

NOTA TÉCNICA

LRCAP/2026: Diagnóstico Econômico e Impacto sobre a Competitividade Industrial Paulista

Análise econômica independente do desenho do certame e da repartição regional do encargo de capacidade.

Sumário

1	Introdução	3
2	As Irregularidades do LRCAP/2026	3
2.1	O modelo de contratação por potência	3
2.2	A majoração dos preços-teto	4
2.3	Demais irregularidades identificadas	5
3	Diagnóstico Econômico do Certame	5
3.1	Composição da potência contratada	6
3.2	Magnitude e escalonamento do encargo	7
3.3	Estrutura de preços e exposição do consumidor	8
4	Impacto sobre a Indústria Paulista	9
4.1	Participação de São Paulo no consumo industrial nacional	9
4.2	Estimativa de impacto tarifário	10
5	Simulação Contrafactual	11
5.1	Impacto da majoração dos preços-teto	11
5.2	Limitações	12
6	Conclusão	12
	Referências	13

1. Introdução

Em 18 e 20 de março de 2026 foram realizados os Leilões de Reserva de Capacidade na Forma de Potência (LRCAP/2026), promovidos no âmbito do setor elétrico nacional pela ANEEL, com diretrizes estabelecidas pelas Portarias Normativas MME n.º 118 e 119, de outubro de 2025. O resultado foi a contratação de 19.478 MW de potência, com encargo anual de disponibilidade de R\$ 44,5 bilhões, comprometendo a tarifa de energia elétrica brasileira por horizonte de até 15 anos.

O instrumento regulatório em questão é economicamente fundamentado. Com a expansão acelerada de fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica brasileira, o gargalo sistêmico deslocou-se do volume de energia armazenada para a disponibilidade de potência firme no atendimento à demanda de ponta. A contratação de reserva de capacidade despachável é prática consolidada em mercados elétricos maduros, como o PJM nos Estados Unidos, o mecanismo T-4 no Reino Unido e o *mécanisme de capacité* na França.

O presente trabalho não questiona a pertinência do instrumento. Questiona o desenho concreto do certame. Evidências apontam para falhas estruturais de modelagem regulatória que comprometem a racionalidade econômica da contratação realizada e impõem custos desproporcionados aos consumidores industriais. A Federação das Indústrias do Estado de São Paulo ajuizou Ação Civil Pública em 15 de maio de 2026 questionando, entre outros pontos, a metodologia de formação dos preços-teto e a ausência de competitividade efetiva nos certames.

Esta nota apresenta análise econômica independente, baseada em dados primários da EPE e da ANEEL, com foco na quantificação do impacto tarifário sobre a indústria paulista e na avaliação da racionalidade econômica do desenho do certame.

2. As Irregularidades do LRCAP/2026

2.1. O modelo de contratação por potência

O LRCAP foi instituído pela Lei n.º 14.120/2021 para garantir confiabilidade ao Sistema Interligado Nacional mediante contratação de potência firme despachável. O modelo remunera a disponibilidade, não a geração efetiva. A receita do agente gerador compreende duas componentes:

- **Receita Fixa (RF)** — remuneração dos custos fixos anuais, independente de despacho;
- **Receita Variável (RV)** — proporcional ao volume gerado quando acionado pelo ONS.

O Preço de Disponibilidade de Potência Termelétrica, conforme Informe Técnico EPE-DEE-IT-016/2025-11, é dado por:

$$P_{\text{pot}} = \frac{RF_{\text{pot}}}{P_{d,\text{max}}} + a \cdot \text{CVU} \quad (1)$$

onde a é a constante de flexibilidade operativa (horas/ano) e CVU é o custo variável unitário.

Esta formulação implica que o consumidor arca com duas componentes de custo: a parcela fixa pela disponibilidade, independentemente do despacho, e a parcela variável quando a usina é acionada.

2.2. A majoração dos preços-teto

O principal vício de modelagem identificado reside na majoração expressiva dos preços-teto aprovada pela ANEEL em Reunião Pública Extraordinária de 13 de fevereiro de 2026, 33 dias antes da realização do certame, sem fundamentação técnica pública auditável e sem reabertura da fase concorrencial.

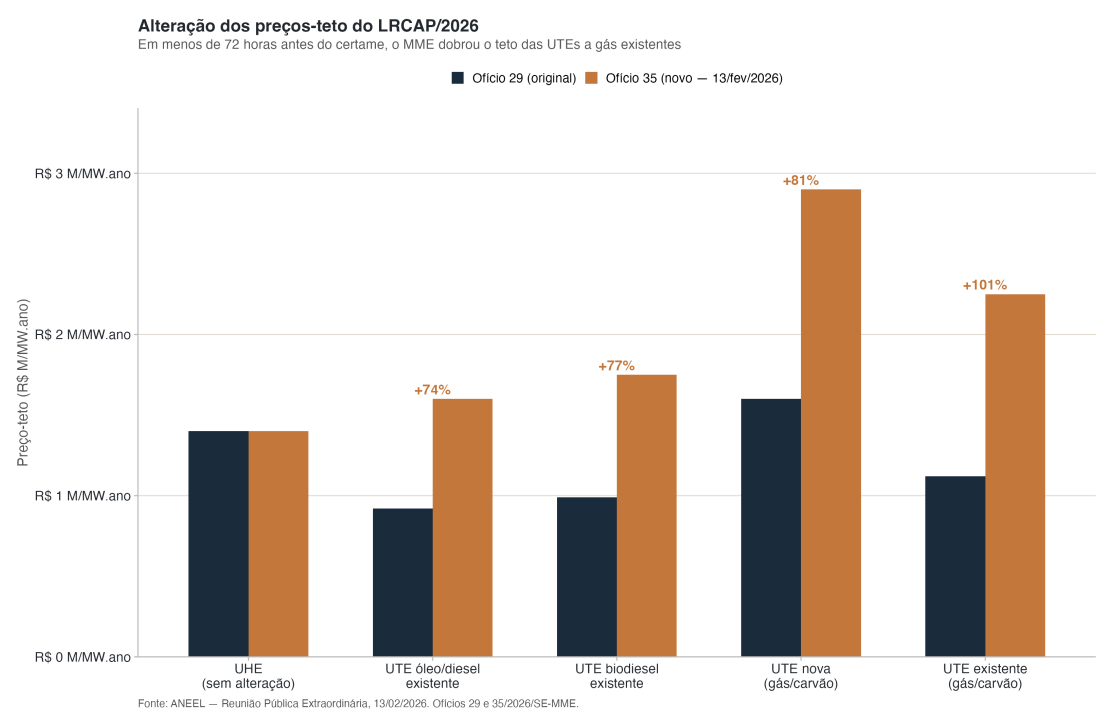


Figura 1. Preços-teto do LRCAP/2026 por tecnologia, antes (Ofício 29/SE-MME) e após (Ofício 35/SE-MME) a alteração de 13/02/2026. Fonte: ANEEL, Reunião Pública Extraordinária de 13/02/2026.

A Figura 1 e a Tabela 1 apresentam as variações por tecnologia. As UTEs a gás e carvão existentes tiveram o preço-teto elevado de R\$ 1,12 M para R\$ 2,25 M/MW.ano, incremento de 100%. As usinas novas passaram de R\$ 1,60 M para R\$ 2,90 M/MW.ano, incremento de 81%. As UHEs permaneceram inalteradas.

Tabela 1. Alteração dos preços-teto do LRCAP/2026 por tecnologia. Fonte: ANEEL, Ofícios 29 e 35/2026/SE-MME.

Tecnologia	Teto original (R\$/MW.ano)	Novo teto (R\$/MW.ano)	Variação
UTE Gás/Carvão existente	1.120.000	2.250.000	+100%
UTE Gás/Carvão nova	1.600.000	2.900.000	+81%
UTE Óleo existente	920.000	1.600.000	+74%
UTE Biodiesel existente	990.000	1.750.000	+77%
UHE	1.400.000	1.400.000	0%

Em teoria dos leilões, o preço-teto funciona como parâmetro de ancoragem para os licitantes. Quando majorado sem fundamentação robusta e em prazo exíguo, deixa de operar como limite prudencial e passa a funcionar como referência dominante para a formação dos lances. O resultado observado é consistente com essa hipótese: o deságio médio no processamento principal de 18 de março foi de apenas 5,52%, percentual irrisório para uma contratação da magnitude econômica do LRCAP/2026.

2.3. Demais irregularidades identificadas

Além da majoração dos preços-teto, a peça judicial da FIESP e investigações em curso no TCU (proc. n.º 008.289/2025-5) apontam para outras irregularidades:

- Utilização de dados autodeclarados por agentes econômicos interessados como fundamento para revisão dos parâmetros econômicos do certame;
- Equiparação, nos preços-teto, de usinas existentes e já amortizadas a projetos novos (*greenfield*), sem demonstração pública dos custos de extensão de vida útil que justificariam a equiparação;
- Fragmentação excessiva dos produtos licitados em 15 categorias distintas, com efeitos anticoncorrenciais sobre a liquidez do certame;
- Risco de dupla remuneração de custos fixos via CVU de referência que incorporava parcelas de custo fixo da UTE Nova Piratininga.

3. Diagnóstico Econômico do Certame

3.1. Composição da potência contratada

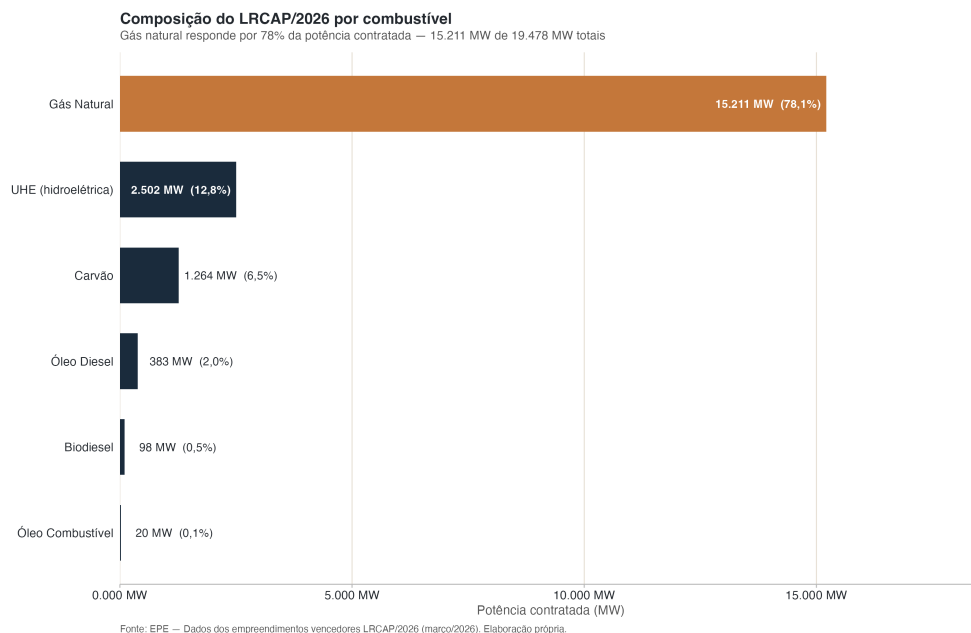


Figura 2. Composição do LRCAP/2026 por combustível. Fonte: EPE — Dados dos empreendimentos vencedores LRCAP/2026. Elaboração própria.

A Figura 2 evidencia que o gás natural responde por 78,1% da potência contratada (15.211 MW de 19.478 MW totais). Do ponto de vista econômico, as UHEs contratadas apresentam custo médio ponderado de R\$ 1,39 M/MW.ano, 43% inferior à média das UTEs de R\$ 2,46 M/MW.ano, conforme demonstrado na Figura 4. Cabe notar que potência hidrelétrica e termelétrica não são substitutos perfeitos no Sistema Interligado Nacional, dado que as UHEs estão sujeitas a restrições hidrológicas. A predominância do gás natural no mix contratado, contudo, não veio acompanhada de demonstração pública da análise de custo-benefício que a justificaria.

3.2. Magnitude e escalonamento do encargo

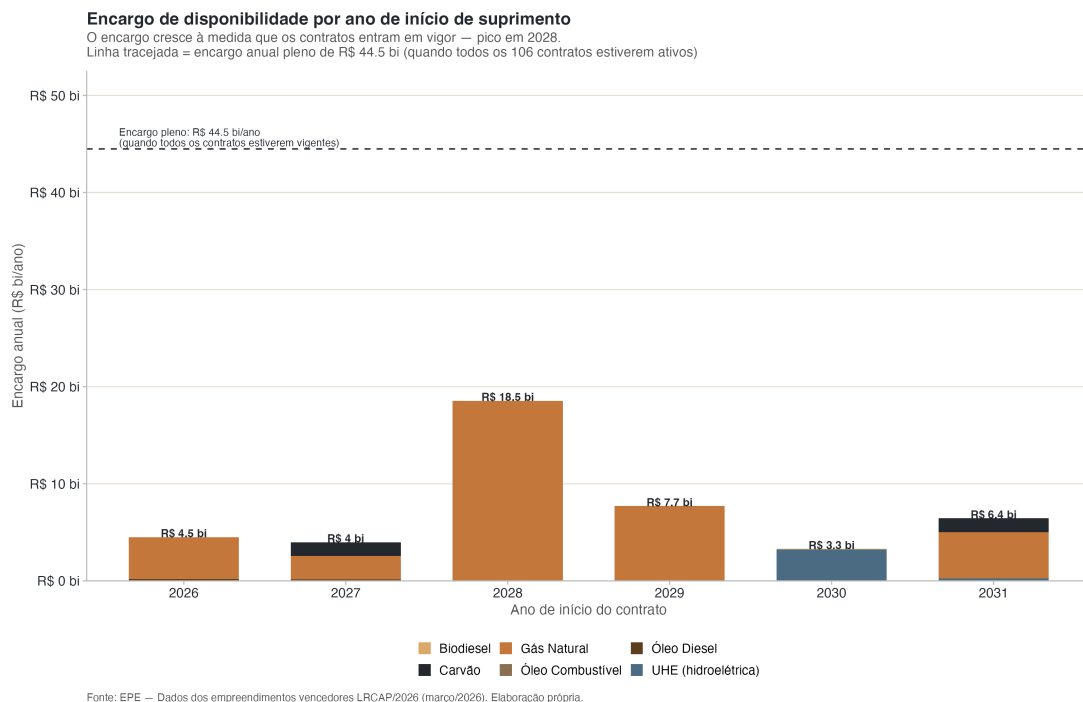


Figura 3. Encargo de disponibilidade por ano de início de suprimento. As barras representam o encargo comprometido a cada safra de contratos. A linha tracejada indica o encargo anual pleno (R\$ 44,5 bi/ano), atingido quando todos os contratos estiverem simultaneamente vigentes. Fonte: EPE. Elaboração própria.

A Figura 3 revela que o encargo cresce de forma escalonada conforme os contratos entram em vigor. O salto de 2028 reflete a entrada simultânea de expressivo volume de usinas novas. O encargo anual pleno de R\$ 44,5 bilhões será atingido quando todos os 106 contratos estiverem ativos. O comprometimento total em valores nominais é de R\$ 667 bilhões ao longo de 15 anos.

3.3. Estrutura de preços e exposição do consumidor

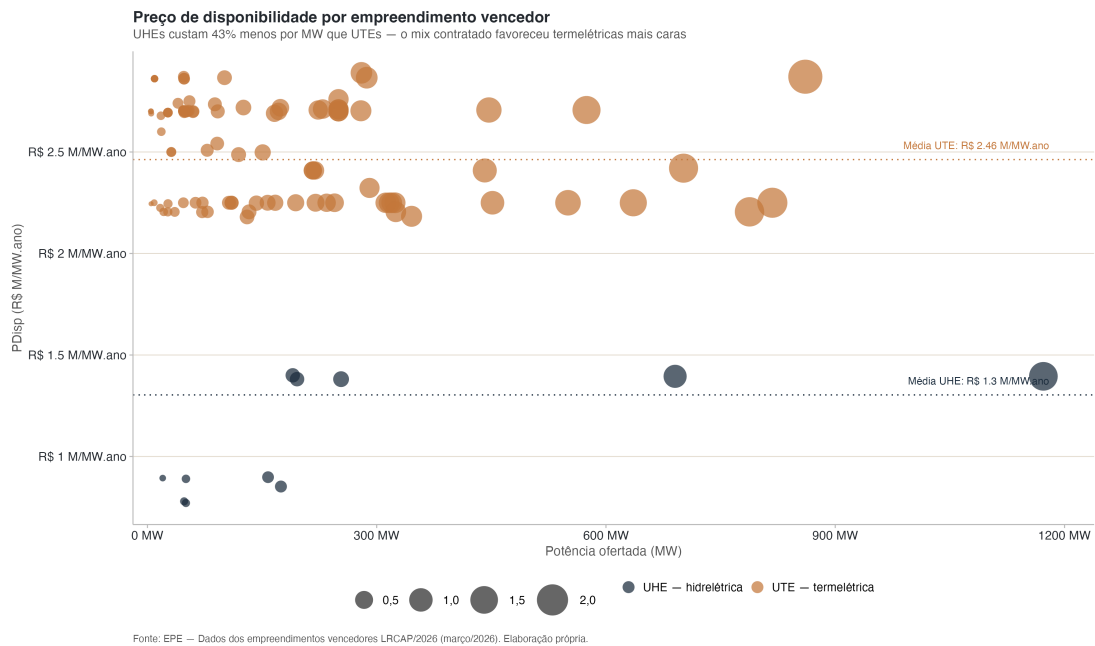


Figura 4. Preço de disponibilidade por empreendimento vencedor. Cada ponto representa um empreendimento; o tamanho é proporcional ao encargo anual em R\$ bilhões. Linhas pontilhadas indicam as médias ponderadas por tecnologia. Fonte: EPE. Elaboração própria.

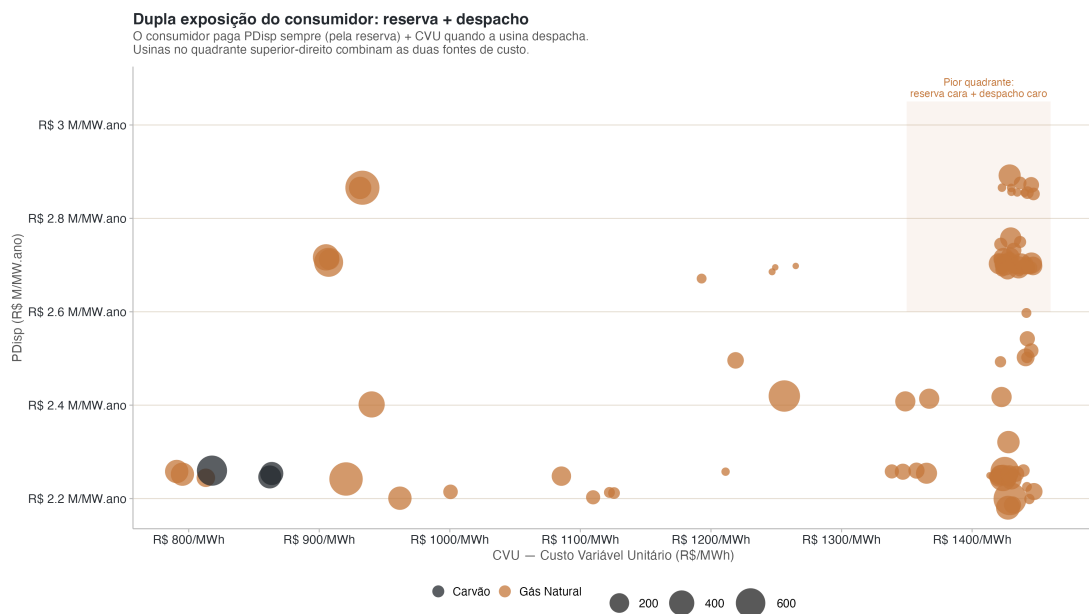


Figura 5. Preço de disponibilidade (PDisp) versus Custo Variável Unitário (CVU) por empreendimento. O consumidor arca com o PDisp permanentemente e com o CVU proporcionalmente ao despacho. Empreendimentos no quadrante superior-direito representam o cenário de maior ônus tarifário. Fonte: EPE. Elaboração própria.

A Figura 4 evidencia a discrepância de 43% entre o custo médio das UHEs e das UTEs. A Figura 5 apresenta a estrutura de exposição do consumidor conforme a Equação (1): o consumidor arca com o PDisp permanentemente e com o CVU proporcionalmente ao despacho. Em mercados de capacidade internacionais, essa estrutura RF+RV é padrão. O problema identificado não é o modelo em si, mas o nível dos preços contratados — elevados artificialmente pela majoração dos preços-teto — que amplificou o ônus tarifário resultante de ambas as componentes.

A Figura 4 mostra dois grupos bem separados: os pontos das UHEs concentram-se abaixo de R\$ 1,5 M/MW.ano, enquanto os das UTEs agrupam-se entre R\$ 2,2 M e R\$ 3,0 M/MW.ano. Os maiores círculos, no topo do gráfico, são as usinas que mais pesam na tarifa.

A Figura 5 acrescenta o CVU como segunda dimensão de custo. Usinas no quadrante superior-direito combinam alto PDisp e alto CVU, impondo custo ao consumidor tanto pela reserva quanto pelo despacho. A concentração de pontos nesse quadrante, a preços elevados pelo teto majorado, é o mecanismo central de transferência de renda identificado nesta nota.

4. Impacto sobre a Indústria Paulista

4.1. Participação de São Paulo no consumo industrial nacional

São Paulo é o maior polo industrial do Brasil. Em 2024, o estado respondeu por 52.861 GWh de consumo de energia industrial, de um total nacional de 197.648 GWh, representando 26,7% do consumo industrial brasileiro (EPE, Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2025, Tabela 3.16).

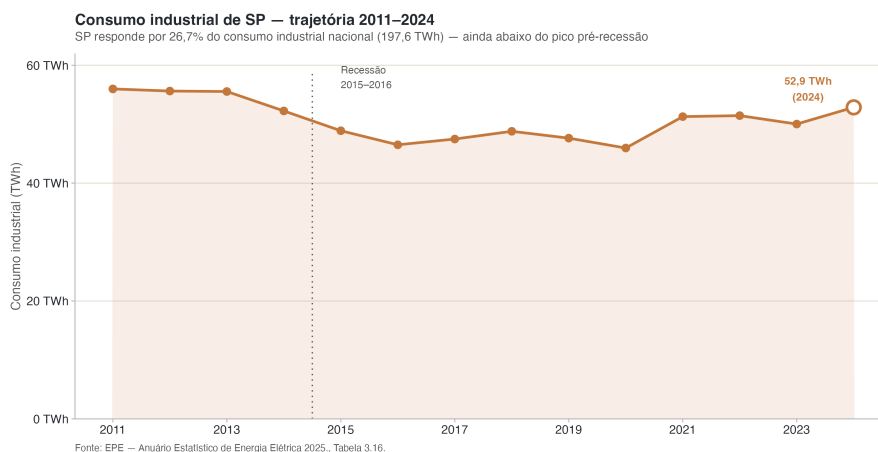


Figura 6. Consumo de energia industrial em São Paulo entre 2011 e 2024. Fonte: EPE, Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2025, Tabela 3.16.

A Figura 6 indica que o consumo industrial paulista de 52,9 TWh em 2024 ainda se encontra 5,6% abaixo do pico histórico de 55,9 TWh registrado em 2011, trajetória de recuperação ainda incompleta após a recessão de 2015–2016.

4.2. Estimativa de impacto tarifário

Nota metodológica

O encargo adicional estimado para a indústria paulista é calculado por proporcionalidade de consumo entre São Paulo e o total nacional:

$$\text{Encargo}_{SP} = \text{R\$ } 44,5 \text{ bi} \times \frac{52.861}{197.648} = \text{R\$ } 11,9 \text{ bi/ano}$$

Esta metodologia utiliza o consumo total (cativo e livre) como *proxy* de rateio. O rateio efetivo do ERCAP entre o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) obedece a regras específicas da ANEEL e da CCEE. O refinamento desta estimativa por ambiente de contratação e setor industrial requer acesso aos dados de liquidação da CCEE.

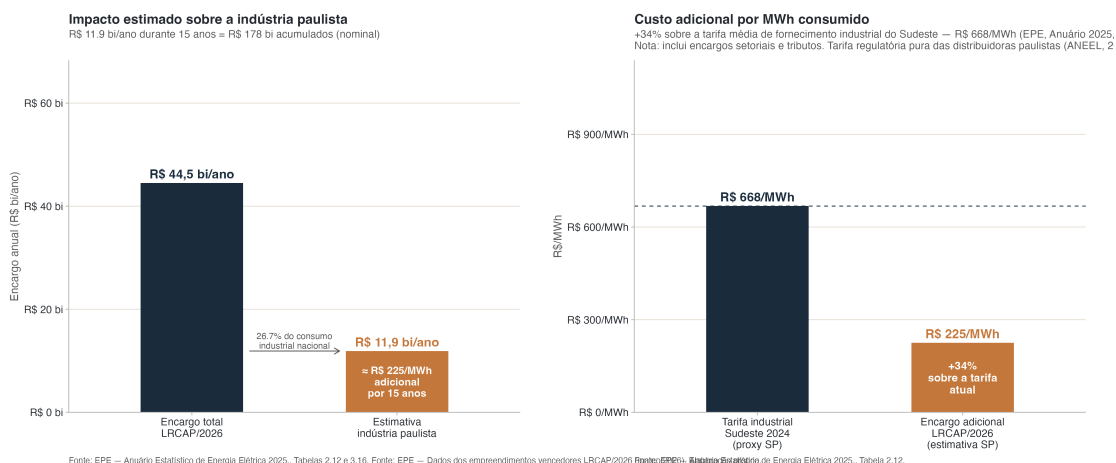


Figura 7. Esquerda: Decomposição do encargo anual do LRCAP/2026 — total nacional e estimativa para São Paulo. Direita: Custo adicional por MWh frente à tarifa industrial vigente. Fontes: EPE, Anuário Estatístico 2025 (Tabelas 2.12 e 3.16) e Dados dos empreendimentos vencedores LRCAP/2026. Elaboração própria.

A Figura 7 apresenta os resultados em dois ângulos complementares. Em termos absolutos, a indústria paulista arcará com R\$ 11,9 bi/ano, acumulando R\$ 179 bilhões em 15 anos em valores nominais. Em termos relativos, o custo adicional de R\$ 225/MWh representa um acréscimo de 34% sobre a tarifa média de fornecimento industrial do Sudeste de R\$ 668/MWh, que inclui encargos setoriais e tributos (EPE, Anuário Estatístico 2025, Tabela 2.12). Para referência, a tarifa regulatória pura das distribuidoras paulistas, excluindo tributos, é de aproximadamente R\$ 382/MWh (ANEEL, 2024), sobre a qual o encargo adicional representa 59%.

O encargo opera como um imposto sobre a eficiência produtiva. A indústria de base, com perfil de carga constante (*flat load*), arca com os custos de disponibilidade de usinas que são majoritariamente acionadas para atender ao pico de demanda residencial do período vespertino. Há, portanto, um subsídio cruzado implícito da indústria para o consumo residencial de

ponta, mediado pelo mecanismo de rateio do ERCAP.

5. Simulação Contrafactual

5.1. Impacto da majoração dos preços-teto

Nota metodológica

Para cada empreendimento i , aplica-se a razão entre o preço-teto original e o preço-teto final sobre o preço efetivamente contratado:

$$\hat{p}_i^{CF} = p_i \times \frac{p_{\text{teto,original}}}{p_{\text{teto,final}}}$$

A hipótese é conservadora: com preços-teto menores, a pressão competitiva seria estruturalmente maior, tendendo a produzir lances ainda mais baixos. O exercício subestima, portanto, a economia potencial decorrente dos parâmetros originais.

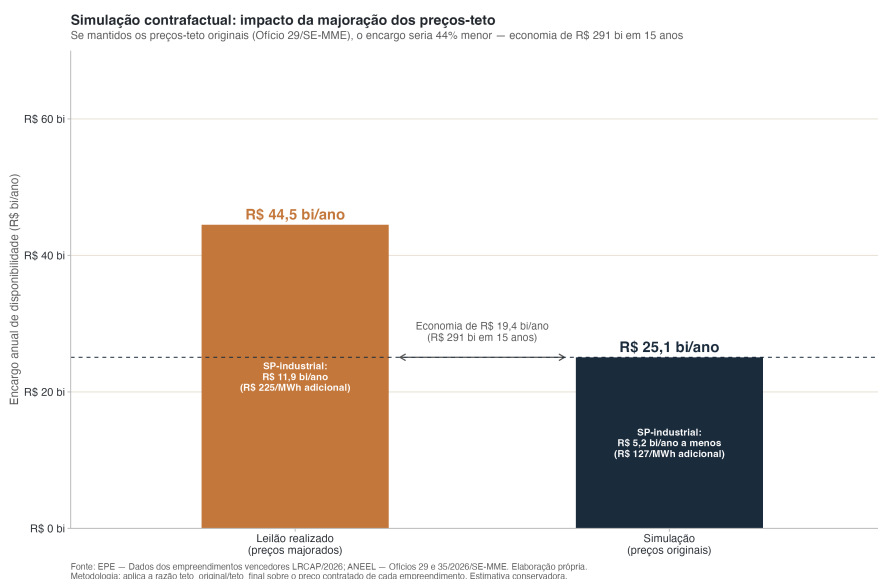


Figura 8. Exercício contrafactual: encargo anual realizado (preços-teto majorados) versus encargo simulado (preços-teto originais do Ofício 29/SE-MME). Fontes: EPE, Dados dos empreendimentos vencedores LRCAP/2026; ANEEL, Ofícios 29 e 35/2026/SE-MME. Elaboração própria.

A Figura 8 sintetiza o resultado central deste exercício. Com os preços-teto originais, o encargo anual seria de R\$ 25,1 bilhões, redução de 44% frente aos R\$ 44,5 bilhões efetivamente contratados. A economia acumulada em 15 anos seria de R\$ 291 bilhões em valores nominais, sem implicações para a segurança energética do sistema. Para a indústria paulista especificamente, a economia seria de R\$ 5,2 bi/ano, reduzindo o custo adicional de R\$ 225/MWh para R\$ 126/MWh.

5.2. Limitações

Esta nota estima o impacto tarifário por proporcionalidade de consumo, utilizando o consumo total como *proxy* de rateio entre ambientes de contratação. O rateio efetivo do ERCAP entre ACL e ACR obedece a regras específicas da ANEEL e da CCEE, e uma desagregação mais precisa por setor eletrointensivo requer acesso aos dados de liquidação da CCEE. Os resultados apresentados devem ser interpretados como estimativas de ordem de grandeza, conservadoras pelo pressuposto metodológico adotado no exercício contrafactual.

6. Conclusão

O LRCAP/2026 resultou em encargo anual de R\$ 44,5 bilhões, comprometendo a tarifa de energia elétrica brasileira por até 15 anos. A análise apresentada nesta nota identifica três falhas estruturais de modelagem que comprometem a racionalidade econômica da contratação realizada.

A primeira é a destruição do mecanismo de descoberta de preços. A majoração de até 100% dos preços-teto em menos de 72 horas antes do certame, sem motivação técnica pública adequada, transformou o limite regulatório em referência dominante para a formação dos lances. O deságio médio de 5,52% no processamento principal é evidência consistente com baixa pressão competitiva e ancoragem ao preço-teto.

A segunda é a ausência de motivação pública para a equiparação entre ativos existentes e novos. Usinas termelétricas já construídas receberam preços-teto próximos aos de projetos novos sem que os custos de extensão de vida útil que justificariam essa equiparação fossem tornados públicos e auditáveis.

A terceira é a imposição de custo desproporcional à indústria. O encargo de R\$ 225/MWh adicional sobre a tarifa industrial paulista vigente de R\$ 668/MWh representa acréscimo de 34%, comprometendo a competitividade do maior polo industrial do país por horizonte de até 15 anos.

O exercício contrafactual demonstra que um certame tecnicamente bem estruturado, com preços-teto fundados nas premissas originais, teria gerado economia de R\$ 291 bilhões em 15 anos, sem comprometimento da segurança energética do sistema. Há, portanto, base técnica robusta para a revisão dos parâmetros do certame e para a realização de novo leilão com metodologia transparente, competitiva e consistente com os objetivos de política energética e industrial.

Referências

- [1] EPE — Empresa de Pesquisa Energética. *Dados dos empreendimentos vencedores LRCAP/2026*. Março de 2026. Disponível em: epe.gov.br.
- [2] EPE. *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2025 — Workbook*. Tabelas 2.12, 3.16 e 4.18. Disponível em: epe.gov.br.
- [3] ANEEL — Agência Nacional de Energia Elétrica. *Reunião Pública Extraordinária de 13/02/2026 — Ofícios 29 e 35/2026/SE-MME*. Disponível em: aneel.gov.br.
- [4] ANEEL. *Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras* — REH n.º 3.314 (CPFL Paulista), 3.409 (CPFL Piratininga), 3.408 (EDP SP), 3.339 (Enel SP). 2024.
- [5] EPE. *Informe Técnico EPE-DEE-IT-016/2025-r1: Preço do Produto Potência Termelétrica e Constante de Flexibilidade Operativa*. Outubro de 2025.
- [6] FIESP — Federação das Indústrias do Estado de São Paulo. *Ação Civil Pública com Pedido de Tutela Cautelar — LRCAP/2026*. São Paulo, 15 de maio de 2026.
- [7] MME — Ministério de Minas e Energia. *Portarias Normativas n.º 118 e 119/GM/MME*. 23 de outubro de 2025.