

Grupo de Estudo de Comercialização, Economia e Regulação do Mercado de Energia Elétrica-GCR

**AValiação DOS IMPACTOS DO PREÇO HORÁRIO NA PRECIFICAÇÃO DE CONTRATOS NO AMBIENTE DE
COMERCIALIZAÇÃO LIVRE**

**MATEUS ALVES CAVALIERE(1); EDMUNDO GRUNE DE SOUZA E SILVA(1); BERNARDO VIEIRA
BEZERRA(1); SÉRGIO GRANVILLE(1); MARIO VEIGA FERRA PEREIRA(1);
PSR(1);**

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo sobre os impactos da implementação do preço de liquidação de diferenças (PLD) horário na precificação de contratos futuros de energia elétrica no ambiente de contratação livre (ACL). Os preços desses contratos são obtidos por meio da otimização conjunta da estratégia de contratação dos agentes. A metodologia utilizada visa a maximização do bem-estar social (*welfare*), levando em consideração as incertezas dos preços no mercado de curto prazo e o perfil de aversão ao risco dos agentes, representados pela combinação convexa do valor esperado e do CVaR das receitas dos agentes. Serão apresentados e comparados os resultados para o cenário com PLD por patamares e para o cenário com PLD horário.

PALAVRAS-CHAVE

Curva *Forward*, Preço horário, Otimização sob Incerteza, *Welfare*, Contratação Livre

1.0 - INTRODUÇÃO

A adoção de um sistema de precificação horária para o mercado de energia brasileiro tem sido tema de muitos debates nos últimos anos, sob o argumento de que a matriz energética vem sofrendo grandes alterações, devido à crescente inserção de fontes renováveis no últimos anos, mostrado na Figura 1, e a perspectiva de aumento dessa participação em decorrência do resultado dos últimos leilões. A penetração de fontes intermitentes, como eólica e solar, tem aumentado significativamente a variabilidade na produção de energia do parque gerador, provocando impactos nos custos marginais dos sistemas ainda não capturados na precificação por patamar de carga.

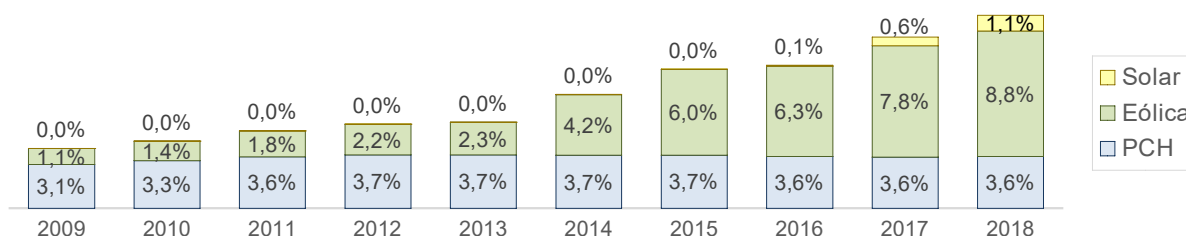


Figura 1 – Percentual de participação na capacidade instalada do SIN (Fonte: Aneel)

Entretanto, a mudança na forma de precificação dos custos marginais para base horária, modifica também a percepção de risco por parte dos agentes. Atualmente, ela está associada principalmente a variabilidade

hidrológica a qual o sistema está sujeito, em virtude das características da matriz energética, com impactos nos preços em um horizonte semanal. Neste novo ambiente de preços horários, essa percepção tende a crescer devido à intermitência da geração das usinas renováveis não-despacháveis, eólicas e solares, com impactos diretos nos preços *intra-day*.

Aliado a isso, tem-se observado nos últimos anos um aumento do mercado livre, conforme a Figura 2, e um forte movimento para a maior liberalização do mercado, liderado principalmente por consumidores menores, mas que também desejam escolher seu fornecedor de energia.



Figura 2 – Percentual de participação no consumo do SIN (Fonte: CCEE)

Neste contexto, a precificação correta dos contratos no mercado livre apresenta grande impacto não somente no fluxo de caixa dos consumidores – que hoje veem o custo da energia como uma de suas maiores despesas – mas também na atratividade de projetos de geração de energia destinados ao mercado livre.

2.0 - METODOLOGIA DE PRECIFICAÇÃO DE CONTRATOS FORWARD NO MERCADO LIVRE BRASILEIRO

Para avaliar os impactos da simulação horária do despacho econômico do sistema hidrotérmico brasileiro na precificação de contratos *forward* no mercado livre, utilizar-se-á uma metodologia baseada no conceito de equilíbrio de mercado que visa a maximização do bem-estar social (*maximization of social welfare*). Essa abordagem, cuja formulação é apresentada em (5), busca maximizar a receita, ajustada ao risco, de todos os agentes participantes do mercado de maneira a obter o melhor *surplus* para o sistema.

Assim, a expressão da receita líquida de cada gerador (g) é modelada como a soma da parcela oriunda do pagamento do contrato e da liquidação sua posição no mercado de curto prazo, i.e., a diferença entre a sua geração (G) e o montante vendido (Q_S). Desta forma, pode-se escrever a seguinte equação:

$$R_g = P \times Q_S + (G_g - Q_S) \times \pi$$

A receita do gerador depende não somente do preço e quantidade associados ao contrato firmado, mas também da geração da usina e do preço spot, sendo os dois últimos variáveis de acordo com o cenário (k) e hora (h) em que ocorrem. Assim, pode-se rescrever a equação da seguinte maneira:

$$R_g^{k,h} = P \times Q_S + (G_g^{k,h} - Q_S) \times \pi^{k,h}$$

Por fim, ressalta-se que o submercado de entrega do contrato (m) pode ser diferente do submercado em que a energia é gerada. Além disso, esse agente gerador pode assumir posições no mercado de curto prazo em diferentes submercados. Para incorporar esses efeitos, rescreve-se a equação da receita do agente gerador da seguinte maneira:

$$R_g^{k,h} = Q_S \times (P - \pi^m) + \sum_{s=1}^S G_g^{k,h,s} \times \pi^{k,h,s}$$

O mesmo racional e desenvolvimento pode ser aplicado para um consumidor (C) com uma demanda (D) que compra um contrato a um preço (P) e uma quantidade (Q_B), resultando em uma equação de receita líquida desse agente representada pela equação abaixo:

$$R_c^{k,h} = Q_B \times (\pi^m - P) - \sum_{s=1}^S D_c^{k,h,s} \times \pi^{k,h,s}$$

2.1 Representação da aversão ao risco dos agentes

As equações apresentadas acima mostram que a receita dos agentes está diretamente correlacionada com os cenários de preço spot (PLD), geração e demanda. Como mostrado na Figura 3, historicamente essas variáveis apresentam grande volatilidade devido principalmente à participação majoritária das usinas hidroelétricas na matriz energética brasileira.



Figura 3 – Histórico dos preços spot no mercado de energia do Brasil (Fonte: CCEE)

Tamamha volatilidade se reflete também na expectativa de receita dos agentes, influenciando diretamente na disposição a vender ou a comprar de cada agente dependendo do seu nível de aversão ao risco. Para simular esse comportamento, utiliza-se, então, a combinação convexa entre o Valor Esperado da receita ($E[R]$) e o *Conditional Value at Risk* (CvaR) da receita associado a um quantil (α). A escolha do CvaR como medida de risco do agente é largamente utilizada em diversos mercados, inclusive no mercado elétrico brasileiro, e se justifica devido a suas propriedades, destaca em (2), (3) e (4), e pela sua representação linear no problema de otimização, conforme apresentado por (1). Assim, a função utilidade de cada agente é representada por:

$$U = \lambda CVaR_{\alpha}[R] + (1 - \lambda)E[R], \lambda \in [0, 1]$$

2.2 Modelagem do equilíbrio de mercado

A partir da determinação da equação para cálculo da receita de cada agente e da função utilidade associada a essa receita, o problema de otimização que maximizará o *social welfare* em um mercado com (A) agentes, sendo (S) geradores e (B) compradores, pode ser escrito na seguinte forma:

$$\begin{aligned} & \max \sum_{a=1}^A U_a \\ & s. a. \\ & \sum_{s=1}^S Q_s - \sum_{b=1}^B Q_b = 0 \end{aligned}$$

3.0 - SIMULAÇÃO DO DESPACHO ECONÔMICO DO SISTEMA HIDROTÉRMICO EM INTERVALOS HORÁRIOS

Antes de realizar a simulação da operação horária do sistema hidrotérmico e valorar riscos que possam existir devido aos possíveis intervalos de precipitação, i.e, horário ou por patamar, é necessário analisar uma a configuração do sistema elétrico no ano de referência.

Assim, foi elaborado um plano de expansão do Sistema Elétrico Brasileiro até 2035, utilizando o modelo de otimização OPTGEN®, desenvolvido pela PSR®, que minimiza a soma de custos de operação e de expansão conjuntamente. Para isso, utilizou-se um conjunto de premissas como a expectativa de crescimento de carga em função do PIB e a perspectiva da evolução dos custos de fontes de geração. Devido à tendência de crescimento de fontes intermitentes de energia, é essencial que o módulo de operação deste modelo considere etapas horárias a fim de capturar seus efeitos.

Para evitar que efeitos conjunturais afetem as análises que serão apresentadas na seção 4, escolheu-se o ano de 2033 como ano de referência. Na Figura 4 é apresentada a comparação entre a composição da oferta de geração em 2019 e o resultado do modelo para a composição em 2033. Com a perspectiva de queda no preço das usinas eólica e solar, nota-se o crescimento acentuado dessas fontes na participação da matriz, atingindo 29% de toda a capacidade instalada em 2033, frente a 11% observados em 2019.

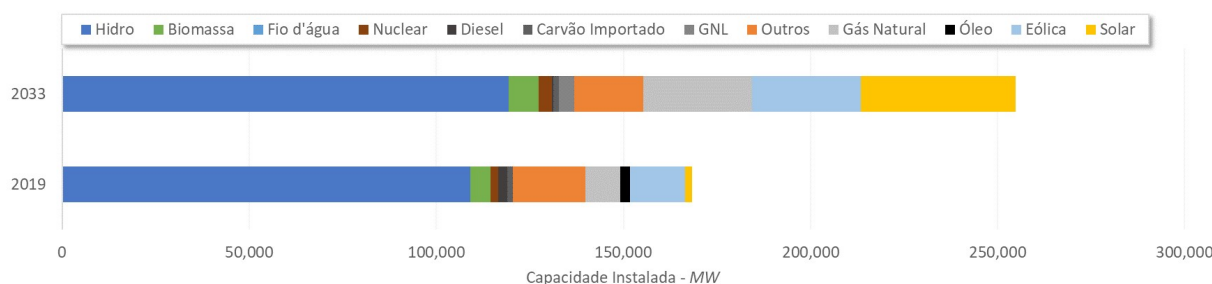


Figura 4 – Composição da oferta de geração (MW)

Com a configuração do sistema do ano de referência é realizada a simulação da operação do sistema de forma detalhada através do software SDDP®, desenvolvido pela PSR®, para 200 cenários de produção hidráulica e renovável. Esta simulação inclui, por exemplo, cenários horários de geração de fontes intermitentes, perfil horário de demanda, limitações técnicas de geradores, custos de partida de térmicas e cronologia das 8760 horas do ano. Como resultado desta simulação, são obtidas tanto as variáveis primais do modelo de otimização - geração, fluxos de intercâmbio, déficits de energia, quanto as variáveis duais - custos marginais de operação, todas com granularidade horária para todas as horas do e para todas as séries simuladas.

4.0 - RESULTADOS

A fim de avaliar os impactos do PLD horário na precificação dos contratos *forward* no mercado livre foram criadas três possíveis composições de uma carteira de um agente gerador. Para cada uma dessas composições foram feitas sensibilidades no parâmetro de aversão ao risco do gerador, conforme definido em 2.1, para se obter o comportamento de diferentes tipos de agentes, com uma mesma carteira, nesse mercado de contratos *forward*.

Antes disso, no entanto, para se obter os dados de entrada do modelo de precificação de contratos, simulou-se despacho econômico do sistema elétrico Brasileiro, como detalhado na seção 3, considerando duas discretizações temporais: (i) três patamares de carga (*status quo*); e (ii) intervalos horários. Para todos os efeitos, esses dois casos serão denominados nesse artigo por Caso Bloco e Caso Horário, respectivamente.

4.1 Preço de Liquidação das Diferenças

O resultado mais importante da simulação do sistema hidrotérmico e que possui o maior impacto na precificação dos contratos *forward* é o preço spot. O gráfico apresentado na Figura 5 representa a média das 200 séries de projeção do PLD no subsistema Nordeste para cada hora do ano de estudo. Como esperado, os preços spot do

Caso Horário possuem uma maior variabilidade em relação ao Caso Bloco, que pode ser explicada pela representação mais detalhada da intermitência das fontes que compõe o sistema nas horas dentro dos blocos.

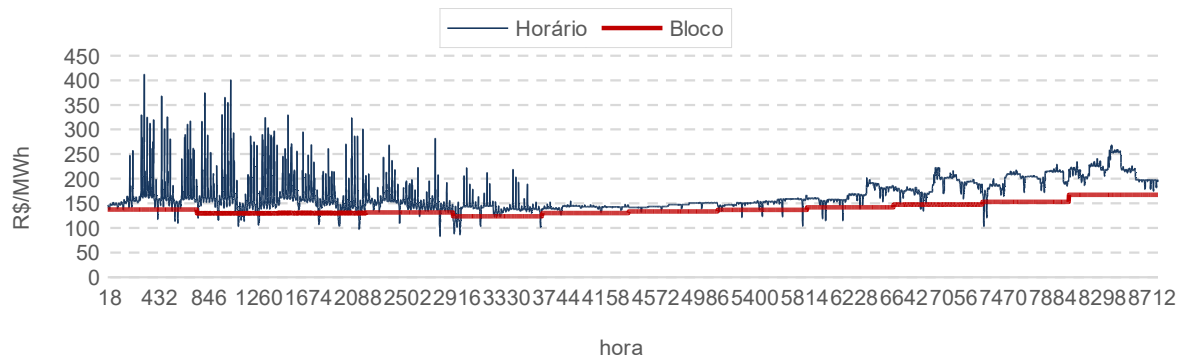


Figura 5 – Média das 200 séries de projeção do PLD no subsistema Nordeste para cada hora do ano de estudo

Outro resultado interessante e fundamental para a metodologia descrita na seção 2 é a distribuição acumulada de probabilidade do PLD ao longo de todo o ano de estudo. A Figura 6 e a Figura 7 apresentam esse resultado para os subsistemas Sudeste e Nordeste, respectivamente. Nota-se que no Caso Horário, em ambos os submercados, a distribuição dos preços spot é mais elevada do que no Caso Bloco, muito em função dos picos de preço que ocorrem em horas críticas para o sistema, como mostrado na Figura 5.

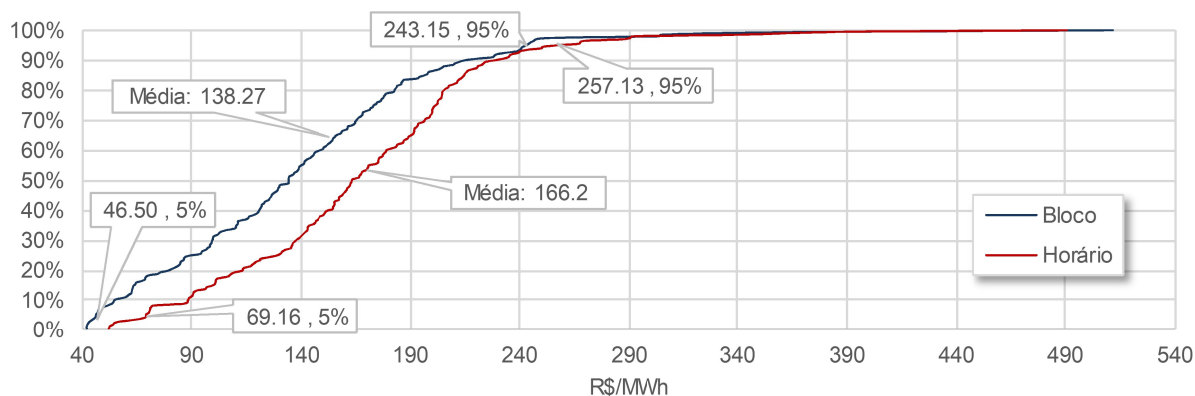


Figura 6 – Distribuição acumulada do PLD no subsistema Sudeste no ano de estudo

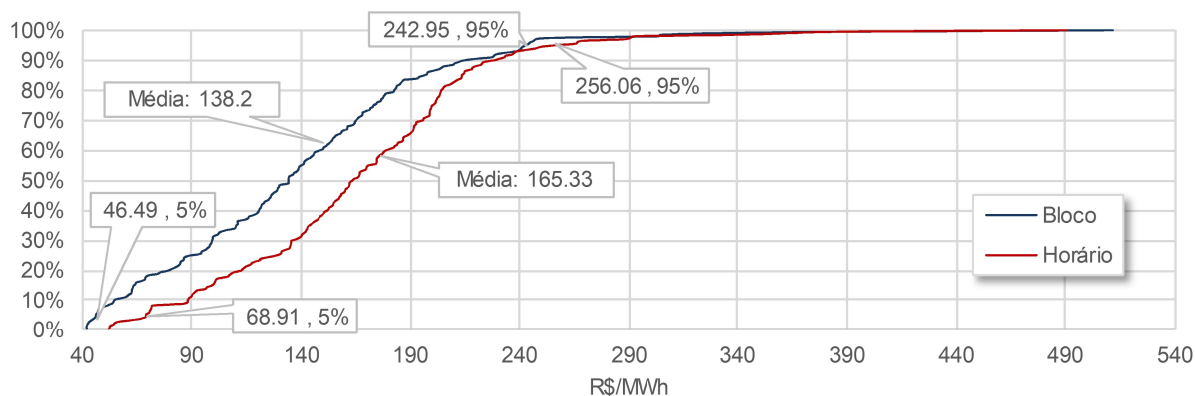


Figura 7 – Distribuição acumulada do PLD no subsistema Nordeste no ano de estudo

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

4.2 Precificação de contratos *forward*

A fim de se obter uma análise mais clara sobre os impactos do preço spot horário e isolar possíveis efeitos secundários, optou-se por considerar, para fins de exercício, a presença de apenas dois tipos de usinas no mercado em análise: (i) uma hidroelétrica com reservatório localizada no subsistema Sudeste (Corumbá I); e (ii) um complexo de usinas eólicas localizado no subsistema Nordeste (interior da Bahia). Assim, para proceder com os estudos de caso, serão utilizados os cenários de geração e de preço spot, resultantes do despacho ótimo, para calcular a expectativa de receita spot destas duas usinas.

A Figura 8 apresenta a expectativa de geração média mensal de cada uma dessas usinas no ano de estudo. É possível observar que as usinas apresentam perfil de geração sazonal: enquanto a hidroelétrica gera mais no começo do ano, quando os preços são mais baixos, a eólica produz mais energia no chamado período seco, onde os preços são mais altos.

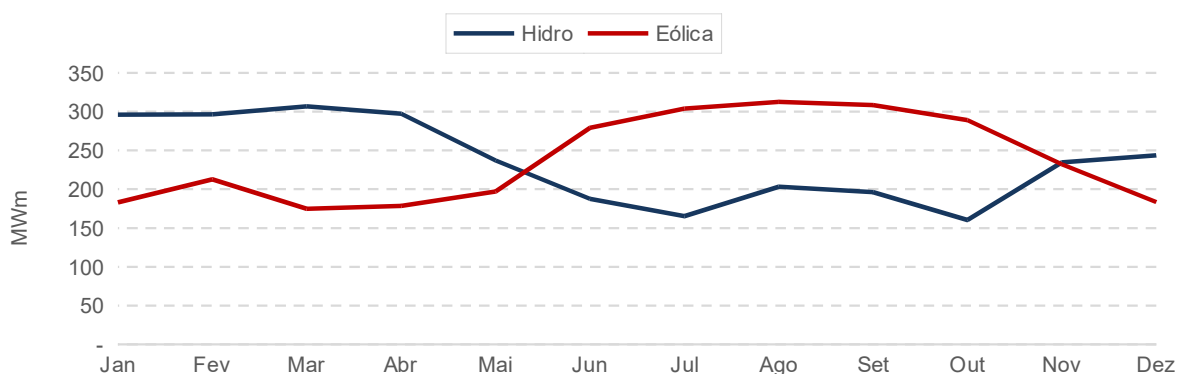


Figura 8 – Geração mensal média

Conforme destacado na seção 2, o principal custo de oportunidade para os agentes geradores na modelagem proposta para precificação de contratos é a receita no mercado spot. Assim, os gráficos da Figura 9 e da Figura 10 apresentam a distribuição de probabilidade acumulada da receita spot da usina hidroelétrica e do parque eólico, respectivamente. Os valores mais elevados observados no Caso Horário em relação ao Caso Bloco estão relacionados com a própria distribuição dos preços spot e a representação mais precisa da geração dessas usinas dentro dos blocos.

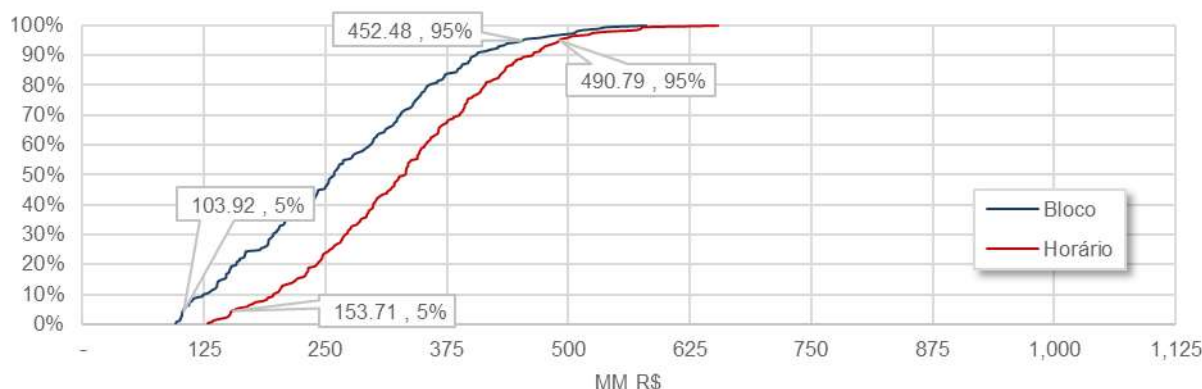


Figura 9 – Distribuição de probabilidade acumulada da receita spot da hidroelétrica

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

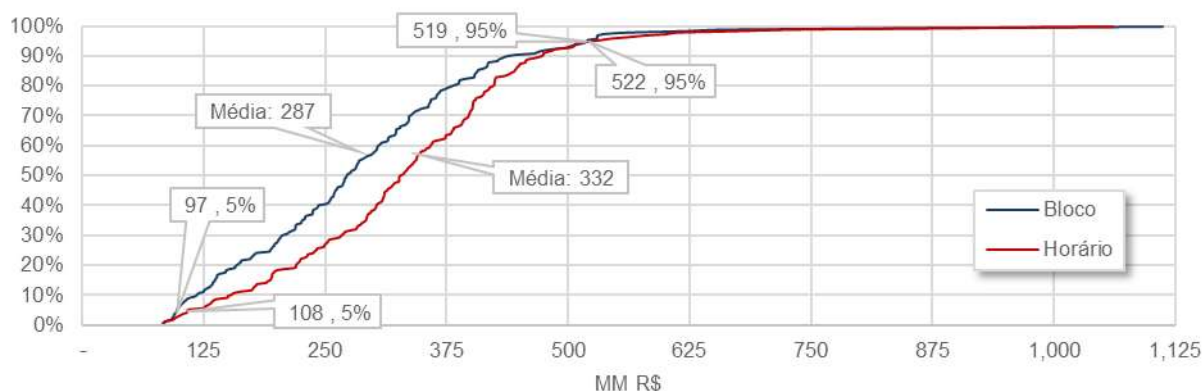


Figura 10 – Distribuição de probabilidade acumulada da receita spot do parque eólico

4.2.1 Portfólio composto somente pela hidroelétrica

Nesta primeira sensibilidade será considerado que o mercado é formado por um agente gerador, cujo portfólio é composto apenas pela hidroelétrica no subsistema Sudeste, e um consumidor, também localizado no subsistema Sudeste. Esse consumidor possui um consumo *flat* de 200 MWh e parâmetro de aversão ao risco igual a 0,5, isto é, a utilidade dele considera com pesos iguais o valor médio e o CVaR da sua despesa. O contrato simulado prevê a entrega de energia no subsistema Sudeste.

Na Figura 11 tem-se os preços e as quantidades de equilíbrio para cada uma das sensibilidades simuladas. A primeira observação que pode ser feita sobre os resultados é com relação a variação dos preços em relação ao parâmetro de aversão ao risco do gerador. Nota-se que, tanto no Caso Horário como no Caso Bloco, quanto mais avesso o gerador se torna, maior é o preço de equilíbrio. Esse comportamento pode ser justificado por dois fatores: (i) pelo fato da correlação entre a geração da hidroelétrica e os preços spot ser negativa; e (ii) pela obrigatoriedade de contratação do consumidor da sua carga (este efeito será explorado mais a frente).

Ainda com relação ao aumento do preço de equilíbrio em relação à variação do parâmetro de aversão ao risco do gerador, nota-se que no Caso Horário esse aumento acontece em uma taxa menor do que no Caso Bloco. Esse efeito é justificado pela expectativa do gerador em obter uma receita no mercado spot maior no Caso Horário do que no Caso Bloco, em decorrência de uma correlação menos negativa no primeiro caso. Por fim, percebe-se que com o aumento da aversão ao risco do gerador, os preços dos contratos no Caso Horário tendem a se aproximar dos preços do Caso Bloco.

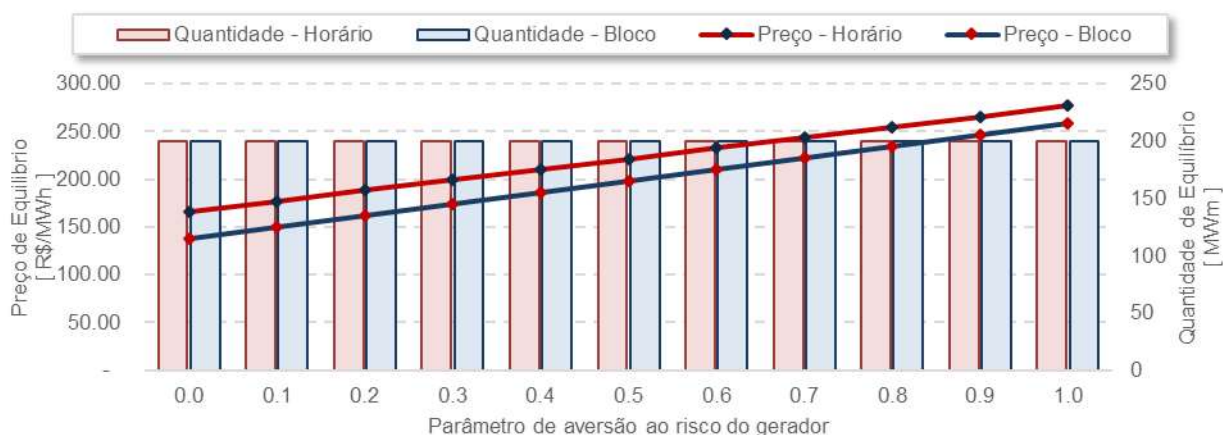


Figura 11 – Preços e Quantidades de equilíbrio no caso com portfólio composto somente por hidroelétrica

Destaca-se ainda que em ambos os casos, a quantidade de equilíbrio se estabelece sempre em 200 MWh, em decorrência da restrição de contratação obrigatória do consumidor da sua carga na média móvel de 12. Como

exercício, retirou-se essa restrição do modelo para verificar se de fato os pares preço e quantidade apresentados na Figura 11 representam de fato o equilíbrio do sistema. Os resultados são apresentados na Figura 12 abaixo.

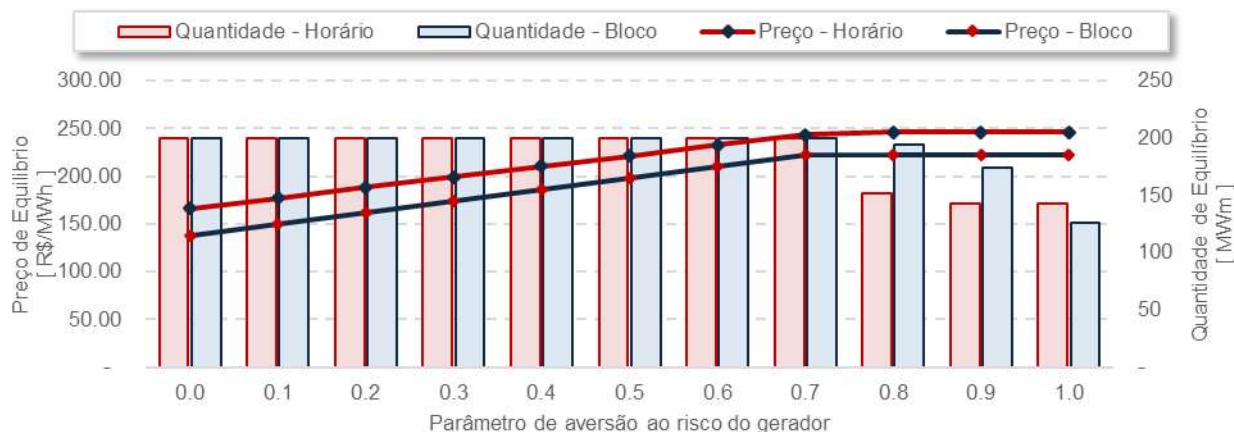


Figura 12 – Preços e Quantidades de equilíbrio no caso com portfólio composto somente por hidroelétrica e sem restrição de contratação obrigatória do consumidor

Nota-se que tanto no Caso Horário como no Caso Bloco há a saturação do preço (em aproximadamente 246 R\$/MWh) e a consequente redução da quantidade de equilíbrio a partir de um λ igual a 0.7. Ou seja, a partir de determinado preço de contrato a carga vai preferir assumir algum risco no mercado de curto prazo. A saturação do preço de contrato em 246 R\$/MWh mostra que há um custo implícito para o sistema ao se adicionar a restrição de natureza regulatória de que a carga tem que ser 100% contratada, podendo chegar a quase 30 R\$/MWh.

4.2.2 Portfólio composto somente pelo parque eólico

Neste segundo caso será considerado que o mercado é formado por um agente gerador, cujo portfólio é composto apenas pelo parque eólico no subsistema Nordeste, e um consumidor, também localizado no subsistema Nordeste, com consumo *flat* de 200 MWh e parâmetro de aversão ao risco igual a 0.5. O contrato simulado prevê a entrega de energia no subsistema Nordeste.

Na Figura 13 tem-se os preços e as quantidades de equilíbrio para cada uma das sensibilidades simuladas. O primeiro resultado que pode ser observado é que tanto no Caso Horário como no Caso Bloco, quanto mais avesso ao risco o gerador se torna, menor é o preço de equilíbrio do mercado. Esse comportamento pode ser justificado pela correlação positiva entre a geração do parque eólico e os preços spot. Ou seja, nesse caso o risco do gerador está associado aos PLDs baixos. Com isso, um aumento da aversão a risco faz com que os geradores aceitem preços de contrato mais baixos.

Outro resultado importante diz respeito à variação do preço de equilíbrio em cada um dos casos em relação à variação do parâmetro de aversão ao risco do agente gerador. Diferentemente do caso em que o portfólio era composto somente por uma hidroelétrica, essa variação é maior no Caso Horário do que no Caso Bloco. A justificativa para esse comportamento está na expectativa de maiores exposições ao mercado spot no Caso Horário, fazendo com que o gerador aceite preços mais baixos para firmar contratos e assim mitigar seus riscos nesse mercado.

Assim como no caso do portfólio com a hidroelétrica, os preços entre o Caso Horário e Caso Bloco tendem a se aproximar à medida que o gerador se torna mais avesso ao risco. Isso porque a diferença entre os PLDs médios nos dois casos (28 R\$/MWh) é maior que a diferença entre os CVaR associado a PLDs baixos (23 R\$/MWh) e com o aumento da aversão a risco a diferença do CVaR torna-se mais relevante.

Nota-se ainda que, no Caso Horário, à medida que o gerador se torna mais avesso há um aumento na quantidade de equilíbrio. Existem duas justificativas para esse comportamento: (i) ao contratar uma maior quantidade, o gerador garante um aumento na sua receita fixa que ao final compensa a sua maior exposição ao

mercado spot; (ii) a função objetivo do problema é maximizar a soma das utilidades dos agentes, portanto, por mais que essa quantidade leve a exposições negativas do gerador no mercado spot, ela gera, em uma maior proporção, uma receita no mercado spot para o consumidor, aumentando assim o *surplus* do sistema.

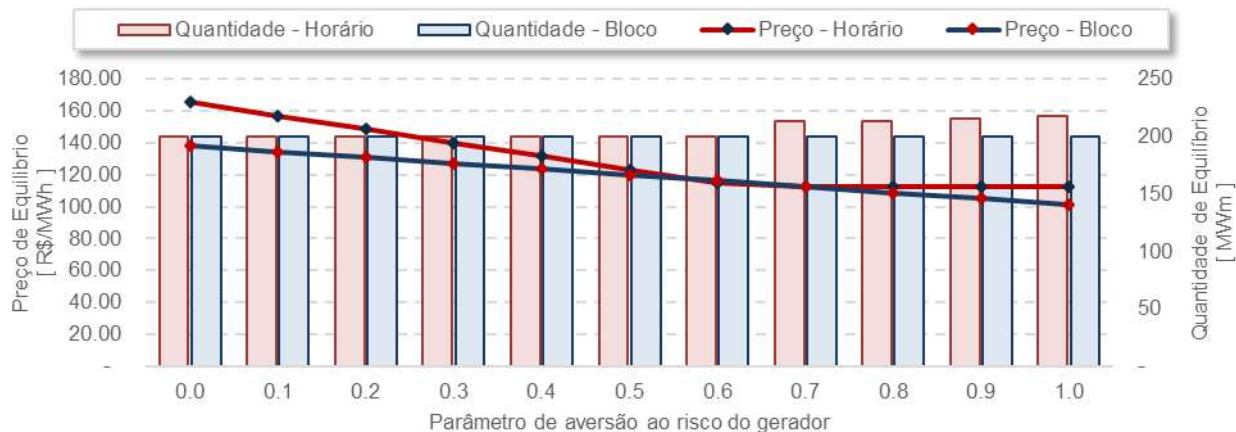


Figura 13 – Preços e Quantidades de equilíbrio no caso com portfólio composto somente pelo parque eólico
4.2.3 Portfólio composto pela hidroelétrica e pelo parque eólico

Neste segundo caso será considerado que o mercado é formado por um agente gerador, cujo portfólio é composto por uma hidroelétrica no Sudeste e por um parque eólico no subsistema Nordeste, e um consumidor, localizado no subsistema Sudeste, com consumo *flat* de 400 MWm e parâmetro de aversão ao risco igual a 0.5. O contrato simulado prevê a entrega de energia no subsistema Sudeste.

A Figura 14 mostra os resultados, par preço e quantidade, para cada uma das sensibilidades. Nota-se que o comportamento é similar ao observado no caso do portfólio somente com a hidroelétrica, entretanto, com preços mais acentuados. Esse feito se justifica por três motivos: (i) a obrigatoriedade de contratação pelo lado do consumidor aumenta a quantidade de equilíbrio, deslocando assim os preços, conforme explorado no primeiro caso; (ii) ao introduzir o parque eólico no portfólio, aumenta-se a variabilidade da carteira e, conseqüentemente a exposição ao mercado de curto prazo; e (iii) apesar de existir apenas em algumas horas, a diferença de preços ente os submercados se reflete em parte na precificação desse contrato.

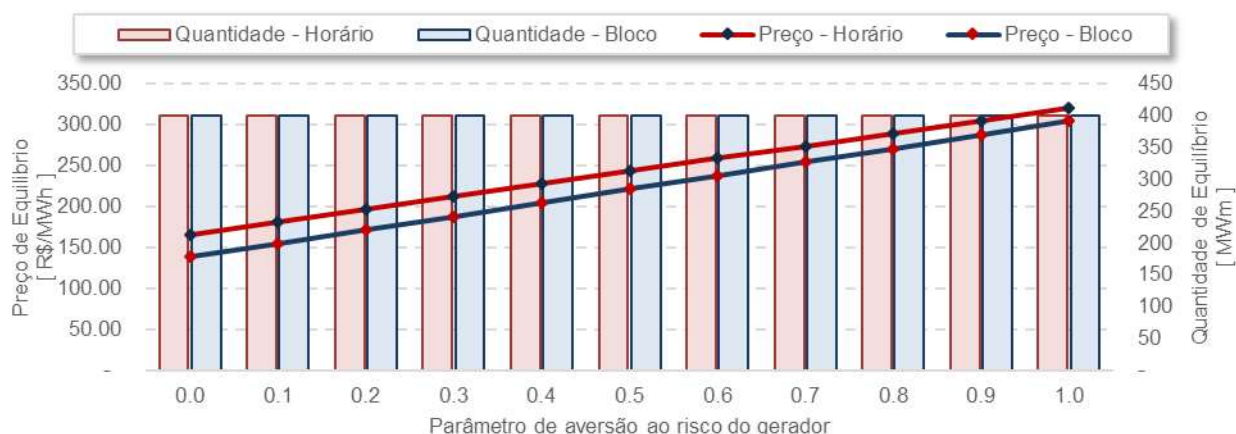


Figura 14 – Preços e Quantidades de equilíbrio no caso com portfólio composto pela hidroelétrica e pelo parque eólico

Ao se retirar a restrição de contratação obrigatória do consumidor, obtém-se os resultados da Figura 15. Nota-se um comportamento muito similar ao apresentado no primeiro caso, onde os preços são crescentes até que os

parâmetros de aversão ao risco do gerador e do consumidor se igualam. A partir desse ponto os preços se estabilizam e a quantidade de equilíbrio reduz, como resultado da estratégia do gerador para mitigar exposições ao mercado spot.

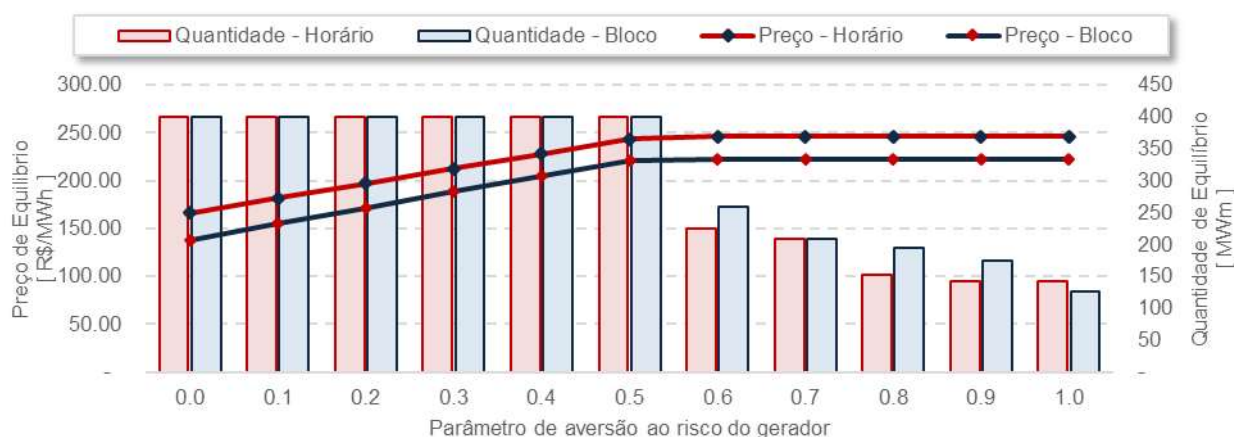


Figura 15 – Preços e Quantidades de equilíbrio no caso com portfólio composto pela hidroelétrica e pelo parque eólico e sem restrição de contratação obrigatória do consumidor

Por fim, na Figura 16 apresenta-se o comparativo entre os preços de equilíbrio para essa carteira e a carteira composta somente pela hidroelétrica, ambos para o Caso Horário e sem a restrição de contratação obrigatória do consumidor. Evidencia-se que o efeito destacado acima a respeito da inserção do parque eólico na carteira do gerador, i.e., o aumento da exposição ao mercado de curto prazo resulta em um maior prêmio de risco cobrado pelo gerador.

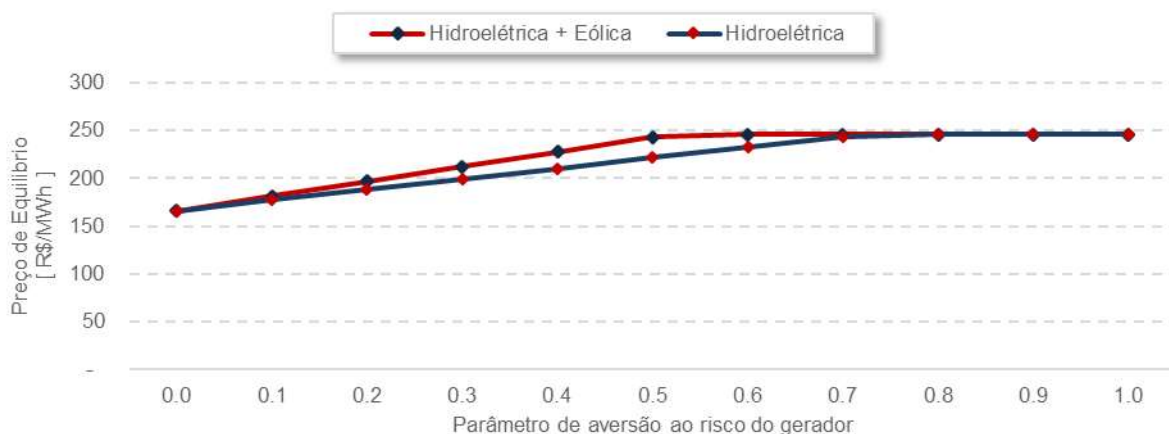


Figura 16 – Preços de equilíbrio no Caso Horário sem restrição de contratação obrigatória do consumidor para a carteira composta pela hidroelétrica e pelo parque eólico e pela carteira composta somente pela hidroelétrica

5.0 - CONCLUSÃO

Os resultados da simulação do despacho econômico do sistema hidrotérmico apresentados na seção anterior mostram a importância da discretização horária para melhor representar os efeitos decorrentes da intermitência das fontes renováveis no sistema.

Como apontado, essa representação em intervalos horários tem impactos diretos na expectativa de receita dos geradores no mercado spot e, consequentemente, na precificação dos contratos *forward*. Os estudos de caso apresentados na seção anterior mostram que esses impactos podem afetar de maneira diversa agentes com diferentes composições de carteira.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) R.T. Rockafellar, S. Uryasev - Optimization of conditional value-at-risk, Journal of Risk, 2, 21-41 - 2000
- (2) Acerbi, C., Tasche, D. - Expected Shortfall: a natural coherent alternative to Value at Risk (arXiv) - 2001.
- (3) Acerbi, C., Tasche, D. - Expected Shortfall as a Tool for Financial Risk Management (arXiv) - 2001.
- (4) Acerbi, C., Tasche, D. - On the coherence of Expected Shortfall, Journal of Banking & Finance, v. 26, n. 7, pp. 1487-1503 - 2002
- (5) Cavaliere, M., Granville, S., Oliveira, G., Pereira, M. - A Forward Electricity Contract Price Projection: A Market Equilibrium Approach (arXiv) - 2019

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Mateus Cavaliere é engenheiro eletricista pela UFRJ e consultor na PSR.

Edmundo Grune é mestre em Métodos de Apoio a Decisão e consultor na PSR.

Bernardo Bezerra é doutor em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio e diretor técnico na PSR.

Sérgio Granville é pós-doutor em Pesquisa Operacional e diretor técnico na PSR.

Mário Veiga é doutor em Otimização pela COPPE/UFRJ e presidente da PSR.

