

Alocação Eficiente de Recursos em um Portfólio de Geração Renovável

Carolina Blank, Bruno Fanzeres, Fernando Crescencio, Gustavo Melo, Paula Maçaira, Fernando Luiz Cyrino Oliveira, Olavo Bet

Pontifical Catholic University of Rio de Janeiro, Department of Industrial Engineering
Rua Marquês de São Vicente, 225 – Gávea, Rio de Janeiro, RJ – Brazil – 22541-900

carolinablank@aluno.puc-rio.br, bruno.santos@puc-rio.br,
fe.moraes.crescencio@gmail.com, gustavo.melo.rio@gmail.com,
paulamacaira@puc-rio.br, cyrino@puc-rio.br, olavo.bet@ctgbr.com.br

RESUMO

Este estudo apresenta uma análise da metodologia de otimização de portfólio aplicada ao setor elétrico brasileiro, com foco na tomada de decisão em contratos de energia e na construção de usinas renováveis. A abordagem visa uma alocação eficiente de recursos para empresas do setor elétrico, buscando aversão a risco. Dois estudos de caso são realizados: um de negociação de contratos de energia renovável a curto prazo e outro de expansão do portfólio de usinas de energia renovável a longo prazo. Os resultados demonstram que o modelo é capaz de tomar decisões que minimizam perdas significativas nos piores cenários, considerando a incerteza inerente à geração de energia renovável e às condições do mercado. A comparação com um modelo neutro a risco ressalta os benefícios associados à aversão ao risco, como receitas menos voláteis, e a validação da decisão em cenários *"Out-of-Sample"* confirma a robustez da metodologia, destacando sua aplicabilidade.

PALAVRAS CHAVE. Comercialização de Energia, Otimização de Portfólio, Energia Renovável, Aversão a Risco.

Tópicos: EN&PG – PO na Área de Energia, Petróleo e Gás, PM – Programação Matemática

ABSTRACT

This study presents an analysis of portfolio optimization methodology applied to the Brazilian electric sector, focusing on decision-making in energy contracts and the construction of renewable power plants. The approach aims for efficient resource allocation for companies in the electric sector, emphasizing risk aversion. Two case studies are conducted: one on short-term renewable energy contract negotiations and another on the long-term expansion of renewable power plant portfolios. The results demonstrate that the model can make decisions that minimize significant losses in the worst scenarios, considering the inherent uncertainty in renewable energy generation and market conditions. Comparison with a risk-neutral model highlights the benefits associated with risk aversion, such as less volatile revenues, and the validation of decisions in *"Out-of-Sample"* scenarios confirms the robustness of the methodology, underscoring its applicability.

KEYWORDS. Energy Trading, Portfolio Optimization, Renewable Energy, Risk Aversion.

Paper topics: EN&PG – OR in the Energy, Oil and Gas, PM – Mathematical Programming

1. Introdução

Com a transição global para fontes de energia mais sustentáveis, o mercado de energia elétrica no Brasil tem passado por significativas transformações, impulsionado pelo crescimento da geração renovável. Nesse contexto, empresas do setor de geração renovável (*GenCos*) enfrentam desafios crescentes na gestão eficiente de seus portfólios, dadas as incertezas presentes em suas fontes de receita, associadas à previsão de geração de energia elétrica e volatilidade dos preços *spot* no curto-prazo e ao preço de contratos *forward* no longo-prazo [Aranha et al., 2023].

A alocação eficiente de contratos em um portfólio de geração renovável é importante para garantir a estabilidade operacional e financeira das empresas do setor, além de maximizar o aproveitamento dos recursos disponíveis Street et al. [2009]. Neste contexto, este artigo propõe uma metodologia de otimização para a alocação de contratos de uma empresa brasileira de geração renovável e para a tomada de decisão relacionada à construção de usinas eólicas e solares, sob a ótica de agente avesso a risco.

Neste estudo, na seção 2, descrevemos os tipos de contrato disponíveis para uma *GenCo* e seus respectivos fluxos de caixa. Na seção 3, é apresentado o modelo de otimização. Na seção 4, abordaremos estudos de caso que visam maximizar a receita de uma *GenCo*, considerando diferentes prazos e modalidades de contratação, além da possibilidade de expansão das usinas do portfólio. Para validar os modelos obtidos, este será treinado apenas em uma parcela dos cenários, gerando contratações e construções ótimas “*In-Sample*”. Posteriormente, iremos avaliar esses resultados aplicando-os em cenários “*Out-of-Sample*”, além de compará-los com a decisão para um modelo neutro a risco. Por fim, concluímos o estudo com as considerações finais acerca do modelo.

2. Modelagem do Fluxo de Caixa dos Contratos

Nesta seção, são descritos os tipos de contratos disponíveis no atual mercado de energia elétrica Brasileiro e o fluxo de caixa para uma *GenCo*. Duas classes gerais de contratos são representativas e serão aqui consideradas e modeladas: (i) por *Arrendamento/ Disponibilidade* ($f^{(A)}$), e (ii) por *Quantidade* ($f^{(F)}$) [Brigatto and Fanzeres, 2022]. De maneira geral, a primeira, por *Arrendamento/Disponibilidade*, caracteriza a dinâmica financeira lastrada a produção de uma unidade geradora. A segunda, por *Quantidade*, representa um *swap* financeiro/energético em que o vendedor se compromete a entrega de um montante fixo de energia periodicamente a um comprador, que paga um valor fixo pela entrega garantida. Por fim, iremos apresentar uma nova estrutura de negócios, baseada em contratos por *Quantidade*, que iremos denominar por *Contrato Spread* ($f^{(S)}$), em que a unidade geradora detentora de lastro descontratado de energia incentivada pode arbitrar os preços de contratos por *Quantidade Incentivada* e *Convencional*.

2.1. Contratos por *Arrendamento/ Disponibilidade*

Formalmente, seja $\mathcal{I}$ o conjunto de contratos disponíveis para serem negociados com estrutura classificada como por *Arrendamento* ou *Disponibilidade*. Para simplificar a apresentação, iremos discriminar como $\mathcal{I}^{(\text{In})}$, o conjunto dos contratos associados ao lastro incentivado e, como $\mathcal{I}^{(\text{Con})}$, o conjunto dos contratos associados ao lastro convencional, com $\mathcal{I} = \mathcal{I}^{(\text{In})} \cup \mathcal{I}^{(\text{Con})}$. Então, para um dado contrato $i \in \mathcal{I}$, a expressão (1) representa seu fluxo de caixa ao longo da maturidade de análise $\mathcal{T}$:

$$f^{(A)}(y_i, \tilde{g}_{i,t}, \tilde{\pi}_{s(i),t}) = (\tilde{g}_{i,t} GF_i y_i) \tilde{\pi}_{s(i),t} h_t - (GF_i y_i) C_{i,t} h_t, \quad \forall t \in \mathcal{T}, \quad (1)$$

onde $f^{(A)}$ é o fluxo financeiro de “arrendamento”, dependente da geração da usina renovável associada ao contrato ($\tilde{g}_i = \{\tilde{g}_{i,1}, \dots, \tilde{g}_{i,|\mathcal{T}|}\}$) com Garantia Física (lastro) dada por (GF_i) , preço *spot* da energia elétrica ($\tilde{\pi}_{s(i),t} = \{\tilde{\pi}_{s(i),1}, \dots, \tilde{\pi}_{s(i),|\mathcal{T}|}\}$) no submercado em que a usina está

inserida, mapeado por $s(i)$, e do montante a ser adquirido do contrato (y_i). Em (1), $\{h_t\}_{t \in \mathcal{T}}$ representa o número de horas do período de análise e $C_{i,t}$, a estrutura de custos gerais para construção/aquisição/operação da usina $i \in \mathcal{I}$ incorridos no período $t \in \mathcal{T}$. Estruturalmente, a primeira parcela representa a liquidação da usina no mercado de curto prazo, ajustada pelo montante de Garantia Física que o agente possui em carteira desta usina, enquanto o segundo termo representa os custos totais associados à construção, operação e manutenção da planta.

2.2. Contratos por *Quantidade e Spread*

A segunda classe de contratos é do tipo por Quantidade. Formalmente, seja $\mathcal{J}$ o conjunto de contratos por quantidade disponíveis para serem negociados pelo agente. Analogamente à modelagem por Arrendamento/Disponibilidade, iremos discriminar como $\mathcal{J}^{(\text{In})}$ o conjunto dos contratos associados a lastro incentivado e como $\mathcal{J}^{(\text{Con})}$ o conjunto dos contratos associados a lastro convencional, com $\mathcal{J} = \mathcal{J}^{(\text{In})} \cup \mathcal{J}^{(\text{Con})}$. Em (2), o fluxo financeiro ($f^{(F)}$) de um contrato por quantidade $j \in \mathcal{J}$ é apresentado durante a maturidade da análise:

$$f^{(F)}(x_j, \tilde{\pi}_{s(j),t}) = (P_{j,t} - \tilde{\pi}_{s(j),t}) Q_{j,t} x_j h_t, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (2)$$

Em (2), $\mathbf{P}_j = \{P_{j,1}, \dots, P_{j,|\mathcal{T}|}\}$ representa o preço do contrato ao longo de $\mathcal{T}$ e $\mathbf{Q}_j = \{Q_{j,1}, \dots, Q_{j,|\mathcal{T}|}\}$, a sua respectiva quantidade disponível para ser adquirida. Por fim, x_j representa o montante do contrato por quantidade $j \in \mathcal{J}$ que o agente deseja possuir em sua carteira. Devido ao valor que o lastro incentivado possui no mercado de energia elétrica brasileiro, é comum que agentes detentores desta modalidade de lastro negociem uma estrutura casada de contratos por Quantidade com objetivo de explorar a arbitragem de preço que os contratos incentivado/convencional possuem. Mais especificamente, considere dois contratos por Quantidade para um determinado mês. Um deles do tipo “convencional” $j^{(\text{Con})} \in \mathcal{J}^{(\text{Con})}$ e o outro do tipo “incentivado” $j^{(\text{In})} \in \mathcal{J}^{(\text{In})}$. No mercado, o preço do contrato “incentivado” é maior que o preço do contrato “convencional”, isto é, $P_{j^{(\text{In})}} \geq P_{j^{(\text{Con})}}$. Esta diferença é conhecida como “ágio” ou *spread*. Desta forma, um agente detentor de lastro incentivado pode vender um contrato por Quantidade de energia “incentivada” $j^{(\text{In})}$ e comprar o mesmo montante do contrato de energia “convencional” $j^{(\text{Con})}$, para o mesmo submercado, obtendo assim arbitragem nos preços dos contratos. Formalmente, caso o agente negocie M [MWméd] de contrato *Spread* incentivada/convencional, esta negociação resulta no seguinte fluxo financeiro (horário):

$$(P_{j^{(\text{In})}} - P_{j^{(\text{Con})}}) M \geq 0. \quad (3)$$

No mercado, esta estrutura de negociação (venda de “incentivada” e compra de “convencional”) é negociada a partir de um contrato que iremos denominar contrato *Spread*, em que a diferença de preços incentivada/convencional (aqui representada por a) será chamada de ágio. Matematicamente, seja $\mathcal{K}$ o conjunto de contratos *Spread* disponíveis para negociação. Seguindo o racional apresentado em (3), o fluxo financeiro ($f^{(S)}$) de um contrato do tipo *Spread* $k \in \mathcal{K}$ é dado por

$$f^{(S)}(z_k) = a_{k,t} (M_{k,t} z_k) h_t, \quad \forall t \in \mathcal{T}, \quad (4)$$

com $\mathbf{a}_k = \{a_{k,1}, \dots, a_{k,|\mathcal{T}|}\}$ indicando o ágio associado ao contrato *Spread* $k \in \mathcal{K}$ ao longo de $\mathcal{T}$ e $\mathbf{M}_k = \{M_{k,1}, \dots, M_{k,|\mathcal{T}|}\}$, a sua respectiva quantidade disponível para ser adquirida. Por fim, z_k representa o montante do contrato *Spread* $k \in \mathcal{K}$ o agente deseja possuir em sua carteira e $\{h_t\}_{t \in \mathcal{T}}$ representa o número de horas do período de análise.

2.3. Fluxo de Caixa Contratual/Operacional

Para um dado portfólio de contratos por Arrendamento/Disponibilidade $\mathbf{y} = \{y_1, \dots, y_{|\mathcal{I}|}\}$ e uma carteira de contratos por Quantidade $\mathbf{x} = \{x_1, \dots, x_{|\mathcal{J}|}\}$ e *Spread* $\mathbf{z} = \{z_1, \dots, z_{|\mathcal{K}|}\}$, o fluxo de caixa contratual/operacional do agente é dado pela seguinte forma:

$$R(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}, \tilde{\mathbf{g}}_t, \tilde{\boldsymbol{\pi}}_t) = \sum_{i \in \mathcal{I}} f^{(A)}(y_i, \tilde{g}_{i,t}, \tilde{\pi}_{s(i),t}) + \sum_{j \in \mathcal{J}} f^{(F)}(x_j, \tilde{\pi}_{s(j),t}) + \sum_{k \in \mathcal{K}} f^{(S)}(z_k). \quad (5)$$

A partir da equação final dos tipos de modelagem de contratos, na próxima Seção, apresentamos o modelo de otimização proposto neste trabalho para formação de portfólio de ativos e alocação de carteira de contratos.

3. Modelo de Otimização para Formação de Portfólio e Alocação de Carteira

Nesta seção, é apresentado o modelo de formação de portfólio de ativos e alocação de carteira de contratos proposto neste *paper*. Sua estrutura de tomada de decisão busca maximizar uma Medida de Valor do fluxo de caixa contratual/operacional do agente identificando a melhor alocação $(\mathbf{x}^*, \mathbf{y}^*, \mathbf{z}^*)$ nos ativos de geração disponíveis e dos contrato por Quantidade e *Spread*. A seguinte estrutura do modelo de otimização é dada por:

$$\max_{\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}} \lambda \text{CVaR}_\alpha \left(\sum_{t \in \mathcal{T}} \left[\frac{R(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}, \tilde{\mathbf{g}}_t, \tilde{\boldsymbol{\pi}}_t)}{(1+r)^t} \right] \right) + (1-\lambda) \mathbb{E} \left[\sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\frac{R(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}, \tilde{\mathbf{g}}_t, \tilde{\boldsymbol{\pi}}_t)}{(1+r)^t} \right) \right] \quad (6)$$

sujeito a:

$$\text{CVaR}_\alpha \left(R(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}, \tilde{\mathbf{g}}_t, \tilde{\boldsymbol{\pi}}_t) \right) \geq R_t^{\min}, \quad \forall t \in \mathcal{T}; \quad (7)$$

$$\sum_{j \in \mathcal{J}(\text{In})} Q_{j,t} x_j + \sum_{k \in \mathcal{K}} M_{k,t} z_k \leq \sum_{i \in \mathcal{I}(\text{In})} GF_i y_i, \quad \forall t \in \mathcal{T}; \quad (8)$$

$$\sum_{j \in \mathcal{J}(\text{Con})} Q_{j,t} x_j \leq \sum_{i \in \mathcal{I}(\text{Con})} GF_i y_i, \quad \forall t \in \mathcal{T}; \quad (9)$$

$$\sum_{j \in \mathcal{J}(\text{In})} GF_j x_j \leq \overline{GF}; \quad (10)$$

$$\mathbf{x} \in [\underline{\mathbf{x}}, \overline{\mathbf{x}}]; \quad (11)$$

$$\mathbf{y} \in [\underline{\mathbf{y}}, \overline{\mathbf{y}}]; \quad (12)$$

$$\mathbf{z} \in [\underline{\mathbf{z}}, \overline{\mathbf{z}}]. \quad (13)$$

O problema (6)–(11) visa maximizar a expectativa de ganhos totais do agente ao longo da maturidade da análise, descontada pelo custo de oportunidade financeiro r em cada período de liquidação, ajustada pelo risco, tendo como variáveis de decisão a alocação nos contratos por Arrendamento/Disponibilidade, Quantidade e *Spread* $(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z})$. A primeira restrição do modelo (7) garante que os piores casos de receita do agente (medidos pelo CVaR) sejam superiores a um valor mínimo especificado $\{R_t^{\min}\}_{t \in \mathcal{T}}$ para cada período de liquidação $t \in \mathcal{T}$ no mercado de curto prazo. Já as restrições (8)–(9) se referem ao Balanço Contratual, garantindo que a quantidade contratada para cada modalidade (convencional/incentivada) não pode ser maior que a Garantia Física do agente em cada período $t \in \mathcal{T}$ de liquidação ao mercado de curto-prazo, para que não sofra penalidades por insuficiência de lastro. Ressaltamos que, seguindo a restrição (8), o lastro de energia *Incentivado* permite lastrear contratos por Quantidade *Convencional*. A restrição (10) garante que o total de Garantia Física alocada na carteira do agente é inferior ao limite

máximo $\overline{GF}$ de Garantia Física desejado pelo agente. Por fim, as restrições (11)–(13) indicam os limites mínimos e máximos dos contratos por Arrendamento/Disponibilidade, Quantidade e *Spread* para serem incluídos na carteira.

Para considerar as incertezas associadas às previsões de geração renovável e preços *spot*, o problema descrito (6)–(13) pode ser representado a partir de sua forma amostral para uma coleção cenários (Ω). Com isso, o modelo proposto de alocação de portfólio de ativos e formação de carteira de contratos (6)–(13) pode ser escrito na sua forma amostral (14)–(28) como um problema de Programação Linear.

$$\max_{\substack{\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z} \\ \psi^{(1)}, \delta^{(1)}, \\ \psi^{(2)}, \delta^{(2)}}} \lambda \left(\psi^{(1)} - \frac{1}{1-\alpha} \sum_{\omega \in \Omega} \delta_{\omega}^{(1)} p_{\omega} \right) + (1-\lambda) \left(\sum_{\omega \in \Omega} p_{\omega} \sum_{t \in \mathcal{T}} \frac{R_{t,\omega}}{(1+r)^t} \right) \quad (14)$$

sujeito a:

$$f_{i,t,\omega}^{(A)} = (g_{i,t,\omega} GF_i y_i) \pi_{s(i),t,\omega} h_t - C_{i,t}(GF_i y_i) h_t, \quad \forall i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T}, \omega \in \Omega; \quad (15)$$

$$f_{j,t,\omega}^{(F)} = (P_{j,t} - \pi_{s(j),t,\omega}) Q_{j,t} x_j h_t, \quad \forall j \in \mathcal{J}, t \in \mathcal{T}, \omega \in \Omega; \quad (16)$$

$$f_{k,t}^{(S)} = a_{k,t} (M_{k,t} z_k) h_t, \quad \forall k \in \mathcal{K}, t \in \mathcal{T}; \quad (17)$$

$$R_{t,\omega} = \sum_{i \in \mathcal{I}} f_{i,t,\omega}^{(A)} + \sum_{j \in \mathcal{J}} f_{j,t,\omega}^{(F)} + \sum_{k \in \mathcal{K}} f_{k,t}^{(S)}, \quad \forall t \in \mathcal{T}, \omega \in \Omega; \quad (18)$$

$$\sum_{j \in \mathcal{J}^{(\text{In})}} Q_{j,t} x_j + \sum_{k \in \mathcal{K}} M_{k,t} z_k \leq \sum_{i \in \mathcal{I}^{(\text{In})}} GF_i y_i, \quad \forall t \in \mathcal{T}; \quad (19)$$

$$\sum_{j \in \mathcal{J}^{(\text{Con})}} Q_{j,t} x_j \leq \sum_{i \in \mathcal{I}^{(\text{Con})}} GF_i y_i, \quad \forall t \in \mathcal{T}; \quad (20)$$

$$\sum_{j \in \mathcal{J}^{(\text{In})}} GF_j y_j \leq \overline{GF}; \quad (21)$$

$$\mathbf{x} \in [\underline{\mathbf{x}}, \overline{\mathbf{x}}]; \quad (22)$$

$$\mathbf{y} \in [\underline{\mathbf{y}}, \overline{\mathbf{y}}]; \quad (23)$$

$$\mathbf{z} \in [\underline{\mathbf{z}}, \overline{\mathbf{z}}]. \quad (24)$$

$$\delta_{\omega}^{(1)} \geq \psi^{(1)} - \sum_{t \in \mathcal{T}} \frac{R_{t,\omega}}{(1+r)^t}, \quad \forall \omega \in \Omega; \quad (25)$$

$$\delta_{\omega}^{(1)} \geq 0, \quad \forall \omega \in \Omega; \quad (26)$$

$$\delta_{t,\omega}^{(2)} \geq \psi_t^{(2)} - R_{t,\omega}, \quad \forall t \in \mathcal{T}, \omega \in \Omega; \quad (27)$$

$$\delta_{t,\omega}^{(2)} \geq 0, \quad \forall t \in \mathcal{T}, \omega \in \Omega; \quad (28)$$

$$\psi_t^{(2)} - \frac{1}{1-\alpha} \sum_{\omega \in \Omega} \delta_{t,\omega}^{(2)} p_{\omega} \geq R_t^{\min}, \quad \forall t \in \mathcal{T}. \quad (29)$$

Em (14)–(28), as restrições (15)–(17) representam o fluxo financeiro das modalidades de contrato apresentadas na Seção 2, com (18) concentrando a receita total do empreendedor. As restrições (19) e (20) caracterizam o balanço contratual de fontes incentivadas e convencionais, respectivamente, e (21) o limite máximo para investimento em fontes incentivadas (e.g., eólica e solar). Em (22)–(24), é definida a natureza das variáveis de decisão ($\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}$). Por fim, (25)–

(26) representa a formulação amostral do CVaR da receita total do empreendedor e (27)–(29) a formulação amostral da representação do CVaR mensal, seguindo Rockafellar and Uryasev [2002]. Na próxima seção, são apresentados experimentos numéricos, com dados reais do setor elétrico brasileiro para ilustrar a aplicabilidade da metodologia proposta neste trabalho.

4. Experimentos Numéricos

Nesta seção, são apresentados os experimentos numéricos com dados do setor elétrico brasileiro para ilustrar a metodologia de otimização de portfólio descrito em 3. Primeiramente, na subseção 4.1, são descritos os dados utilizados para o modelo. Em seguida, nas subseções 4.2, 4.3, 4.4 e 4.4, são conduzidos dois estudos de caso, além de discussões acerca dos resultados obtidos “*In-Sample*” e “*Out-of-Sample*”.

4.1. Descrição dos estudos de caso

Os experimentos numéricos são realizados com base em duas usinas renováveis, sendo uma solar, localizada em Minas Gerais, e uma eólica, no estado da Paraíba. Para fins expositivos, assumimos que todas as unidades têm o mesmo tamanho em termos de capacidade firme, com uma média de 100 MW cada. Como o primeiro estudo de caso consiste em maximizar a receita de um portfólio por meio da negociação de contratos, consideramos que as usinas já foram construídas, de modo que não é necessário nenhum investimento adicional para vender a energia gerada. Então, fixamos a variável de decisão dos ativos de geração $\mathbf{y}^*$ em $\underline{\mathbf{y}} = \bar{\mathbf{y}} = 100\%$. Já no segundo experimento, é realizada uma análise de longo prazo acerca da expansão dessas usinas, assumindo que há um custo associado à geração. Então, a variável de decisão dos ativos de geração é otimizada, de modo que $\underline{\mathbf{y}} = 0$ e $\bar{\mathbf{y}} = 100\%$.

Com relação às oportunidades de contratação, para o primeiro experimento numérico, consideramos disponível para a *GenCo* a possibilidade de vender um contrato a termo com um período de entrega de um ano à frente (A+1) com liquidações mensais e contratos de um mês à frente (M+1). A capacidade máxima que o consumidor está disposto a comprar é de 200 MW médios no contrato anual e 50 MW médios nos contratos mensais. Além disso, é possível a compra de contratos mensais, representada por uma quantidade negativa de venda. Neste contexto, definimos $\mathcal{N} = \{1, 2, 3, \dots, 13\}$ e fazemos $\mathcal{Q} = \{Q_1 \in \mathbb{R} | 0 \leq Q_1 \leq 200\} \cup \{Q_i \in \mathbb{R} | -50 \leq Q_i \leq 50 \text{ para } i = 2, 3, \dots, 13\}$. Por fim, nesse experimento, há a possibilidade de venda de contratos ágio nos meses 5, 6 e 7, sendo $\mathcal{K} = \{1\}$ e fazemos $\mathcal{M} = \{M_1 \in \mathbb{R} | 0 \leq M_1 \leq 100\}$. Para o segundo experimento numérico, é disponível apenas um contrato com duração de quatro anos e com liquidação mensal, sendo uma análise voltada para o longo prazo. Então, definimos $\mathcal{N} = \{1\}$ e fazemos $\mathcal{Q} = \{Q_1 \in \mathbb{R} | 0 \leq Q_1 \leq 200\}$. Finalmente, para fins expositivos e de consistência, utilizamos a metodologia de precificação discutida em Aranha et al. [2023] para calcular o preço do contrato a termo. Essencialmente, ele é estimado por meio de uma média ajustada pelo risco dos preços à vista para o período de cada contrato.

A incerteza na produção de energia renovável foi caracterizada por meio de um modelo de simulação estocástica, que considera dados históricos e variáveis climáticas [de Andrade Melo, 2022], e um conjunto de $|\Omega| = 2000$ cenários de produção de energia eólica e solar mensal foi simulado. Além disso, por outro lado, para representar a incerteza e a variabilidade estocástica no preço *spot* de energia, neste estudo de caso, utilizamos uma abordagem fundamental baseada em um despacho dinâmico de menor custo. Um conjunto de $|\Omega| = 2000$ cenários de caminho de amostra mensal foi simulado usando a ferramenta oficial brasileira usada para precificação e planejamento operacional [Maceira et al., 2018].

Para definir o perfil de risco da *GenCo*, fazemos $\alpha = 95\%$ para o nível de confiança do CVaR e $\lambda = 0.5$ para o regulador de risco na função objetivo. Com relação ao limite de receita mínima mensal (R_t^{min}), no experimento de contratação, inicialmente, esse limite não é definido

e, posteriormente, é considerado $R_t^{min} = 0$, o que significa que o agente não pode ter um CVaR negativo em nenhum mês. Como referência, o agente neutro a risco é definido com $\lambda = 0$, ou seja, a função objetivo consiste em somente maximizar o valor esperado, sem a parcela do CVaR.

Para validar os resultados, utilizamos tanto uma análise *in-sample* quanto uma análise *out-of-sample*. Mais especificamente, realizamos uma análise dentro da amostra com um subconjunto $\Omega^{IS} \subset \Omega$ com $|\Omega^{IS}| = 1200$ cenários de produção renovável e preço à vista. Em seguida, a eficácia do modelo é avaliada através da análise do desempenho das soluções contratuais com os $|\Omega^{OS}| = 800$ cenários restantes de produção renovável e preço à vista simulados e a sua comparação com um modelo neutro a risco.

4.2. Estudo de Caso de Contratação - Análise "In-Sample"

Nesta seção, são discutidos os resultados "*In-Sample*" obtidos para um estudo de caso que utiliza o modelo proposto para obter uma decisão ótima de contratação para um portfólio de um contrato anual (A+1); doze contratos mensais (M+1), sendo um a cada mês, e três contratos ágio nos meses 5, 6 e 7. Inicialmente, são apresentados os resultados para um agente que não tem restrição de receita mínima mensal (R_t^{min}) e, então, são mostrados os resultados em que essa restrição é definida como $R_t^{min} = 0$.

A Figura 1 ilustra a geração total do portfólio de usinas e a decisão ótima de contratação anual, mensal e ágio para o caso sem restrição de receita mínima mensal. A contratação anual, constante para todos os meses, foi de 75% do contrato de 200 MW_{méd}, isto é, 150 MW_{méd}. No primeiro mês do estudo, a contratação mensal foi negativa, de -67,5% do contrato de 50 MW_{méd}, ou seja, uma compra de 33,70 MW_{méd}, o que resulta em uma contratação total de 116,3 MW_{méd} neste mês. Isso se dá, principalmente, pelo perfil de geração no início do ano, que é menor do que aquele do meio do ano. Além disso, nos meses em que houve disponibilidade de contrato ágio, a decisão ótima foi de contratar 100% destes contratos, já que não há risco associados a eles. Como o portfólio tem 200 MW_{méd} de garantia física, nesses meses em que houve contrato ágio, há a compra de contratos mensais, de forma que não seja vendida uma quantidade de energia maior do que aquela que foi gerada.

Para evitar cenários de perda, o mesmo estudo de caso é feito, mas com uma restrição de receita mínima mensal definida como $R_t^{min} = 0$. Na Tabela 1 é apresentada a contratação ótima, dada a restrição de receita mínima mensal. Nota-se que o perfil da contratação é semelhante ao do experimento anterior, mas com pequenas mudanças nos meses iniciais e finais. No mês 1, como há menor compra do contrato mensal, de apenas 6,8 MW_{méd}, a contratação líquida é maior, de 143,2 MW_{méd}. Além disso, nos meses 2 e 3 os contratos mensais são vendidos apenas 32.1 MW_{méd} e 17.8 MW_{méd}, respectivamente.

Na Figura 2, são apresentadas as receita médias e o CVaR mensal para ambos os experimentos - com e sem restrição de receita mínima. Nesse gráfico, é possível observar que, nos meses 3, 11 e 12, o CVaR para o caso sem restrição de receita mínima fica abaixo de zero, representando cenários de prejuízo para a *GenCo*. Já no caso em que há a restrição, a diferença na contratação gera o modelo foi capaz de atender à restrição e travar o CVaR mensal em, no mínimo 0, sem gerar prejuízos para a companhia. Observa-se, também, que a receita média se manteve próxima da obtida anteriormente.

4.3. Estudo de Caso de Contratação - Análise "Out-of-Sample"

Nesta seção, são discutidos os resultados "*Out-of-Sample*" obtidos para o estudo de caso apresentado na seção 4.2 utilizando a restrição de receita mínima mensal. A decisão ótima de contratação resultante desse modelo é aplicada aos cenários nos quais o modelo não foi treinado e é comparada com um modelo de contratação sem aversão a risco.

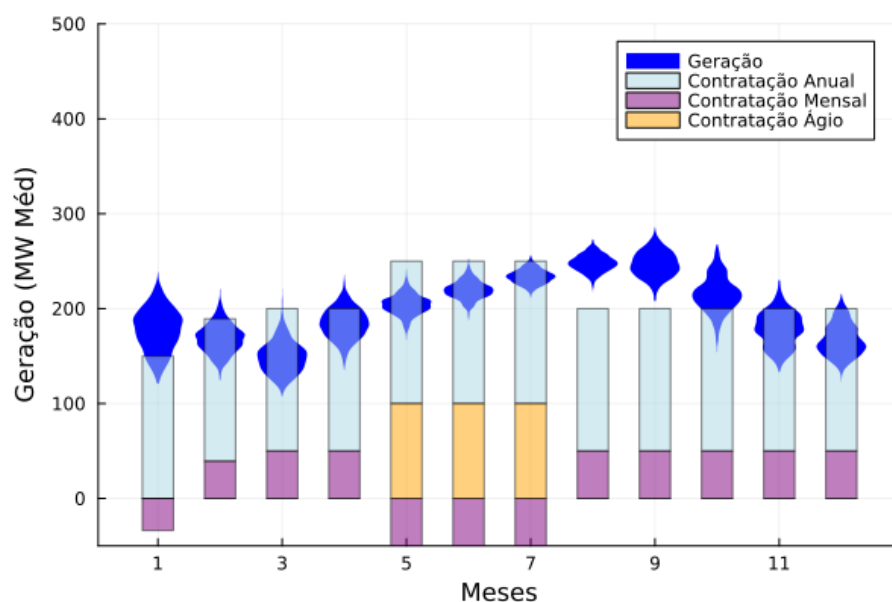


Figura 1: Geração do portfólio “In-Sample” e decisão ótima de contratação anual, mensal e ágio sem restrição de receita mínima mensal.

Tabela 1: Decisão ótima para os contratos anual, mensais e ágio (MWméd) com restrição de receita mínima mensal.

Mês	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Contratação Anual	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Contratação Mensal	-6.8	32.1	17.8	50	-50	-50	-50	50	50	50	47.4	46.6
Contratação Ágio	0	0	0	0	100	100	100	0	0	0	0	0

Na Figura 3, observa-se que a distribuição de receita para o modelo avesso a risco gera cenários com receita mensais significativamente menores que o modelo avesso a risco, apesar de apresentar, também, distribuições mensais que atingem valores mais altos. Isso acontece porque o modelo neutro a risco contrata apenas 50 MWméd do contrato anual de 200 MWméd, isto é, 25%. Isto o torna significativamente mais exposto às variações do *preço spot* do que o modelo avesso a risco. Neste sentido, a decisão de contratação obtida é capaz de evitar grande imprevisibilidade de receita para a *GenCo*.

4.4. Estudo de Caso de Expansão - Análise “In-Sample”

Nesta seção, são comentados os resultados “In-Sample” observados para um estudo de caso com ênfase na expansão das usinas eólica e solar do portfólio de uma *GenCo*. Com isso, espera-se obter a construção ótima para cada uma das duas usinas abordadas, dado um contrato de duração de quatro anos com liquidação mensal e um perfil avesso a risco que considera a restrição de receita mínima mensal.

O fluxo financeiro associado aos contratos do tipo *Arrendamento/Disponibilidade* apresentado em (1) permite incorporar uma medida de custos gerais para construção, aquisição ou operação da usina a ser contabilizado para cada período de liquidação mensal do estudo. Para a estimação desse valor, foi utilizado o “Levelized Cost of Electricity” (LCOE), um indicador utilizado no setor para estimar o custo médio por unidade de energia gerada ao longo do ciclo de vida de um projeto de geração de energia elétrica [dos Santos Guimarães, 2019]. O valor do

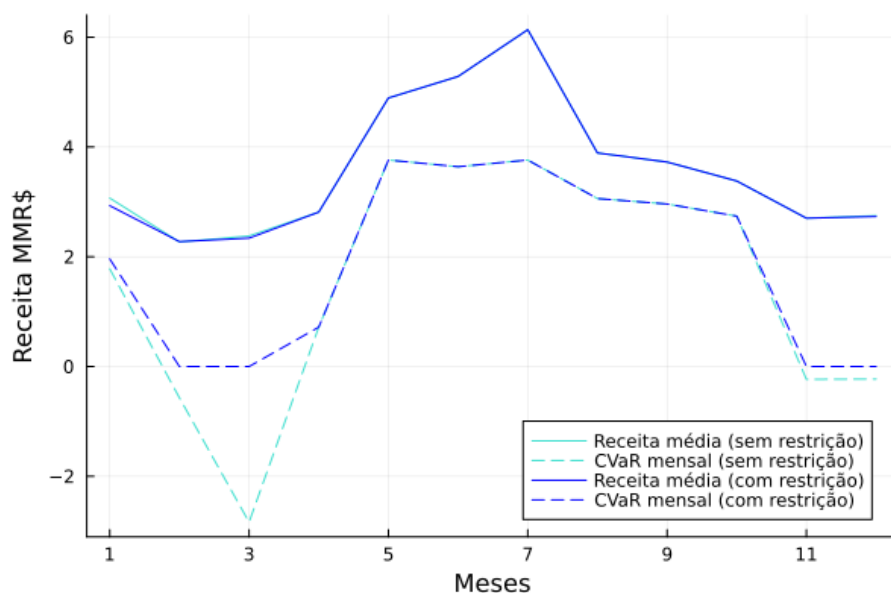


Figura 2: Receita média e CVaR mensal “In-Sample” para os modelos com e sem restrição de receita mínima mensal no experimento de contratação.

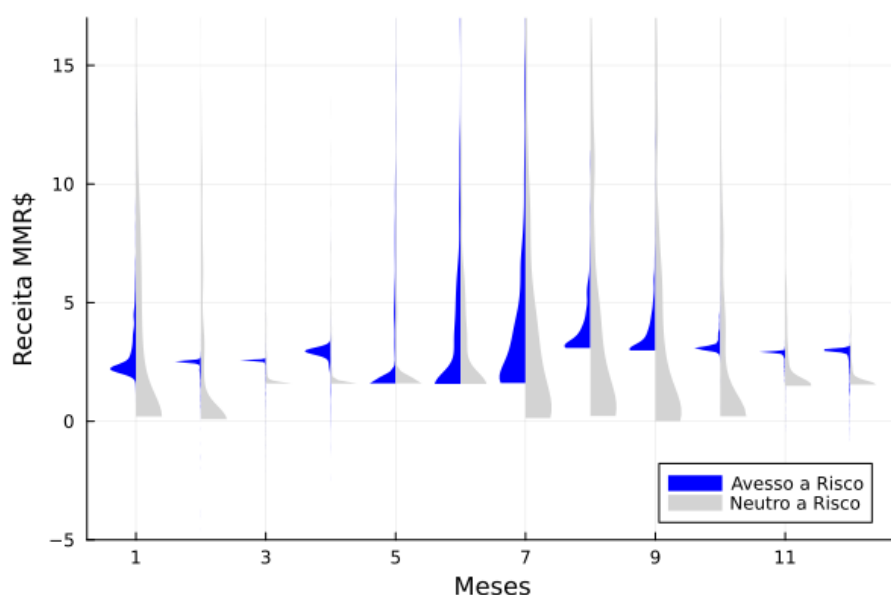


Figura 3: Distribuição de receita mensal “Out-of-Sample” para agente neutro e avesso a risco.

LCOE para uma usina eólica e uma usina solar foi obtido considerando dados reais disponibilizados pela EPE no Caderno de *Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão, Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia para 2031* disponibilizado em Fevereiro de 2022¹.

Nas Figuras 4 e 5, são apresentados os cenários de geração para as usinas solar e eólica, respectivamente, assim como os percentis 5% e 95% da distribuição. É possível observar a diferença entre os perfis de geração, com a usina solar com uma produção menos volátil que a

¹Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão, PDE2031.

usina eólica.

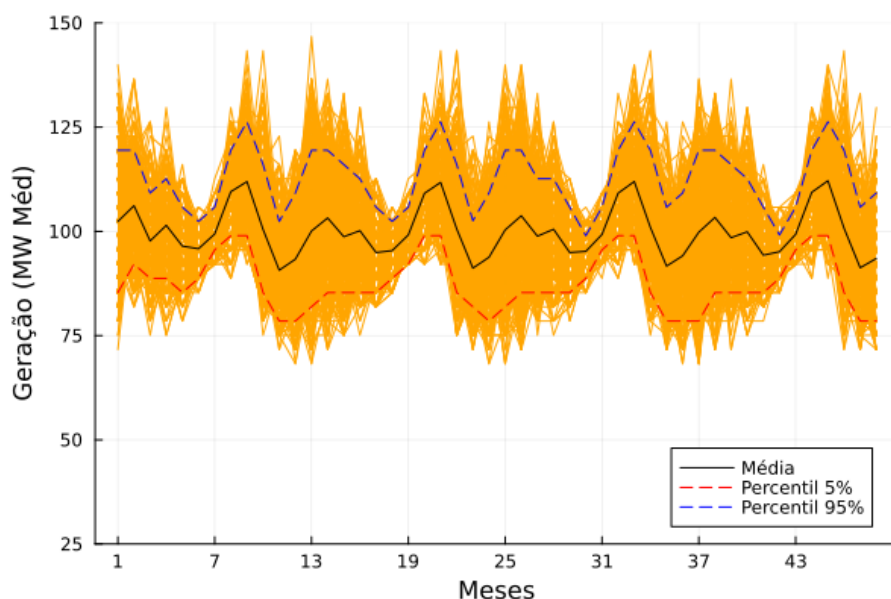


Figura 4: Cenários de quatro anos de geração da usina solar.

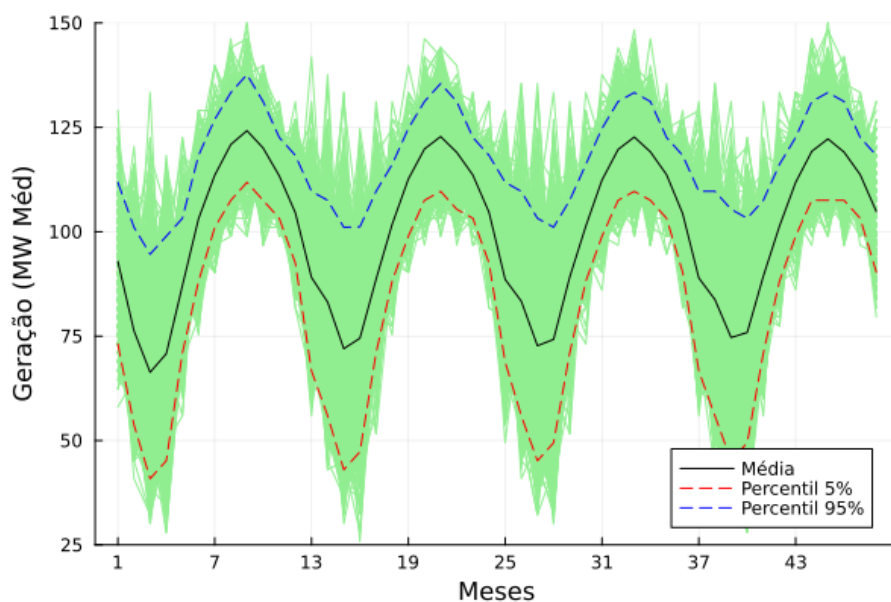


Figura 5: Cenários de quatro anos de geração da usina eólica.

Os resultados do estudo de caso “*In-Sample*” são apresentados na tabela 2. Para o contrato de quatro anos, foi obtida uma decisão ótima de 124,2 MW_{méd}, isto é, 62,1% dos 200 MW_{méd} disponíveis. Além disso, devido ao custo de expansão das usinas, somente a usina solar foi construída em 100%, enquanto a usina eólica foi construída em apenas 57,44%. A construção reduzida da usina eólica pode também ser explicada pela sua alta variabilidade de geração comparada à solar, devido à sazonalidade dos ventos. É interessante notar que, para

um portfólio de 157,4 MW_{méd}, a decisão de contratação foi de apenas 124,2 MW_{méd}.

Já o modelo neutro a risco gerou uma decisão ótima de construção de 100% de ambas as usinas. Essa decisão torna a *GenCo* mais exposta aos cenários de menor geração da usina eólica. Por outro lado, com relação ao contrato de quatro anos, o modelo neutro a risco optou por contratar todos os 200 MW_{méd}.

Tabela 2: Decisão ótima para construção das usinas solar e eólica e contratação de quatro anos.

	Construção Solar	Construção Eólica	Contratação de 4 anos
Averso a risco	100 MW _{méd}	57,4 MW _{méd}	124,2 MW _{méd}
Neutro a risco	100 MW _{méd}	100 MW _{méd}	200 MW _{méd}

4.5. Estudo de Caso de Expansão - Análise “Out-of-Sample”

Nesta seção, são avaliados os resultados “Out-of-Sample” para o estudo de caso apresentado na seção 4.4. Na Figura 6, nota-se que o modelo neutro a risco apresenta um CVaR significativamente abaixo de zero para janeiro, fevereiro e março de cada ano, que são os meses de geração mais baixa do portfólio. Nesses períodos, o agente, por ter contratado 200 MW_{méd} com liquidação mensal, precisa comprar a preço *spot* a quantidade restante que não foi gerada para cumprir o contrato. Tal gasto, somado ao custo de Investimento, Operação & Manutenção do associado às usinas, resulta em cenários de receitas muito baixas. Nestes meses críticos, um agente avesso a risco é capaz de travar o CVaR em, no mínimo, zero, o que é consequência de uma contratação menor e construção reduzida das usinas. Nos meses em que há alta geração solar e eólica, no entanto, observa-se um comportamento distinto. Durante esses períodos, a capacidade de geração das usinas renováveis permite ao agente neutro a risco obter receitas mensais substancialmente mais altas. Isso é refletido no CVaR (Conditional Value at Risk) mensal, que, em alguns anos, pode ultrapassar a média do agente avesso a risco.

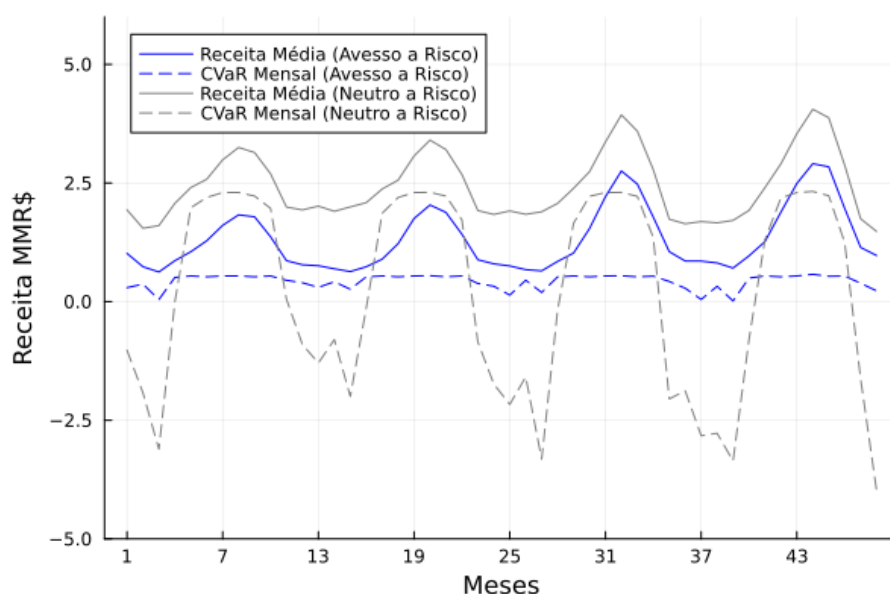


Figura 6: Média a CVaR mensal “Out-of-Sample” para os modelos avesso e neutro para o experimento de expansão.

5. Conclusões

Neste trabalho, foi realizada uma análise da metodologia de otimização de portfólio aplicada ao setor elétrico brasileiro, com foco na tomada de decisão em contratos de energia e construção de usinas renováveis. A abordagem propõe uma alocação eficiente de recursos de uma *GenCo*, que busca estabilidade financeira, representada por um perfil avesso a risco. A metodologia proposta é aplicada a dois estudos de caso: um focado na negociação de contratos de energia renovável a curto prazo e outro na expansão do portfólio de usinas de energia renovável a longo prazo. Em ambos os casos, os resultados obtidos demonstram que o modelo é capaz de tomar decisões que evitem que a *GenCo*, em seus piores cenários, apresente perdas significativas, considerando a incerteza inerente à geração de energia renovável e às condições do mercado.

Ao comparar os resultados obtidos com o modelo para um agente neutro a risco, pode-se observar mais claramente os benefícios associados à aversão a risco. Enquanto o modelo neutro a risco tende a adotar uma postura mais agressiva, que gera maior “risco de cauda”, o perfil avesso a risco apresentou receitas mais estáveis. Além disso, a divisão dos cenários em “*In-Sample*” e “*Out-of-Sample*” permitiu a validação da decisão obtida em cenários para os quais não foi treinada. Portanto, concluímos que a metodologia de otimização de portfólio oferece uma ferramenta valiosa para empresas do setor elétrico brasileiro, permitindo uma tomada de decisões mais adaptável às condições do mercado, enquanto busca maior previsibilidade financeira.

References

- Aranha, A. S., Street, A., Fernandes, C., and Granville, S. (2023). Risk-constrained optimal dynamic trading strategies under short- and long-term uncertainties. *IEEE Transactions on Power Systems*, 38(2):1474–1486.
- Brigatto, A. and Fanzeres, B. (2022). A Soft Robust Methodology to Devise Hedging Strategies in Renewable Energy Trading based on Electricity Options. *Electric Power Systems Research*, 207:107852.
- de Andrade Melo, G. (2022). *Simulação Estocástica Conjunta de Energias Renováveis*. PhD thesis, PUC-Rio.
- dos Santos Guimarães, L. (2019). O Custo Nivelado da Eletricidade e seu Impacto na Transição Energética. Technical report, FGV Energia.
- Maceira, M. E. P., Penna, D. D. J., Diniz, A. L., Pinto, R. J., Melo, A. C. G., Vasconcellos, C. V., and Cruz, C. B. (2018). Twenty Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil – Main Features and Improvements on the NEWAVE Model. in *Proc. PSCC'18*, p. 1–7.
- Rockafellar, R. T. and Uryasev, S. (2002). Conditional Value-at-Risk for General Loss Distributions. *Journal of Banking & Finance*, 26(7):1443–1471.
- Street, A., Barroso, L. A., Granville, S., and Pereira, M. V. (2009). Bidding strategy under uncertainty for risk-averse generator companies in a long-term forward contract auction. In *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, p. 1–8. IEEE.