57º SBPO
SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL
Gramado • RS
DE 5 A 9 DE OUTUBRO DE 2025

Internalizando os custos de oportunidade da operação integrada e os atributos das fontes em leilões de energia

Rafael Benchimol Klausner, Alexandre Street
Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio)
Rua Marquês de São Vicente, 225. Rio de Janeiro – RJ, Brasil
rafabench@psr-inc.com,street@ele.puc-rio.br

Joaquim Dias Garcia, Luiz Augusto Barroso
PSR Consulting Analytics
Praia de Botafogo 370. Rio de Janeiro – RJ, Brasil
{joaquim,luiz}@psr-inc.com

Bernardo Freitas Paulo da Costa
Universidade Federal do Rio de Janeiro & Fundação Getulio Vargas
Cidade Universitária & Praia de Botafogo 190. Rio de Janeiro – RJ, Brasil
bernardofpc@im.ufrj.br

RESUMO

O Leilão de Expansão Otimizada (LEO) representa um avanço no planejamento da expansão geradora brasileira, substituindo os leilões tradicionais por um modelo integrado que simultaneamente: (i) minimiza custos totais (investimento e operação); (ii) garante padrões rigorosos de confiabilidade energética através de critérios técnicos incorporados diretamente no processo de seleção; e (iii) avalia holisticamente as interações entre diferentes tecnologias. Baseado em melhores práticas internacionais, o LEO emprega técnicas de otimização estocástica para avaliar múltiplos cenários operacionais, internalizar externalidades técnicas e balancear adequadamente os trade-offs entre custo e confiabilidade. Esta abordagem proporciona maior eficiência na alocação de recursos, reduzindo custos sistêmicos enquanto mantém elevados padrões de segurança energética para todos os participantes do mercado.

PALAVRAS CHAVE. Leilão de expansão otimizada, leilão de energia, planejamento energético, setor elétrico brasileiro, modelos de expansão

EN&OG – PO na Área de Energia, Óleo e Gás, MOI – Métodos de Otimização sob Incerteza (estocásticos e robustos)

ABSTRACT

The Optimized Expansion Auction (LEO) represents a breakthrough in Brazil's generation expansion planning, replacing traditional auctions with an integrated model that simultaneously: (i) minimizes total system costs (investment and operation); (ii) ensures rigorous energy reliability standards through technical criteria directly embedded in the selection process; and (iii) holistically evaluates interactions between different technologies. Based on international best practices, LEO employs stochastic optimization techniques to assess multiple operational scenarios, internalize technical externalities, and properly balance cost-reliability trade-offs. This approach enhances resource allocation efficiency, reducing systemic costs while maintaining high energy security standards for all market participants.

KEYWORDS. Optimized expansion auction, energy auction, energy planning, brazilian power sector, expansion models

EN&OG – OR in Energy, Oil and Gas, MOI – Optimization under Uncertainty (Stochastic and Robust)

https://proceedings.science/p/212562?lang=pt-br

1. Introdução

Este projeto propõe desenvolver um mecanismo alternativo de contratação de capacidade, denominado Leilão de Expansão Otimizada (LEO). O LEO é concebido como um leilão em que os agentes ofertam os custos e parâmetros dos seus projetos e o leiloeiro seleciona os projetos por meio de um modelo de expansão da geração integrado com a operação (ver PSR [2025a] e Soares et al. [2022]). Esse paradigma unifica as ideias de 1) leilões, eficientes para revelar preços de competidores, e 2) planejamento centralizado, que permite otimizar a coordenação de recursos, criando um novo mecanismo híbrido, que pode ser utilizado para complementar a expansão que já ocorre via mercado.

2. Expansão do Sistema Elétrico sobre incerteza

A expansão da capacidade de geração é usualmente formulada como a minimização conjunta dos custos de investimento (CAPEX) e dos custos operacionais (OPEX), sob a restrição de suprir a demanda projetada. A abordagem determinística clássica pressupõe que todos os parâmetros operacionais são conhecidos. Contudo, em razão das incertezas inerentes ao planejamento da operação — como as flutuações na geração das fontes renováveis e as variações na demanda — torna-se imperativo adotar uma formulação estocástica para o dimensionamento de capacidade: no primeiro estágio definem-se as decisões de investimento x, e no segundo avalia-se, para cada cenário ξ, o custo operacional $O(x, \xi)$ sob uma métrica de risco ρ. Formalmente, podemos escrever:

$$\min_{x} \; I(x) + \rho_{\xi}\left[O(x, \xi)\right] \quad \text{s.t.} \quad x \in \mathcal{X} \tag{1}$$

Onde $I(x)$ é o custo de investimento (CAPEX), $O(x, \xi)$ o custo de operação (OPEX) dado o cenário ξ e $\mathcal{X}$ o conjunto viável de decisões de investimento.

3. Confiabilidade no Sistema Elétrico

Um dos principais desafios da expansão do sistema elétrico é assegurar que o sistema consiga atender à carga com confiabilidade nos anos seguintes. Em termos de planejamento, isso se traduz em uma restrição suplementar ao modelo de otimização estocástica (1), resultando em:

$$\min_{x} I(x) + \rho_{\xi}[O(x, \xi)] \quad \text{s.t.} \quad \mathcal{R}(x) \leq R^{*},\ x \in \mathcal{X} \tag{2}$$

O índice de confiabilidade $\mathcal{R}(x)$, deve permanecer abaixo do limite R^{*} (por exemplo, uma Energia Esperada Não Suprida, EENS, inferior a 1% da demanda média). Se a função $\mathcal{R}(x)$, obtida como solução de um subproblema estocástico (via simulação Monte Carlo de falhas), for convexa, ela pode ser aproximada por cortes de viabilidade baseados em gradientes da Costa et al. [2021].

4. Modelo Atual de Leilão no Brasil

No sistema elétrico brasileiro, a Garantia Física (GF) serve como base técnica para os leilões de energia, atuando como certificado de capacidade confiável para cada usina. O cálculo das GFs, ϕ_j, segue uma abordagem em duas etapas: primeiro determina-se a demanda crítica (máxima carga atendível dentro dos critérios de confiabilidade), que é então alocada entre as usinas participantes conforme metodologia da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [2022]. Esta abordagem, contudo, apresenta limitações estruturais importantes. Primeiro, ao tratar a confiabilidade como variável exógena e linear, desconsidera sua dependência não-linear em relação à composição do parque gerador. Segundo, dissocia o cálculo de risco operacional da análise de custos sistêmicos, potencialmente levando a alocações subótimas.

O leilão propriamente dito tem como objetivo determinar as quantidades contratadas x_j que minimizem o custo total do sistema enquanto atendam à demanda agregada $\hat{d}$. Matematicamente, este problema é formulado como:

$$\min_{x} \sum_{j \in G} \text{ICB}_j \cdot x_j \quad \text{sujeito a} \quad \sum_{j \in G} x_j = \hat{d}, \quad 0 \leq x_j \leq \phi_j \quad (\forall j \in G) \tag{3}$$

onde ICB_j representa o Índice Custo-Benefício (EPE [2006]) da usina j, calculado como a razão entre seus custos totais e sua energia garantida, e G representa conjunto de geradores participantes do leilão.

5. Proposta de LEO

O Leilão de Expansão Otimizada (LEO) implementa um modelo de otimização estocástica em dois estágios, combinando seleção de projetos baseada em CAPEX com avaliação operacional de OPEX através da formulação em (2). A implementação utiliza o software OptGen PSR [2025a], que emprega algoritmos de decomposição de Benders paralelizados para solucionar esse problema. O framework mantém compatibilidade com ferramentas institucionais existentes como o MDI EPE [2025]. Esta abordagem substitui métricas intermediárias como Garantia Física por avaliação direta via simulação integrada.

6. Estudos de Caso

O estudo compara o modelo integrado de leilão (2) com o modelo simplificado (3), que utiliza a representação das Garantias Físicas. Ambos os modelos de operação – o utilizado para o cálculo da Garantia Física e o do LEO – são resolvidos pelo software SDDP PSR [2025b], que é baseado no algoritmo PDDE de Pereira e Pinto [1991]. Para fins de simplificação da análise, consideraremos neste estudo apenas uma iteração do processo de leilão, envelope fechado. Para ambos, após definir os projetos vencedores, simulamos a operação do sistema considerando os dois planos de investimentos, permitindo comparar os resultados operacionais de cada abordagem.

Este estudo realiza uma análise comparativa para a expansão do parque gerador do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) no período 2031-2037, considerando sua configuração atual de 5 subsistemas interconectados e 910 unidades geradoras de diversas tecnologias. Do total, 180 usinas candidatas serão avaliadas para o leilão de energia, com horizonte de investimento fixado em 2032. O período analisado compreende 2031, 2032 e mais cinco anos com dados replicados de 2032, permitindo a comparação entre a abordagem do LEO (otimização integrada) e o modelo simplificado do leilão atual, conforme detalhado na Tabela 1 que sumariza os resultados operacionais e de investimento.

Tabela 1: Resumo dos Custos e Investimentos: Modelo LEO vs. Leilão Simplificado

Categoria	LEO	Simplificado
Custo Total Médio 2032–2035 (R$ milhões)	24.849	32.807
Custos de Investimento (R$ milhões)	5.405	586
Custos Operacionais Médios 2032–2035 (R$ milhões)	19.444	32.221
Custos Operacionais Médios 2031 (R$ milhões)	22.182	29.882
$\text{CVaR}_{5\%}$ dos Custos Operacionais 2032–2035 (R$ milhões)	72.906	107.314
Investimento em Energia Eólica (MW)	5.000	0
Investimento em Energia Térmica (MW)	4.000	4.000
Garantia Física Contratada – Eólica (méd. MW)	2.505	0
Garantia Física Contratada – Térmica (méd. MW)	3.453	4.000
Garantia Física Total Contratada (méd. MW)	5.958	4.000
Risco $\mathcal{R}(x)$ ($\text{CVaR}_{1\%}$ da ENS em % da Demanda)	0.02	0.25

Os resultados demonstram que o modelo LEO proporciona uma redução no custo global esperado (investimento e operação) de 24,2% com relação ao modelo simplificado e reduções expressivas de custo operativos em ambas as métricas analisadas – valor esperado (39,6%) e $\text{CVaR}_{5\%}$ (32%) – para todos os anos do horizonte (2032-2035). Os valores obtidos para $R(x)$ em ambos os modelos revelam que a decisão de expansão está sendo primordialmente guiada pelo critério

econômico, já que os indicadores de confiabilidade estabelecidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [2022] são atendidos por ambos os modelos ($CVaR_{5\%}$ da ENS menor que 5% da Demanda).

A análise evidencia sugere uma significativa defasagem do cálculo do ICB, que se baseia na demanda crítica, em relação às condições reais de operação do sistema - o que explica as divergências observadas entre as abordagens, levando a contratações subótimas tanto do ponto de vista econômico quanto da composição tecnológica do parque gerador, desconsiderando importantes sinergias entre fontes complementares e oportunidades de otimização sistêmica que poderiam trazer benefícios adicionais para o setor elétrico.

7. Conclusão

O Leilão de Expansão Otimizada (LEO) demonstrou reduções significativas nos custos em comparação com o modelo atual de Garantia Física: 24,2% menos custos totais, com 39,6% de economia operacional e 32% menos risco em cenários críticos $CVaR_{5\%}$. Dessa forma, o benefício da cootimização entre expansão e operação que o LEO aporta se mostrou consistente na simulação final fora da amostra: foi capaz de perceber a relevância do investimento mais diversificado para atingir uma redução do custo operativo no futuro.

8. Agradecimentos

Os autores agradecem ao Dr. Mario Veiga e ao Dr. Sérgio Granville por suas valiosas contribuições e inspiração. Agradecemos igualmente à PSR pela disponibilização do PSRCloud e dos bancos de dados empregados no Estudo de Caso da seção 6.

Referências

da Costa, L. C., Thomé, F. S., Garcia, J. D., e Pereira, M. V. F. (2021). Reliability-constrained power system expansion planning: A stochastic risk-averse optimization approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(1):97–106.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2022). Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN. Technical report, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). In Portuguese.

EPE (2006). Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica.

EPE (2025). Modelo de decisão de investimentos. `https://github.com/equipesge/MDI_PDE_2030`. [Accessed 25-04-2025].

Pereira, M. V. F. e Pinto, L. M. V. G. (1991). Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, 52(1–3):359–375. ISSN 1436-4646. URL `http://dx.doi.org/10.1007/BF01582895`.

PSR (2025a). OptGen. `https://www.psr-inc.com/software/optgen.html`. [Accessed 25-04-2025].

PSR (2025b). SDDP. `https://www.psr-inc.com/software/sddp.html`. [Accessed 25-04-2025].

Soares, A., Street, A., Andrade, T., e Garcia, J. D. (2022). An integrated progressive hedging and benders decomposition with multiple master method to solve the brazilian generation expansion problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 37(5):4017–4027.

https://proceedings.science/p/212562?lang=pt-br