos obter a quantidade ótima demandada (disposição a comprar) do contrato de *hedge* eólico por parte da central eólica para cada possível preço P . Isso pode ser realizado através do seguinte modelo de otimização:

$$Q^{c*}(P) = \arg \max_{Q^c} \left(\rho_{\lambda^E, \alpha} \left\{ \sum_{t \in T} [(P^E - \tilde{\pi}_t)Q^E + \tilde{G}_t^E \tilde{\pi}_t - (P - \tilde{\pi}_t)Q^c \delta_t^{(10,18)}] \right\} \right) \quad (5)$$

De maneira análoga, para cada possível valor de preço P deste contrato, a quantidade ótima ofertada (disposição a vender) por parte da central solar pode ser obtida por:

$$Q^{v*}(P) = \arg \max_{Q^v} \left(\rho_{\lambda^S, \alpha} \left\{ \sum_{t \in T} [(P^S - \tilde{\pi}_t)Q^S + \tilde{G}_t^S \tilde{\pi}_t + (P - \tilde{\pi}_t)Q^v \delta_t^{(10,18)}] \right\} \right) \quad (6)$$

Os modelos de otimização acima podem ser pensados como modelos de otimização paramétricos em P . E a solução de cada um deles para diferentes valores de P produz duas curvas, uma de demanda, $Q^{c*}(P)$, e outra de oferta, $Q^{v*}(P)$. O encontro dessas curvas emula o equilíbrio da negociação bilateral entre esses agentes.

3.0 ESTUDO DE CASO: ANÁLISE DO CONTRATO DE *HEDGE* EÓLICO

A fim de ilustrar a aplicabilidade dos modelos desenvolvidos, apresentamos um estudo de caso para analisar a atratividade do contrato de *hedge* eólico.

3.1 Desenho do Experimento

Esse estudo poderia considerar diversas durações para o contrato de *hedge*, como, por exemplo, um dia, uma semana, ou um mês. Isso dependerá muito da maneira com que os agentes irão utilizar esses contratos, do *tradeoff* entre praticidade na negociação e previsibilidade das incertezas, e da própria capacidade de negociação dos agentes (liquidez desses produtos). Por simplicidade, neste primeiro estudo utilizamos o horizonte de uma semana. Assim, todo estudo é desenhado para a avaliação da atratividade de um contrato semanal com entrega apenas nas horas entre 10h e 18h.

Para exemplificar uma possível dinâmica de negociação de mercado sobre o produto *hedge eólico*, vamos considerar uma central eólica avessa a risco, $\lambda^E = 0.95$ (α é mantido igual 0.95 para todas as centrais), com toda a sua garantia física (GF^E , já descontadas as perdas) comprometida com um contrato de longo prazo, i.e., $Q^E = GF^E$. Essa eólica realiza uma chamada pública para compra de contratos com o perfil de entrega entre 10h e 18h. Nessa chamada, a curva de disposição a contratar da eólica (demanda) e de cada gerador solar (oferta) para preços entre 60 e 530 R\$/MWh, com incremento de 1 R\$/MWh, deve ser enviada para uma entidade isenta que ficará responsável por realizar o *clearing* entre oferta e demanda. Três geradores solares, também com suas respectivas garantias físicas comprometidas em contratos de longo prazo, ou seja, $Q_i^S = GF_i^S$ para $i = 1, 2, 3$, e perfis de aversão a risco definidos por $\lambda_1^S = 0.1$, $\lambda_2^S = 0.5$ e $\lambda_3^S = 0.9$, respectivamente, apresentam suas curvas de disposição a contratar (vender). Assim, nesse estudo, vamos ilustrar o caso em que a entidade responsável pelo *clearing* define um equilíbrio clássico onde as curvas de oferta são empilhadas preço a preço, e o preço P^* de equilíbrio é definido tal que:

$$Q^{c*}(P^*) = Q_1^{v*}(P^*) + Q_2^{v*}(P^*) + Q_3^{v*}(P^*) \quad (7)$$

3.2 Dados de Entrada, Hipóteses e Limitações

O experimento considerou a construção de um conjunto de 100 cenários para uma semana hipotética de vigência do contrato em questão ($T = \{0, 1, \dots, 168\}$, ou seja, soma das 24 horas de cada um dos 7 dias da semana de vigência do contrato). Para não produzirmos um estudo que não fosse reproduzível, utilizamos como cenários 100 dias do histórico de dados observados de geração eólica, solar e PLD, selecionados de maneira casada (mesmos dias e horas) do período de janeiro/2019 a dezembro/2020. Todos os dados estão disponíveis online em [6]. Dessa forma, os resultados desse estudo não se referem à avaliação comercial para uma semana específica do histórico. Os resultados que serão apresentados referem-se a uma avaliação de “semana típica” dentro do horizonte selecionado. Por simplicidade, não consideramos correções sazonais para diferentes meses. Mais adiante iremos comentar sobre as limitações impostas pela forma com que geramos os dados deste estudo.

Para a construção de perfil de geração dos geradores, utilizamos os dados históricos de uma central eólica e de uma central solar, ambas localizadas na Bahia. Os dados de geração de ambas as usinas foram normalizados pelas respectivas garantias físicas, sendo esses dados os constantes em [6]. Os cenários de geração da central eólica foram expandidos para ficarem equivalentes a uma garantia física de 40 MWmédio. Assim, nesse estudo, $Q^E = GF^E = 40$. Os dados de geração das três usinas solares que foram utilizadas nesse estudo foram criados como cópias do perfil dos dados históricos da central solar selecionada e expandidos para ficarem equivalentes a uma garantia física de 10 MWmédio. Como consequência, nesse estudo de caso, consideramos 3 usinas solares com perfis de geração idênticos e com $Q_i^S = GF_i^S = 10$ para $i = 1, 2, 3$. A diferença entre as usinas solares fica, portanto, restrita à aversão ao risco conforme apresentado na seção 3.1. Para isolar o efeito do contrato de *hedge* estudado, os preços dos contratos de longo prazo foram propositalmente definidos iguais a média dos cenários de PLD, que para o período selecionado foi igual a R\$200/MWh. Logo, $P^E = P^S = 200$.

Por fim, é importante ressaltar que, em função das escolhas das semanas históricas terem sido selecionadas como cenários, esse estudo de caso não deve ser tomado como um balizador para tomada de decisão de nenhum agente. Ele serve apenas como uma ilustração de que as ideias anteriormente apresentadas fazem sentido do ponto de vista conceitual. Nesse sentido, dependendo da situação conjuntural, por exemplo, onde o PLD esteja no teto e claramente vá permanecer neste patamar, ou em situações inversas, as decisões podem ser completamente diferentes. Não obstante, ainda assim, a metodologia e a ideia conceitual sobre o cálculo da disposição a contratar de ambas as fontes permanece válida. Além disso, os dados históricos utilizados como cenários, por serem dados observados e casados (hora a hora), guardam em si as dependências temporais (ao longo das horas da semana) e espaciais reais entre o PLD e os perfis horários de geração, algo nada trivial de ser reproduzido por modelos de séries temporais. Portanto, apesar dos resultados deste estudo serem apenas ilustrativos, trazem em si importantes sinais indicativos a respeito da capacidade de mitigação do risco de preço e quantidade e da possibilidade de negociação deste produto em função das complementaridades reais observadas nos dados.

3.3 Resultados

Na Figura 3, apresentamos a curva de demanda eólica (disposição a comprar, em azul) e a curva total de oferta (disposição a vender já empilhada) composta pelas curvas das centrais solar 1 ($\lambda_1^S = 0.1$, em preto), solar 2 ($\lambda_2^S = 0.5$, em vermelho) e solar 3 ($\lambda_3^S = 0.9$, em amarelo). Os valores máximos de compra e venda do contrato de *hedge* foram arbitrariamente definidos iguais a 2.5 vezes as respectivas garantias físicas. Ressaltamos novamente que, por hipótese, esses contratos não precisam guardar qualquer relação com as garantias físicas de fato, já que contratos financeiros não estão sujeitos a contabilizações de penalidade por lastro. Nessa figura, indicamos o equilíbrio encontrado pela entidade responsável pelo *clearing*, onde o preço de equilíbrio vale $P^* = 295$ R\$/MWh e a quantidade total negociada foi igual a 48,97 MWmédio.

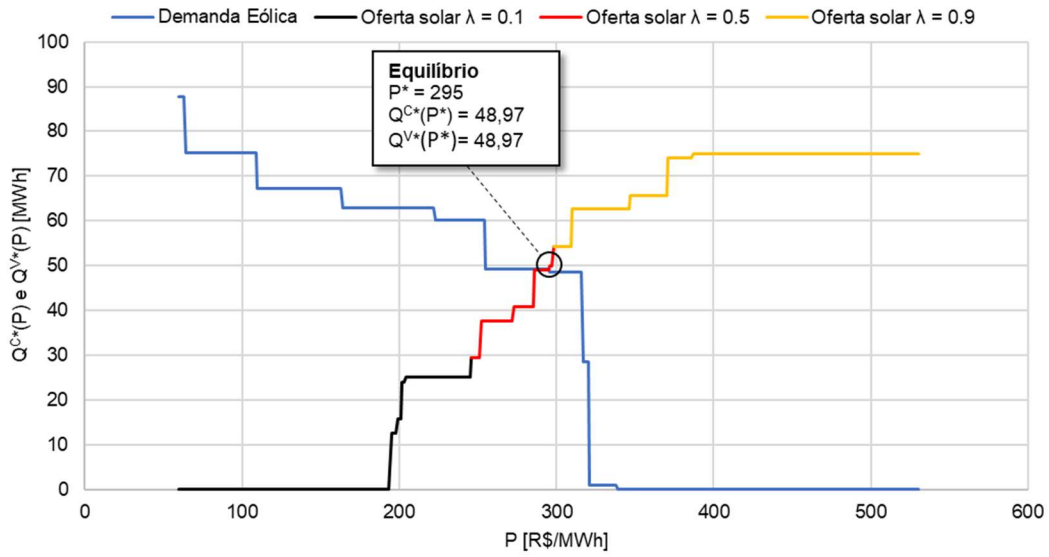


FIGURA 3 - Curvas de disposição a demandar e ofertar (eólica compra das solares)

Na Tabela 1 a seguir, mostramos os resultados para o equilíbrio e na Tabela 2 um comparativo dos mesmos resultados quando todas as fontes não possuem o produto de *hedge*. Esses resultados sugerem que, conceitualmente, esse produto tem o potencial não só de atrair a intenção de compra e venda de agentes com perfis complementares como os apresentados na Figura 1, mas também de produzir efetivas negociações entre geradores eólicos e solares. Sugere, portanto, que o instrumento analisado deve ser estudado pelos agentes do setor e por plataformas capazes de desempenhar o papel de *clearing*. Ressaltamos que outros desenhos, mais descentralizados, onde ofertas de compra e venda de diversos agentes possam ser recebidas e casadas em tempo real, também podem ser interessantes de analisar.

Como esperado, na Tabela 1, todas as centrais que negociaram no equilíbrio (eólica, solar 1 e solar 2) obtiveram métricas de preferência $\rho_{\lambda,\alpha}(\tilde{R})$ acima das obtidas no caso base (Tabela 2), onde o contrato de *hedge* não é considerado. Ou seja, nesse equilíbrio, todos os agentes ficam em situação melhor ou igual (de acordo com seus perfis de risco) se comparados ao caso em que não negociam o contrato de *hedge* eólico (comparar última coluna das Tabelas 1 e 2).

TABELA 1 - Casos simulados e resultados no equilíbrio com o contrato de *hedge* eólico

Usina	λ	P^*	$Q^{C*}(P^*) / Q^{V*}(P^*)$	$CVaR_{\alpha}(\tilde{R})$	$\mathbb{E}(\tilde{R})$	$\rho_{\lambda,\alpha}(\tilde{R})$
Eólica	0.95	295	48,97	186.099	938.688	223.728
Solar 1	0.1	295	25,00	-611.910	1.017.820	854.850
Solar 2	0.5	295	23,97	-36.840	468.930	216.050
Solar 3	0.9	295	-	46.080	295.910	71.070

TABELA 2 - Casos simulados e resultados no equilíbrio sem contrato de *hedge* eólico

Usina	λ	P^*	$Q^{C*}(P^*) / Q^{V*}(P^*)$	$CVaR_{\alpha}(\tilde{R})$	$\mathbb{E}(\tilde{R})$	$\rho_{\lambda,\alpha}(\tilde{R})$
Eólica	0.95	-	-	90.080	1.292.200	150.200
Solar 1	0.1	-	-	46.080	295.910	270.930
Solar 2	0.5	-	-	46.080	295.910	171.000
Solar 3	0.9	-	-	46.080	295.910	71.070

É possível constatar também que o contrato realizou o seu papel, ou seja, a métrica de risco CVaR para a eólica (compradora do *hedge*) é melhorada e, para isso, ela abre mão de parte do seu valor esperado (prêmio pela redução de risco no equilíbrio). Por outro lado, a solar 1, que é menos avessa ao risco ($\lambda = 0.1$), abre mão de grande parte do seu CVaR positivo para aumentar a receita esperada em 3.44 vezes. Já a solar 2, que possui uma aversão a risco intermediária, mantém o CVaR semanal mais controlado, dentro de um nível de perda inferior se comparado ao da solar 1, para aumentar em 1.58 vezes o seu valor esperado. Note que a solar mais a vessa a risco não foi necessária nesse ponto de equilíbrio, pois a disposição a vender dela exigia um preço superior ao que a disposição a contratar da eólica possibilitou.

Não obstante, é importante ressaltar que, em uma situação mais geral, onde diversas eólicas poderiam negociar com diversas centrais solares ambos os contratos de *hedge* apresentados nesse artigo, os diferentes perfis de risco permitiriam equilíbrios muito mais interessantes. Por exemplo, poderíamos ver misturas de situações de compra e venda dos diferentes contratos (*hedge* eólico e *hedge* solar) e agentes com portfólios de ambos os contratos. Em casos mais gerais, os equilíbrios de mercado mostrariam as alocações e as trocas realizadas pelos diferentes perfis de risco, de acordo com as percepções individuais de PLD e geração. Por fim, é importante dizer que os resultados aqui apresentados foram produzidos para preços e quantidades de contrato de longo prazo definidos para isolar o efeito de *hedge* do produto analisado. Assim, em situações mais realistas, a atratividade desse produto deve oscilar de acordo com o *spread* entre o valor esperado do PLD e os preços de contrato e os níveis de contratação das contrapartes compradoras e vendedoras.

4.0 CONCLUSÃO

No presente artigo identificamos que a entrada do PLD horário para fins de contabilização no mercado de curto prazo a partir de janeiro/2021 aumenta o risco de geradores eólicos. Buscamos mitigar esse risco através da construção de um contrato de *hedge* eólico. Para construção do contrato, foram criados dois modelos de otimização independentes, um para cada contraparte (vendedora e compradora), cujo objetivo é a maximização do valor esperado da receita combinado com o seu CVaR. Assim, estudamos a negociação entre um agente eólico, comprador de um produto de *hedge* eólico e três usinas solares (vendedoras do produto).

Através de um exemplo com dados reais do setor, mostramos que o produto *hedge* eólico é capaz de permitir que agentes eólicos e solares, com diferentes perfis de aversão a risco, se otimizem e encontrem pontos de equilíbrio com maior equivalente certo (métrica de preferência ajustada pelo risco). De acordo com a discussão final da seção de resultados, sugerimos como trabalho futuro o estudo de equilíbrios em mercados com um maior número de agentes e contatos de *hedge*, como, por exemplo, o segundo contrato proposto nesse trabalho (com entrega noturna para *hedge* das solares), mas não analisado por limitações de espaço.

5.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) STREET, A.; VEIGA FILHO, A.; BARROSO, L. A.; PEREIRA, M. V.; GRANVILLE, S. ESTRATÉGIAS DE ATUAÇÃO DE AGENTES GERADORES SOB INCERTEZA EM LEILÕES DE CONTRATOS DE ENERGIA ELÉTRICA. IN: XVIII SNPTTE - SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2005, CURITIBA. ANAIS DO XVIII SNPTTE, 2005
- (2) STREET, A. ESTRATÉGIA DE OFERTA DE GERADORAS EM LEILÕES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA. [HTTPS://DOI.ORG/10.17771/PUCRIO.ACAD.6447](https://doi.org/10.17771/PUCRIO.ACAD.6447)
- (3) STREET, A. ON THE CONDITIONAL VALUE-AT-RISK PROBABILITY-DEPENDENT UTILITY FUNCTION. THEORY DECIS 68, 49–68 (2010). [HTTPS://DOI.ORG/10.1007/S11238-009-9154-2](https://doi.org/10.1007/S11238-009-9154-2)
- (4) A. STREET, L. A. BARROSO, B. FLACH, M. V. PEREIRA AND S. GRANVILLE, "RISK CONSTRAINED PORTFOLIO SELECTION OF RENEWABLE SOURCES IN HYDROTHERMAL ELECTRICITY MARKETS," IN IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 24, NO. 3, PP. 1136-1144, AUG. 2009, DOI: 10.1109/TPWRS.2009.2022981
- (5) RISK CONSTRAINED PORTFOLIO SELECTION OF RENEWABLE SOURCES IN HYDROTHERMAL ELECTRICITY MARKETS (ALEXANDRE STREET ET. AL)

(6) A. STREET, G. CARVALHO, B. FÂNZERES, D. VALLADÃO, "CONJUNTO DE DADOS: DESENHO E PRECIFICAÇÃO DE CONTRATOS EM BASE HORÁRIA PARA HEDGE INTRADIÁRIO DE FONTES RENOVÁVEIS", 2021. DISPONÍVEL ONLINE EM: <https://cutt.ly/cEz5l1R>

DADOS BIBLIOGRÁFICOS



Alexandre Street é professor associado do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio onde leciona Economia da Energia e Otimização. É fundador do Laboratory of Applied Mathematical Programming and Statistics (LAMPS PUC-Rio), onde lidera diversos projetos de P&D. Alexandre Street é senior member da IEEE PES e pesquisador 1 CNPq. É Editor Associado da IEEE Transactions on Power Systems, principal revista científica internacional da área de energia elétrica. Já publicou mais de 40 artigos em revistas científicas internacionais (atraindo mais de 1000 citações) e orientou mais de 30 alunos de pós-graduação em nível de mestrado, doutorado e pós-doutorado.

(2) GUSTAVO PIRES DE CARVALHO

Gustavo Carvalho é graduado em Engenharia Elétrica (Otimização) com extensão em Análise de Riscos pela PUC Rio. Possui MBA Executivo em Finanças pela FGV SP e atualmente cursa o Mestrado em Pesquisa Operacional pela PUC Rio. Atua há mais de 10 anos no Setor Elétrico Brasileiro, tendo sido responsável pela reestruturação da área de portfólio de uma das maiores multinacionais de geração do Brasil, construindo as ferramentas, processos e equipe, com resultados superiores a R\$60MM/ano. Atualmente é Gerente Associado na Thymos Energia, sendo responsável pela área de Preços e Estudos de Mercado.

(3) BRUNO FÂNZERES DOS SANTOS

Formado em Engenharia Industrial e Elétrica pela PUC-Rio. Possui mestrado e doutorado em pesquisa operacional também pela PUC-Rio. Professor do Quadro Principal do Departamento de Engenharia Industrial da PUC-Rio desde 2018 e pesquisador-chefe do Energy Market & Operations Research Group na PUC-Rio. Sua principal área de pesquisa é teoria de decisão sob incerteza com aplicações em sistemas produtivos de energia. As principais áreas de interesse são: Operação e economia de sistemas de potência; Mercados de energia (elétrica e gás); Otimização de portfólio; Otimização sob incerteza e hierárquica; Teoria dos jogos; Estatística multivariada moderna e data analysis.

(4) DAVI M VALLADAO

Davi Valladão é professor do Departamento de Engenharia Industrial da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Seus interesses de pesquisa são ciência de dados, otimização sob incerteza e análise de risco. Davi tem doutorado em Sistemas de Apoio à Decisão (2011) no Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Como parte de seu programa de doutorado, ele foi pesquisador visitante do departamento Operations Research and Financial Engineering (ORFE) da Universidade de Princeton. Além disso, Davi tem mestrado em Ciências Atuariais e Finanças (2008) e bacharelado em Engenharia Elétrica e Industrial (2006), também pela PUC-Rio.