

TC 004.937/2026-0**Tipo:** Representação**Unidades jurisdicionadas:** Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Operador Nacional do Sistema (ONS) e Ministério de Minas e Energia (MME)**Representante:** AudElétrica**Proposta:** diligência

INTRODUÇÃO

1. Cuidam os autos de representação formulada por esta Unidade Técnica, nos termos do art. 237, inciso VI, do Regimento Interno do TCU (RI/TCU), em razão de possíveis irregularidades relacionadas à definição dos preços-teto e à inclusão de cláusulas possivelmente anticompetitivas no âmbito do 2º Leilão de Reserva de Capacidade de Energia Elétrica na forma de Potência (2º LRCAP).
2. A presente representação decorre das seguintes possíveis irregularidades: (i) fixação de preços-teto para os produtos do leilão sem adequada fundamentação, evidenciada, sobretudo, pelo aumento da ordem de 80% entre os valores constantes dos Ofícios 29/2026/SE-ME e 35/2026/SE-ME, de 10 e 13/3/2026; e (ii) possível proteção indevida ao gás natural comercializado pelo Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN) e às Usinas Termelétricas a ele conectadas, evidenciada por meio das condições de participação nos Produtos I e II do leilão de gás natural, carvão mineral e hidrelétrica, bem como pela adoção de restrições que impedem a saída desses agentes do Sistema durante a vigência contratual, o que limita a livre negociação com outros fornecedores e, em tese, conduz a um incremento nos preços ofertados.
3. A contratação de reserva de capacidade encontra fundamento no art. 3º-A da Lei 10.848/2004 e deve observar os princípios da segurança do suprimento, modicidade tarifária, eficiência administrativa, competitividade, motivação técnica e segurança jurídica, todos extraídos da Constituição Federal e da legislação setorial do setor elétrico.
4. As irregularidades, se confirmadas, afrontam diretamente o princípio da modicidade tarifária, previsto no art. 6º, §1º, da Lei 8.987/1995, bem como o princípio da eficiência na prestação de serviços público, insculpido no art. 37, caput, da Constituição Federal de 1988, além do dever de adequada motivação dos atos administrativos por agentes públicos, nos termos do art. 2º da Lei 9.784/1999. As irregularidades podem resultar na contratação de energia a preços superiores aos de mercado, por prazos prolongados – de até quinze anos –, com impacto nos custos da energia no país, em prejuízo aos consumidores.

HISTÓRICO

5. O 1º LRCAP do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) foi realizado no ano de 2021, após a realização da Consulta Pública 108/2021, nos termos da Portaria Normativa MME 20/2021, que apresentou as Diretrizes do Leilão para Contratação de Potência Elétrica e de Energia Associada, além de definir a sistemática do certame.
6. O 2º LRCAP foi inicialmente planejado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) para ocorrer em novembro de 2023, conforme cronograma estabelecido em 2022. Contudo, o planejamento não foi cumprido, sucedendo-se, ao longo de 2023 e 2024, estudos técnicos da EPE, consultas públicas e sucessivas portarias que redefiniram diretrizes e sistemática do certame.
7. Em dezembro de 2024 foram publicadas as diretrizes do leilão, posteriormente alteradas



em janeiro e março de 2025. Em abril de 2025, diante de judicializações (MS 31.107/DF) e controvérsias sobre o modelo adotado, o MME revogou as portarias vigentes e cancelou o certame, solicitando ao ONS avaliação dos impactos ao SIN. O TCU, por meio do Acórdão 968/2025-Plenário, passou a acompanhar o tema no âmbito do TC 008.289/2025-5.

8. Em agosto de 2025, o MME retomou o processo com nova modelagem, dividindo o certame em dois leilões: (i) gás natural, carvão mineral e UHEs (cobrindo a janela de suprimento de 2026 a 2030); e (ii) usinas já existentes a óleo combustível. Após novas consultas públicas, foram publicadas, em outubro de 2025, as Portarias Normativas 118 e 119/2025, estabelecendo diretrizes e cronograma, com sessões previstas para 18 e 20 de março de 2026.

9. No âmbito do Acompanhamento (TC 008.289/2025-5), por meio do Acórdão 2762/2025-TCU – Plenário, o TCU recomendou ao MME que avaliasse os benefícios das consultas públicas, considerando o risco da morosidade do correspondente processo administrativo comprometer o alcance dos seus objetivos e encaminhou os autos a esta unidade técnica para que continuasse o acompanhamento do 2º LRCAP.

10. Em 12/12/2025, sobreveio a Nota Técnica 159/2025/DPOG/SNTEP (peça 4, p. 1-3), a qual provocou a alteração das Portarias, prorrogando para 5/1/2026 os prazos para declaração do CVU e dos parâmetros de flexibilidade operativa, em face de incertezas da reforma tributária e de indefinições das novas tarifas de transporte de gás natural.

11. Em janeiro de 2026, o MME solicitou à EPE a elaboração da Nota Técnica com o Custo Marginal de Referência (CMR), que fundamentaria os preços-teto. Em 10/2/2026, a Aneel aprovou os editais com preços-teto variando, no primeiro certame, entre R\$ 1,2 milhão/MW.ano e R\$ 1,6 milhão/MW.ano.

12. Todavia, em 13/2/2026, após repercussão negativa quanto aos valores inicialmente definidos, foram publicados novos preços-teto com aumentos expressivos – da ordem de até 80% – elevando os patamares para até R\$ 2,9 milhões/MW.ano no leilão de gás natural e carvão mineral e até R\$ 1,75 milhão/MW.ano no leilão de óleo e biocombustíveis.

13. Em análise preliminar realizada no âmbito do acompanhamento conduzido pelo TCU, não foram inicialmente identificadas, no processo administrativo principal, justificativas técnicas suficientes para o referido incremento. Posteriormente, o MME informou a existência de processo específico, de acesso restrito, contendo documentação sobre a definição dos preços-teto. Após reunião técnica com MME e EPE, persistiram questionamentos quanto à consistência e completude da fundamentação apresentada, especialmente no que se refere à definição dos preços-teto e às condições que favorecem usinas conectadas ao STGN.

14. Diante dos indícios de irregularidade, da materialidade envolvida e da proximidade das sessões do leilão, esta Unidade Especializada autuou a presente Representação para apuração dos fatos e eventual adoção de medidas cabíveis.

EXAME DE ADMISSIBILIDADE

15. Inicialmente, deve-se registrar que a representação preenche os requisitos de admissibilidade constantes no art. 235 do Regimento Interno do TCU (RI/TCU), haja vista a matéria ser de competência do Tribunal e referir-se a responsável sujeito a sua jurisdição.

16. Ainda, conforme dispõe o art. 103, § 1º, *in fine*, da Resolução TCU 259/2014, verifica-se a existência do interesse público no trato das supostas irregularidades, tendo em vista que afrontam o princípio da modicidade tarifária e podem resultar em contratações a preços superiores aos praticados no mercado e por prazos extensos, de até quinze anos, com potencial de aumentar os custos da energia comercializada no país, em prejuízo aos consumidores de energia.

17. Cabe ressaltar, também, a materialidade dos recursos envolvidos. Embora até o momento



não tenha ainda sido publicado o montante estimado correspondente à demanda a ser contratada, agentes do setor elétrico estimam demanda a ser contratada entre 10 e 30 GW.

18. A EPE cadastrou projetos que somam mais de 120 GW de potência nos leilões previstos para março de 2026. A maioria dos projetos cadastrados são termelétricas, com destaque para 311 projetos a gás natural, além de carvão, óleo e biodiesel (estes últimos totalizam 5,89 GW de potência).

19. Alcançando a demanda máxima projetada pelo mercado e tomando como base a faixa entre o menor e o maior preço-teto estabelecido para as UTEs/UHEs cadastradas (R\$ 1.400.000/MW.ano e R\$ 2.900.000/MW.ano), são contratações cujo valor máximo total variará entre R\$ 42 bilhões por ano e R\$ 87 bilhões por ano (desconsiderados os descontos a serem apresentados pelos agentes ofertantes). Importante ressaltar que antes da alteração os preços-teto, que originalmente variavam entre R\$ 920.000/MW.ano e R\$ 1.600.000/MW.ano, o valor máximo total das contratações estava entre R\$ 27,6 bilhões por ano e R\$ 48 bilhões por ano (também desconsiderados os descontos a serem apresentados pelos agentes ofertantes).

20. Dessa forma, a representação deverá ser conhecida, para fins de comprovar a procedência de possível irregularidade nos atos da pasta ministerial, nos termos do art. 234, § 2º, segunda parte, do RI/TCU, aplicável às representações de acordo com o parágrafo único do art. 237 do mesmo regramento institucional.

EXAME TÉCNICO

21. A presente representação fundamenta-se em basicamente dois possíveis indícios de irregularidade observados no 2º LRCAP: i) a definição dos preços-teto sem a apropriada fundamentação, seguida da consecutiva majoração desses preços-teto (na ordem de 80%), resultando em potenciais contratações a preços superiores aos praticados no mercado; e ii) o estabelecimento de proteção ao gás natural comercializado pelo Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN), criando produtos específicos para empreendimentos conectados ao STGN e estabelecendo restrições que impedem a saída desses agentes do Sistema durante a vigência contratual, o que limita a livre negociação com outros fornecedores e, conseqüentemente, deixa de capturar eventuais reduções de custo nos preços ofertados.

I- Definição dos preços-teto a serem adotados no 2º LRCAP

22. Em 10/2/2026 foram publicados os preços-teto a serem adotados para os leilões do 2º LRCAP, cujas sessões estão previstas para 18/3/2026 (leilão de gás natural, carvão mineral e UHE) e 20/3/2026 (leilão de óleo e biodiesel). Logo em seguida, no dia 13/2/2026, sobrevieram alterações significativas nos preços-teto originalmente definidos.

Tabela 1. Preços-teto publicados para o leilão de gás natural, carvão mineral e UHE.

Preços-teto (R\$/MW.ano) do 2º LRCAP (Leilão 2/2026-Aneel)			
PRODUTOS	Preços-teto (R\$/MW.ano) Ofício 29/2026-SE- MME (10/2/2026)	Preços-teto (R\$/MW.ano) Ofício 35/2026-SE- MME (13/2/2026)	Aumento (%)
Produto I- Potência Termelétrica 2026	1.120.000	2.250.000	100,89
Produto II - Potência Termelétrica 2027	1.120.000	2.250.000	100,89
Produto III -Potência Termelétrica 2028 - novos	1.600.000	2.900.000	81,25
Produto III - Potência Termelétrica 2028 - existentes	1.120.000	2.250.000	100,89
Produto IV - Potência Termelétrica 2029 – novos	1.600.000	2.900.000	81,25
Produto IV - Potência Termelétrica 2029 - existentes	1.120.000	2.250.000	100,89
Produto V - Potência Termelétrica 2030 - novos	1.600.000	2.900.000	81,25
Produto V - Potência Termelétrica 2030 - existentes	1.120.000	2.250.000	100,89
Produto VI - Potência Hidrelétrica 2030	1.400.000	1.400.000	0,00



Preços-teto (R\$/MW.ano) do 2º LRCAP (Leilão 2/2026-Aneel)			
PRODUTOS	Preços-teto (R\$/MW.ano) Ofício 29/2026-SE- MME (10/2/2026)	Preços-teto (R\$/MW.ano) Ofício 35/2026-SE- MME (13/2/2026)	Aumento (%)
Produto VI - Potência Termelétrica 2031 - novos	1.600.000	2.900.000	81,25
Produto VI - Potência Termelétrica 2031 - existentes	1.120.000	2.250.000	100,89
Produto VIII - Potência Hidrelétrica 2031	1.400.000	1.400.000	0,00
Custo Marginal de Referência - CMR	1.600.000	2.900.000	81,25

Nota: Produtos gás natural, carvão mineral e UHE.

Fonte: [Aneel](#)

Tabela 2. Preços-teto publicados para o leilão de óleo e biodiesel.

Preços-teto (R\$/MW.ano) do 2º LRCAP (Leilão 3/2026-Aneel)			
PRODUTO	Preços-teto (R\$/MW.ano) Ofício 29/2026-SE- MME (10/2/2026)	Preços-teto (R\$/MW.ano) Ofício 35/2026-SE- MME (13/2/2026)	Aumento (%)
Produto I - Potência Termelétrica 2026	920.000	1.600.000	73,91
Produto II - Potência Termelétrica 2027	920.000	1.600.000	73,91
Produto III - Potência Termelétrica 2030	990.000	1.750.000	76,77
Custo Marginal de Referência - CMR	990.000	1.750.000	76,77

Nota: Produtos óleo e biodiesel.

Fonte: Elaboração própria com dados da [Aneel](#).

I.1 - O&M fixo

23. Ao analisar a documentação disponibilizada no Processo [REDACTED], classificado como sigiloso, em que pese a AudElétrica apenas tenha tido acesso [REDACTED] (resumos dos parâmetros considerados e abreviados apontamentos sobre a origem dos dados utilizados - peça 5), constatou-se que [REDACTED]

24. Na última versão dos preços-teto, [REDACTED]. Nada obstante, segundo os Parâmetros de Custos de Geração e Transmissão do PDE 2035 (peça 4, p. 4-29), publicado em novembro de 2025, tais custos seriam de R\$ 190/kW.ano para UTEs a gás natural 100% flexíveis.

25. Para as UTEs movidas a carvão nacional, os Parâmetros de Custos de Geração e Transmissão do PDE 2035 indicam que o O&M fixo seria de R\$ 300/kW.ano, enquanto na documentação analisada [REDACTED].

[REDACTED] Situação similar pode ser observada quanto ao O&M fixo das UTEs movidas a óleo combustível e biocombustível, que nos Parâmetros de Custos de Geração e Transmissão do PDE 2035 apresenta valor referencial de R\$ 150/kW.ano e na documentação analisada apresenta valores de [REDACTED]. Já para as UHEs o valor de referência constante nos Parâmetros de Custos de Geração e Transmissão do PDE 2035 [REDACTED]

27. Portanto, tanto a iniciativa [REDACTED] devem ser justificadas. Com relação a esse tema, importante ainda frisar que há risco de custos estarem sendo considerados



em duplicidade, tanto no CVU como no O&M fixo.

I.2 - Investimentos

28. A documentação disponibilizada no Processo [REDACTED], indica ainda que na segunda versão dos preços-teto publicados foram inseridos custos associados a investimentos que na primeira versão haviam sido desconsiderados. Importante frisar que consta na primeira versão, a opção de desconsiderar os custos com investimento decorria do fato de os valores informados pelos agentes que participaram do cadastramento terem sido valores quase nulos, os quais foram ratificados pelos agentes após diligências realizadas pela EPE (peça 5, p. 1-70).

29. Além disso, passou-se a considerar investimentos com valores superiores aos constantes nos Parâmetros de Custos de Geração e Transmissão do PDE 2035. No caso de UTEs existentes, [REDACTED] sem contanto avaliar o perfil dos projetos cadastrados no 2º LRCAP. Em que pese conste na documentação citação a publicações que ressaltam o aumento dos custos associados a equipamentos e operação de termelétricas desde 2021, essa situação já era conhecida quando da publicação dos preços-teto iniciais.

30. A Tabela 3 traz a comparação dos valores previstos de custos de investimentos por tecnologia nos Parâmetros de Custos de Geração e Transmissão do PDE 2035 e os estabelecidos para o 2º LRCAP.

Tabela 3. Comparação dos valores previstos de custos de investimentos.

Tecnologia	Custos de Geração e Transmissão do PDE 2035	Custos estabelecidos para 2º LRCAP (Ofício 29/2026-SE-MME – 10/2/2026)	Custos estabelecidos para 2º LRCAP (Ofício 35/2026-SE-MME – 13/2/2026)
UTE movida a gás natural 100% flexível	R\$ 4.500/kW	[REDACTED]	[REDACTED]
UTE movida a carvão mineral (existente)	R\$ 15.000/kW	[REDACTED]	[REDACTED]
UTE movida a óleo (existente)	R\$ 3.500/kW ⁽¹⁾	[REDACTED]	[REDACTED]
UTE movida a biocombustível (convertida)	R\$ 3.500/kW	[REDACTED]	[REDACTED]
UHE	Entre R\$ 7.000/KW e R\$ 12.000/kW	[REDACTED]	[REDACTED]

Notas: (1) considerado o mesmo valor de investimento das UTEs movidas a biocombustível; [REDACTED]

31. Portanto, mostra-se necessário esclarecimento quanto à iniciativa de reavaliar os investimentos apresentados pelos ofertantes cadastrados, bem como quanto à adoção de parâmetros distintos daqueles previstos no PDE 2035, sem a devida análise do perfil específico dos projetos cadastrados no leilão.

II - Proteção ao gás natural comercializado pelo Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN)

32. Consta na Portaria Normativa MME 118/2025 as seguintes definições:

- que os Produtos de Potência Termelétrica 2026 e 2027 são destinados a geração termelétrica existente a gás natural, conectados ao Sistema de Transporte de Gás Natural – STGN (art. 4º, incisos I e II), além de outras existentes alimentadas por carvão mineral;

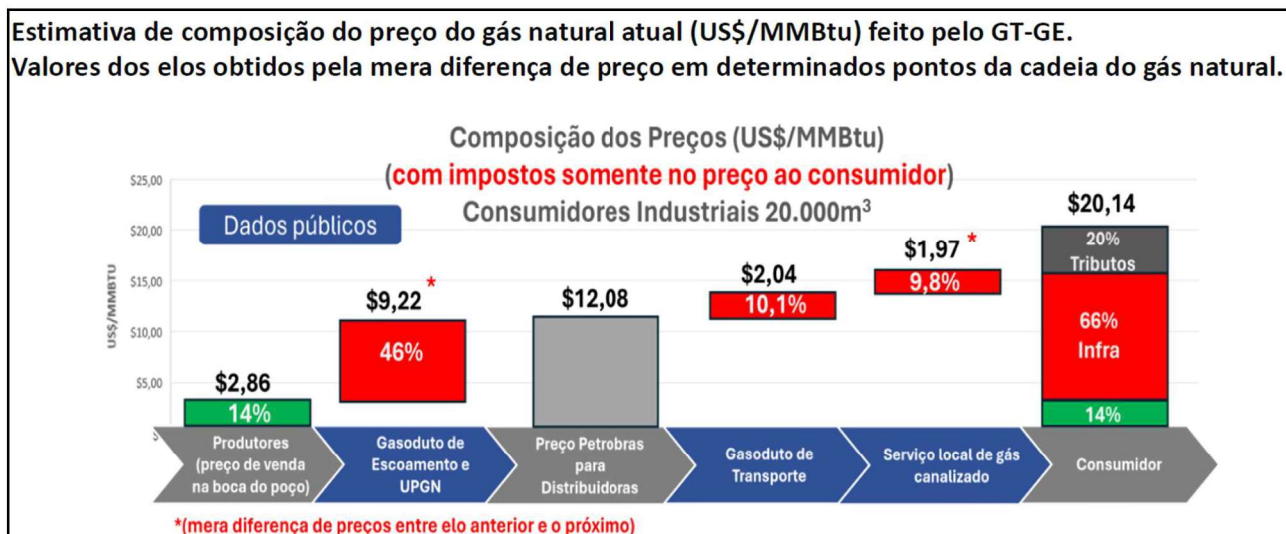
- b) que não serão habilitados os empreendimentos termelétricos a gás natural participantes dos Produtos de que tratam o art. 4º, incisos I e II, que não comprovem conexão existente ao STGN ou não apresentem compromisso firme de contratação de capacidade e conexão futura ao referido sistema, nos termos do art. 13 desta Portaria Normativa (art.10, inciso XVI);
- c) que, para empreendimentos termelétricos (art. 11, *caput*), deverá ser comprovada a disponibilidade de combustível para a operação contínua, contemplando toda a cadeia de fornecimento, sendo que especificamente para os empreendimentos a gás natural cadastrados como conectados ao STGN (incisos I e II, III, IV, V e VII), deverá ser comprovada a capacidade referente ao transporte de gás natural para a operação contínua (art. 11, § 1º e 2º);
- d) que para empreendimentos termelétricos a gás natural deverá ser comprovada a disponibilidade de combustível para a operação contínua, devendo os titulares dos empreendimentos termelétricos conectados ao STGN apresentarem termo de compromisso para contratação do serviço de transporte firme para o suprimento de gás natural, de modo a demonstrar a viabilização da operação do empreendimento na capacidade máxima e de modo contínuo (art. 13, *caput* e § 1º);
- e) que para os empreendimentos termelétricos conectados ao STGN, a assinatura do Contrato de Reserva de Capacidade – CRCAP ficará condicionada a comprovação junto à ANP da contratação firme supracitada pelo período mínimo de sete anos e adicional de cinco anos ou equivalente à duração remanescente do CRCAP (art. 13, § 2º); e
- f) que a não renovação da comprovação da disponibilidade de combustível e do contrato de serviço de transporte firme supracitado, nos prazos e condições estabelecidos, ensejará a rescisão do CRCAP após o término do último ano em que houver sido realizada a comprovação (art. 13, § 5º).

33. Em suma, nota-se que a exigência estabelece que o agente ofertante cadastrado como conectado no STGN assim permaneça ao longo de todo prazo do contrato. Trata-se, portanto, de exigência que afeta diretamente a capacidade de os agentes ofertantes contratarem fornecimento de gás natural mais eficiente, com menores custos, e de, consequentemente, ofertarem preços menores, mais vantajosos aos consumidores, em atenção ao princípio da modicidade tarifária.

34. Essas exigências representam riscos para os consumidores do SIN, uma vez que atualmente os custos praticados pelo STGN aparentemente são superiores aos custos praticados por importadores de Gás Natural, o que indica, em tese, um aumento do custo dessas contratações. O custo superior do gás natural comercializado por meio do STGN decorre de aspectos regulatórios das concessões a cargo dos transportadores e dos preços praticados pela Petrobras para a comercialização da molécula do gás natural. Tal regulação é atribuição da Agência Nacional do Petróleo (ANP).

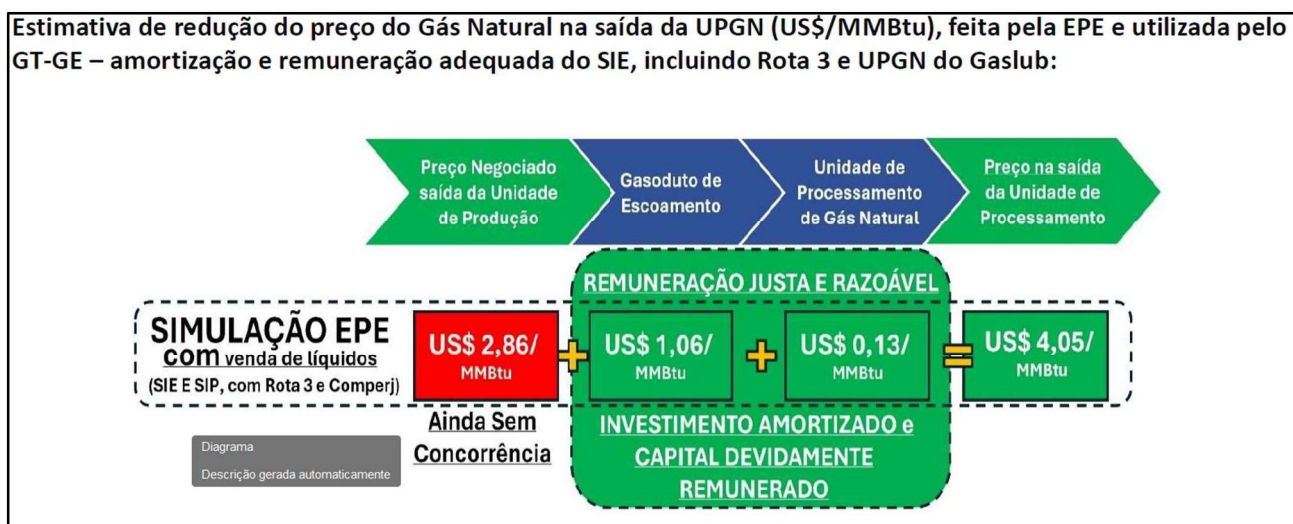
35. Em 5/5/2025, foi [publicada](#) entrevista com o Ministro de Minas e Energia, Alexandre Silveira, na qual se afirma que o gás natural no Brasil está entre os mais caros do mundo. Segundo a matéria, a Petrobras comercializa o insumo entre US\$ 12 e US\$ 15/MMBtu, enquanto no Henry Hub – principal ponto de referência nos Estados Unidos – os preços variam entre US\$ 3,50 e US\$ 5,00/MMBtu. Destaca-se que, com cerca de 80% da oferta nacional, a Petrobras detém poder de mercado apto a influenciar e sustentar preços elevados. A entrevista também aponta que o custo do gás na cabeça do poço seria da ordem de US\$ 2,50/MMBtu, alcançando aproximadamente US\$ 14,50/MMBtu ao consumidor final, em razão, sobretudo, dos custos de escoamento e processamento – concentrados na Petrobras e sem detalhamento público – e do transporte, a cargo da NTS, TAG e TGB, principais empresas do sistema de transporte. Por fim, ressalta-se a necessidade de a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis regulamentar a metodologia tarifária desses sistemas, considerando a infraestrutura já amortizada e depreciada.

Figura 1. Estimativas de preços de comercialização do gás natural



Fonte: apresentação do Ministro de Minas e Energia no Gás Week 2024 (em 18/4/2024).

Figura 2. Estimativas de redução do preço de comercialização do gás natural



Fonte: apresentação do Ministro de Minas e Energia no Gás Week 2024 (em 18/4/2024).

36. Esse cenário corrobora o entendimento de agentes do setor de que a opção de importação direta atrelada à realização de investimentos associados a essa forma de aquisição do produto sejam o caminho para fugir de estrutura concentrada do mercado de gás natural no Brasil. Essa constatação denota que o consumidor brasileiro paga preços elevados para o gás natural, pela existência de poucos agentes ofertantes, mas também em razão de desafios regulatórios associados à base de ativo das concessões do setor. Tal conclusão reforça o entendimento da Comissão de Infraestrutura do Senado acerca da necessidade de debater as Bases Regulatórias dos Ativos do setor (ver nota veiculada na [imprensa](#), em 2/9/2025).

37. Em relação à criação de produtos específicos destinados a empreendimentos conectados ao STGN, não foram identificados, até o momento, elementos suficientes que explicitem a fundamentação. Embora, nos produtos I e II, as UTEs existentes movidas a carvão mineral concorram com as UTEs existentes movidas a gás natural conectadas à malha, a modelagem adotada acaba por segmentar o certame, podendo produzir efeitos similares aos de segmentação competitiva. Considerando a tendência recente de agentes optarem pela importação direta do gás natural como estratégia para redução de custos e aumento da competitividade, a manutenção de produtos exclusivos para usinas conectadas à malha tende a reduzir a pressão concorrencial e a favorecer a contratação

por valores mais elevados, com repercussão tarifária.

38. Em paralelo à criação da referida reserva de mercado, a exigência de que as usinas conectadas ao STGN permaneçam nessa condição durante toda a vigência contratual suscita questionamentos quanto à sua razoabilidade. Os preços ofertados tendem a não refletir a maior eficiência possível, uma vez que a competição ocorre em ambiente restrito. A imposição de permanência reduz a competitividade dos agentes conectados ao STGN, ao impedir que avaliem alternativas de suprimento potencialmente mais econômicas ao longo do contrato. Na prática, a exigência funciona como mecanismo de garantia de demanda para o sistema de transporte de gás natural, independentemente das condições de preço da molécula ou de alternativas mais eficientes de abastecimento, com possíveis reflexos sobre o custo final da contratação.

39. Ademais, não se sustenta a tese de que a exigência de manutenção dos empreendimentos conectados ao STGN teria por finalidade impedir “ganhos indevidos dos agentes ofertantes”. Argumenta-se que tais agentes poderiam ofertar preços mais elevados – em razão dos custos associados à conexão ao sistema de transporte – e, posteriormente, migrar para alternativas de suprimento mais baratas, ampliando suas margens. Contudo, sob a perspectiva do consumidor, o valor a ser pago permanecerá aquele fixado no contrato, independentemente da estratégia de suprimento adotada pelo gerador após a celebração do ajuste. Caso, no curso da execução contratual, os agentes optem por contratar gás fora do STGN – por exemplo, mediante importação direta –, eventual ganho econômico não será automaticamente revertido em benefício tarifário, salvo se houver mecanismo contratual específico de revisão ou reequilíbrio. Assim, o alegado “ganho indevido” não é eliminado pela exigência de permanência na malha, mas apenas redistribuído, podendo inclusive deixar de ser capturado pelo processo competitivo do leilão, sobretudo se a modelagem tiver previamente segmentado os produtos e reduzido a pressão concorrencial.

40. Em síntese, configura-se ambiente no qual empreendedores competem entre si sob um preço-teto mais elevado justamente em razão da exigência de conexão ao STGN. Eventual ganho econômico decorrente de alteração posterior na estratégia de suprimento não necessariamente se refletirá em benefício ao consumidor, salvo se houver previsão contratual expressa de revisão ou reequilíbrio econômico-financeiro. Desse modo, a modelagem adotada pode internalizar custos adicionais na fase licitatória sem assegurar, de forma simétrica, o repasse de eventuais reduções futuras, o que reforça a necessidade de avaliar os impactos concorrenciais e tarifários dessa exigência.

41. Diante das informações colecionadas, a proteção conferida ao STGN por meio das condições impostas aos agentes ofertantes tende a criar uma reserva de mercado para o STGN e, conseqüentemente, para os fornecedores do gás natural. Possível reserva de mercado tende, em última análise, a reduzir a competitividade no setor e a manter os custos de transporte e de comercialização do produto em patamares elevados; e ainda a manter condições de funcionamento do setor que asseguram à demanda contínua do gás natural, mesmo que com preços superiores aos praticados fora do STGN.

42. Importa observar que em 2019, 70% do gás utilizado no país era de origem nacional, 20% do insumo era proveniente do gás importado da Bolívia e 10% era proveniente do GNL importado. Projeção feita pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para 2034 estima que 92% do gás natural seja proveniente de produção nacional, principalmente dos poços de exploração no pré-sal (fonte: [EPE](#)).

43. As condições estabelecidas no 2ºLRCAP podem restringir a livre negociação pelos agentes e comprometer a apresentação de propostas mais competitivas no leilão. Além disso, asseguram a celebração de contratos de longo prazo junto ao STGN, o que pode inibir a esperada redução do preço do gás natural no país, especialmente diante da perspectiva de aumento da produção nacional.

44. As restrições estabelecidas podem implicar impactos econômicos sistêmicos – afetando

a economia nacional ao internalizar elevados custos de energia – e transfere tais encargos aos consumidores, sejam eles residenciais, industriais ou comerciais, que ao final suportam o pagamento dessa conta.

45. O critério estabelecido pelo Ministério de Minas e Energia, até o momento, não apresenta elementos suficientes que evidenciem a fundamentação técnica, suscitando dúvida quanto à aderência ao art. 2º da Lei 9.784/1999, que dispõe que a Administração Pública obedecerá, dentre outros, aos princípios da legalidade, finalidade, motivação, razoabilidade e interesse público, vedada a adoção de medidas desproporcionais ou desacompanhadas de adequada justificativa técnica. Diante desse contexto, mostra-se necessário diligenciar a Pasta para que apresente as devidas razões técnicas e econômicas que embasaram a imposição da referida restrição, de modo a viabilizar o adequado exercício do controle externo.

III – Identificação e avaliação do risco que fundamenta a presente representação

46. A previsão inicial era a realização de um único leilão com produtos em que concorreriam igualmente todas as fontes de energia, tomando como base o menor custo de contratação dessas usinas para o SIN e utilizando o “Fator A” como mecanismo de valoração do custo da inflexibilidade dos agentes ofertantes. Esse fator promoveria o ranqueamento das propostas a partir da comparação dos custos variáveis das fontes ofertadas, considerando-se, de forma simplificada, as horas de funcionamento de cada usina e seu custo horário de operação, para fins de apuração do melhor preço. Nessa sistemática, seriam celebrados contratos anuais para produtos ofertados por usinas novas e existentes, cada qual com início de suprimento em um exercício específico.

47. Com a judicialização da sistemática originalmente definida, o MME optou por não defender juridicamente o certame e revogou as portarias publicadas. Ao final, alterou completamente a sistemática de contratação: os produtos passaram a ser contratados conforme sua fonte de energia, além de o leilão ter sido dividido (posteriormente foi incluso ainda o leilão de armazenamento de baterias, tecnologia nova ainda não testada no SIN).

Tabela 4. Produtos de Potência a serem contratados no âmbito dos leilões do 2º LRCAP.

Início de Suprimento	Produto Gás Natural, Carvão Mineral e Hidrelétrica	Produto Óleo e Biodiesel	Produto Baterias
2026	(I) Geração termelétrica existentes a <u>gás natural</u> ⁽¹⁾ , <u>conectados ao Sistema de Transporte de Gás Natural - STGN</u> , e existentes a <u>carvão mineral</u>	(I) Geração termelétrica existentes a <u>óleo combustível</u> e <u>óleo diesel</u>	
2027	(II) Geração termelétrica existentes a <u>gás natural</u> ⁽¹⁾ , <u>conectados ao Sistema de Transporte de Gás Natural - STGN</u> , e existentes a <u>carvão mineral</u>	(II) Geração termelétrica existentes a <u>óleo combustível</u> e <u>óleo diesel</u>	
2028	(III) Geração termelétrica novos ou existentes a <u>gás natural</u> ⁽¹⁾ e existentes a <u>carvão mineral</u>		Armazenamento
2029	(IV) Geração termelétrica novos ou existentes a <u>gás natural</u> ⁽¹⁾ e existentes a <u>carvão mineral</u>		
2030	(V) Geração termelétrica novos ou existentes a <u>gás natural</u> ⁽¹⁾ e existentes a <u>carvão mineral</u> (VI) Empreendimentos com ampliação de capacidade instalada , mediante a instalação de novas unidades geradoras adicionais em usinas <u>hidrelétricas existentes</u> despachadas centralizadamente	(III) Geração termelétrica existentes a <u>biodiesel</u>	
2031	(VII) Geração termelétrica novos ou existentes a <u>gás natural</u> ⁽¹⁾ e existentes a <u>carvão mineral</u> (VIII) Empreendimentos com ampliação de capacidade instalada , mediante a instalação de novas unidades geradoras adicionais em usinas <u>hidrelétricas existentes</u> despachadas centralizadamente		

Nota: **Equivalência entre biometano e gás natural**, nos termos do Decreto 10.712/2021

Fonte: Portarias Normativas MME 118/2025, 119/2025 e 878/2025.

48. Com a nova sistemática houve aumento do número de projetos cadastrados cuja fonte é o gás natural: passando de 228 (61.635 MW) para 311 (112.870 MW).

Tabela 5. Projetos cadastrados na primeira e na segunda sistemáticas do 2º LRCAP.

Sistemática	Projetos cadastrados	Carvão Mineral	Gás Natural	Ampliação UHE	Óleo	Biocombustíveis
1ª (Leilão único)	327	--	228 (61.635 MW)	12 (5.476 MW)	---	87 (6.962 MW)
2ª (Leilão 1)	330	3 (1.440 MW)	311 (112.870 MW)	16 (6.076 MW)	---	---
2ª (Leilão 2)	38	---	---	---	18 (2.843 MW)	20 (3.047 MW)

Fonte: Informes de cadastramento e habilitação técnica da EPE [LRCAP 2025](#) e [LRCAP 2026](#).

49. Nada obstante, houve redução da potência ofertada nos projetos cadastrados para os exercícios de 2026 e 2027 (Tabela 3). Períodos considerados críticos em face do atraso no cronograma de realização do 2º LRCAP. As disponibilidades dos projetos cadastrados para 2026 totalizavam 9.483 MW e atualmente totalizam 7.026 MW; assim como, para 2027, totalizavam 11.505 MW e atualmente totalizam 9.106 MW.

Tabela 6. Projetos cadastrados na 1ª e na 2ª sistemáticas do 2º LRCAP por exercício (MW).

Sistemática	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1ª fase (Leilão único)	7.419	9.483	11.505	51.610	64.653	68.197	---
2ª fase (Leilão 1)	---	4.564	6.623	107.514	108.601	116.163	116.452
2ª fase (Leilão 2)	---	2.462	2.483	---	---	3.047	---
2ª fase (Total)	---	7.026	9.106	107.514	108.601	119.210	116.452

Fonte: Informes de cadastramento e habilitação técnica da EPE [LRCAP 2025](#) e [LRCAP 2026](#).

50. Não é de conhecimento desta unidade técnica a demanda que será contratada. O MME informou que tal definição ocorrerá em etapa posterior à atual fase do leilão (peça 32 do TC 008.289/2025-5). Importante destacar que a demanda a ser definida pelo MME será prioritariamente contratada pelo leilão de gás natural, carvão mineral e UHE, sendo apenas o remanescente da demanda (aquela que eventualmente não seja contratada no primeiro leilão) contratada por meio do leilão de óleo e biodiesel.

51. A criação de produto específico destinado a usinas a gás natural conectadas à malha, associada à fixação de preços-teto elevados, pode ensejar contratações a valores superiores aos economicamente eficientes, a depender do nível de demanda, além de potencialmente ampliar o risco de coordenação entre agentes previamente cadastrados no certame, com impactos adversos sobre a competitividade e a modicidade tarifária.

52. A conjugação de tais fatos pode ampliar o risco de coordenação estratégica entre os agentes ofertantes e representa um elevado risco aos objetivos da contratação, qual seja, a contratação dos produtos pelo melhor preço. Além disso, a contratação dos produtos a preços elevados pode caracterizar uma ineficiência que se postergará por quinze anos para os empreendimentos novos, dez anos para os empreendimentos existentes e três anos para as termelétricas movidas a óleo combustível. Tal ineficiência potencialmente se arrastaria até 2046, quando ocorrerá o termo final da vigência do Produto 2031 (no caso de empreendimentos novos).

53. A título ilustrativo, quanto à materialidade envolvida – e com as devidas ressalvas quanto ao grau de precisão, diante da ausência de definição da demanda a ser contratada e dos eventuais deságios a serem praticados sobre os preços iniciais fixados –, apresenta-se simulação baseada em distribuição hipotética da demanda potencialmente contratada, associada a estimativa de preço médio de contratação.

54. Considerando-se, para fins de simulação, como preço médio a média aritmética simples entre o menor e o maior preço-teto publicado para cada leilão (gás natural, carvão mineral e UHE; e óleo e biocombustível), bem como a hipótese de alocação de 85% da demanda no primeiro leilão e 15% no segundo, obtém-se um preço médio referencial de contratação estimado em R\$ 2.016.500/kW.ano. Aplicando-se, adicionalmente, deságio médio de 15%, o preço médio projetado para a contratação resultaria em R\$ 1.714.025/MW.ano.

Tabela 7. Estimava de preço médio a partir dos preços-teto definidos.

Leilão	Percentual demanda por leilão	Preço-teto (R\$/MW.ano)	
Gás Natural, Carvão e UHE	85%	Mínimo	Máximo
		1.400.000	2.900.000
		Média simples	2.150.000
Óleo e Biocombustível	15%	Mínimo	Máximo
		920.000	1.600.000
		Média simples	1.260.000
Preço-teto médio global	R\$ 2.016.500/MW.ano	Desconto médio obtido no leilão	15%
Estimativa preço médio praticado no leilão		R\$ 1.714.025/MW.ano	

Fonte: elaboração própria

55. Com base nessa estimativa, ao se aplicar o preço médio estimado a uma distribuição hipotética de demanda (privilegiando a demanda imediata em face do atraso na realização do 2º LRCAP), os dispêndios anuais a serem assumidos pelos consumidores variariam entre R\$ 19 bilhões (para uma demanda de 10 GW) e R\$ 51 bilhões (para uma demanda de 30 GW). Considerando-se prazo médio contratual de dez anos, o montante total envolvido poderia alcançar valores entre R\$ 190 bilhões e R\$ 510 bilhões.

Tabela 8. Simulação hipotética da demanda (entre 10GW e 30GW) para o preço médio estimado (R\$ bilhão).

ANO	2026	2027	2028	2029	2030	2031	TOTAL
Demanda contratada (GW)	4	3	2	1	0,5	0,5	10
Dispêndio anual (R\$ bilhão)	7	5	3	2	1	1	19
Demanda contratada (GW)	4	4	3	2	1,5	0,5	15
Dispêndio anual (R\$ bilhão)	7	7	5	3	3	1	26
Demanda contratada (GW)	4	4	4	4	3	1	20
Dispêndio anual (R\$ bilhão)	7	7	7	7	5	2	34
Demanda contratada (GW)	6	5	4,5	4	3,5	2	25
Dispêndio anual (R\$ bilhão)	10	9	8	7	6	3	43
Demanda contratada (GW)	7	6	5	4	4	4	30
Dispêndio anual (R\$ bilhão)	12	10	9	7	7	7	51

Fonte: elaboração própria

56. São, portanto, montantes expressivos. A título de comparação, em [publicação](#) de julho de 2025, a Aneel estimou que os encargos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) alcançariam cerca de R\$ 49 bilhões em 2025, com impacto médio de 5,76% nas tarifas dos consumidores cativos de baixa tensão nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste; e de 3,85% nas regiões Norte e Nordeste. Nesse contexto, caso se confirme a expectativa de que a demanda alcance valores elevados (na ordem de 30 GW), o efeito estimado da contratação, nos termos da simulação realizada, poderia representar incremento tarifário da ordem de grandeza dos encargos do CDE (aproximadamente 5%). Em cenário de contratação de demanda da ordem de 10 GW, o impacto estimado nas tarifas seria de aproximadamente 2%.



IV – Impactos à competitividade decorrentes da estratificação do leilão por fonte de energia e restrições impostas

57. A alteração da sistemática do leilão foi impulsionada pelo MME em razão da judicialização do leilão que seria realizado em 2025, a qual havia sido maturada por mais de dois anos. A sistemática anterior perseguia o menor preço para potência contratada, privilegiando apenas a flexibilidade das fontes de energia. Isso decorria do objetivo do leilão, que não é a contratação de energia, mas de potência, para assegurar a continuidade do fornecimento de energia em horários específicos (ao anoitecer, principalmente, quando a geração fotovoltaica interrompe sua contribuição para o sistema e há necessidade de o ONS acionar usinas centralizadamente despacháveis para equilibrar o sistema).

58. Para os produtos com início de operação em 2026 e 2027 (Produtos I e II), a sistemática adotada privilegiou usinas termelétricas existentes a gás natural conectadas ao STGN e a carvão mineral, com previsão subsidiária de contratação de usinas a óleo combustível para o atendimento da demanda remanescente. Apesar de as usinas a gás natural, em tese, apresentarem maior eficiência e flexibilidade – o que lhes conferiria vantagem competitiva pelo Fator A –, os preços-teto fixados para gás natural e carvão (R\$ 2.250.000/MW.ano) superam os do leilão de óleo (R\$ 1.600.000/MW.ano), cuja contratação é apenas residual. Tal lógica não se coaduna com o princípio da modicidade tarifária, sobretudo em leilões de potência, nos quais a flexibilidade e o preço deveriam ser determinantes. Ademais, foram estabelecidas regras específicas que restringem a participação às usinas conectadas ao STGN, vedando alternativas como a importação direta de gás e limitando a livre negociação com outros fornecedores, o que pode elevar os preços contratados e reforçar a dependência das condições praticadas nesse sistema.

59. Para os produtos com início entre 2028 e 2031 (III, IV, V e VII), a modelagem passa a admitir competição mais ampla entre usinas novas e existentes a gás natural – conectadas ou não ao STGN – e usinas a carvão, diferenciando-se basicamente quanto ao prazo contratual (quinze anos para novas e dez para existentes) e aos preços-teto (R\$ 2.900.000/MW.ano para as novas e R\$ 2.250.000/MW.ano para as existentes).

60. Ainda assim, o leilão de óleo e biocombustível mantém caráter subsidiário, com preço-teto inferior (R\$ 1.750.000/MW.ano), reproduzindo a lógica anteriormente criticada. Embora, nesse conjunto, a competição seja formalmente mais ampla, é provável que a contratação prévia dos Produtos I e II reduza o número efetivo de ofertantes nos produtos subsequentes, além de influenciar a formação de preços, já que os agentes tendem a balizar suas ofertas pelos patamares mais elevados previamente estabelecidos, o que pode mitigar os ganhos concorrenciais esperados e manter os preços em níveis elevados.

61. Em complemento aos riscos concorrenciais já apontados – notadamente a segmentação por produtos, a restrição de participação em determinados lotes e a fixação de preços-teto em patamares elevados –, importa destacar o risco acrescido de conluio entre licitantes decorrente da própria modelagem do certame. A subdivisão do leilão em produtos específicos, aliada ao cadastramento prévio dos agentes, amplia a previsibilidade quanto ao universo de participantes em cada segmento, criando ambiente propício à coordenação de condutas, seja para a elevação artificial de preços, seja para a definição prévia de vencedores, em prejuízo do caráter competitivo da licitação.

62. Embora o cadastramento prévio constitua instrumento legítimo de habilitação, ele pode, nesse contexto, facilitar a identificação antecipada de concorrentes e a combinação de propostas. Soma-se a isso a eventual fixação de preços-teto acima dos níveis de mercado, circunstância que amplia a margem para acomodação entre ofertantes e potencializa o risco de formação de cartel.

63. Conforme o “Guia de Combate a Cartéis em Licitações” do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), publicado em dezembro/2019 (peça 4, p. 50-52), entre os principais elementos estruturais das compras públicas que podem facilitar a formação e o monitoramento de



cartéis, destacam-se os seguintes:

- a) a homogeneidade dos produtos - quando os produtos ou serviços a serem adquiridos apresentam pouca ou nenhuma diferenciação torna-se mais fácil chegar a um acordo, já que os cartelistas precisarão definir em conjunto apenas uma variável de fácil controle e mensuração, o preço;
- b) as condições do mercado, a estabilidade na demanda e a repetitividade das compras públicas - mudanças significativas nas condições de demanda ou fornecimento tendem a desestabilizar possíveis acordos em curso, enquanto um fluxo constante e previsível de demanda por parte da Administração Pública aumenta o risco de conluio; bem como empresas com contratos vigentes têm maior facilidade para realização de acordos e de possíveis futuras compensações, até mesmo para manutenção dos acordos a longo prazo, uma vez que reduz o custo de monitoramento do cartel e facilita a punição de eventuais desviantes;
- c) a repetição de cláusulas editalícias - traz previsibilidade à interação entre os competidores;
- d) o número restrito de concorrentes – traz maior probabilidade de ocorrência de conluio, uma vez que com menos agentes no mercado, mais fácil é o estabelecimento de um acordo entre eles;
- e) as barreiras à entrada – considerando que as empresas que atuam no mercado estão protegidas da pressão competitiva de potenciais novos entrantes, fator esse que facilita a formação e a manutenção de acordos colusivos, bem como permite aos seus integrantes abusar de seu poder coordenado (os editais são documentos que estabelecem as regras que pautam a interação entre as licitantes – aspectos relacionados a preço, quantidade, qualidade, tecnologia, prazos de execução, duração do contrato, dentre outros – e buscam reproduzir, de maneira *ad hoc*, o ambiente competitivo que, em tese, vigeria no mercado privado, mas tal reprodução, contudo, é imperfeita, uma vez que os editais trazem cláusulas que excluem do certame algumas potenciais competidoras);
- f) a necessidade das contratações – a dificuldade de reagir a elevações significativas de preços, conduz à fixação de preços em patamares elevados, deixando os contratantes à mercê de condições artificialmente fixadas entre os licitantes; e
- g) as frequentes interações entre licitantes - facilita a realização de negociações entre os licitantes, seja porque comumente as mesmas empresas participam de grande parte das licitações daquele mercado ou porque interagem no âmbito de associações e ou eventos do setor, facilitando a definição de uma estratégia comum, bem como o monitoramento e a punição de desvios por integrantes do cartel.

64. Em síntese, o 2º LRCAP reúne vários dos elementos estruturais que, em tese, podem favorecer a formação de cartéis: (i) a segmentação dos produtos do leilão aumentou a homogeneidade dos produtos e reduziu a dispersão competitiva; (ii) a imposição de barreiras de entrada nos Produtos I e II do leilão de gás natural e carvão mineral restringiu o universo de ofertantes; (iii) a vinculação da demanda do segundo leilão à contratação realizada no primeiro leilão concentrou a atratividade e o volume no certame inicial; (iv) a exigência de cadastramento prévio ampliou a previsibilidade quanto aos participantes, facilitando eventuais interações estratégicas; e (v) a fixação de preços-teto elevados criou margem para acomodações entre ofertantes, deixando a contratação sujeita a parâmetros potencialmente afastados de parâmetros de mercado.

65. Todos esses riscos à efetiva competição no certame são diretamente influenciados pelo único parâmetro ainda passível de definição relevante para o resultado do leilão: o montante de demanda a ser contratado. Trata-se de variável com impacto decisivo sobre a dinâmica concorrencial e sobre a própria mitigação dos riscos apontados. Demandas mais restritas tendem a intensificar a disputa entre os ofertantes, enquanto volumes elevados podem reduzir a pressão competitiva, favorecendo comportamentos acomodativos e eventual divisão informal de mercado. Nesse contexto, a combinação entre demanda elevada e preços-teto fixados em patamares altos pode ampliar a probabilidade de contratação por valores próximos ao limite máximo estabelecido. A definição criteriosa desse parâmetro revela-se, portanto, elemento central para o adequado funcionamento do certame e para a preservação da modicidade tarifária.

66. Nesse contexto, mostra-se recomendável que o MME pondere cuidadosamente todos



esses elementos ao definir a demanda a ser contratada no 2º LRCAP – cuja sessão está prevista para março de 2026 –, especialmente em um cenário marcado por incertezas quanto aos custos, recentemente alterados com base em justificativas cuja fundamentação ainda demanda esclarecimentos adicionais, e pela introdução de sistemática inédita no certame (o chamado “fator A”). A adequada calibração da demanda, à luz dessas variáveis, pode contribuir para mitigar riscos concorrenciais e tarifários, favorecer maior eficiência alocativa e permitir ajustes graduais no desenho do mecanismo concorrencial à medida que seus efeitos concretos forem sendo observados.

67. Como desdobramento dessa abordagem prudencial, pode-se considerar, ainda, a possibilidade de eventual redução do volume inicialmente contratado, combinada com a programação de novos leilões em intervalos semestrais ou anuais, até o atendimento integral da necessidade identificada. Estratégia dessa natureza tende a ampliar a competitividade em cada certame, propiciar maior aderência e gradual confirmação dos preços-teto considerados adequados e, adicionalmente, criar oportunidade para avaliar, em ambiente concorrencial real, o desempenho de soluções tecnológicas emergentes – como os sistemas de armazenamento por baterias, ainda pouco testados no âmbito do SIN – que podem vir a se revelar alternativas mais eficientes sob a ótica técnico-econômica.

68. O exame realizado evidencia que, diante dos riscos apontados – notadamente o de contratação sem competição efetiva, com consequentes valores elevados e impactos tarifários por vários anos –, existem diferentes possibilidades de encaminhamento, cada qual com riscos próprios e distintas implicações econômicas e financeiras.

69. Considerando que o leilão já se encontra em curso e que há necessidade concreta de início de suprimento de parte da demanda até meados de 2026, a análise das medidas potencialmente mitigadoras mostra-se essencial para orientar a definição da alternativa mais adequada sob as perspectivas concorrencial, econômica e sistêmica. As principais frentes decisórias concentram-se na definição da demanda a ser contratada, na eventual revisão das cláusulas editalícias citadas na presente representação, na reavaliação dos preços-teto e, em última instância, na manutenção ou no ajuste do cronograma.

70. A calibragem da demanda revela-se instrumento central de mitigação, por influenciar diretamente o grau de competição entre os ofertantes. A definição de volume compatível com o contexto concorrencial pode contribuir para reduzir incentivos à acomodação entre agentes e para melhorar os resultados econômicos da contratação, sem que se desconsidere a real necessidade de demanda para pleno atendimento do SIN.

71. A revisão pontual de cláusulas editalícias – notadamente aquelas que restringem a participação ou impõem condicionantes durante a vigência contratual – também pode ampliar o universo competitivo e pressionar os preços para patamares mais eficientes. Ajustes dessa natureza, se bem delimitados, tendem a produzir ganhos concorrenciais com menor impacto sobre a segurança jurídica e o andamento do certame.

72. A eventual reavaliação dos preços-teto, especialmente diante de alterações recentes e substanciais, constitui medida com potencial relevante de limitar margens excessivas e desestimular condutas colusivas. Contudo, sua adoção deve ponderar os efeitos sobre a previsibilidade regulatória e sobre os agentes que já estruturaram suas propostas.

73. Por fim, a alteração do cronograma, caso considerada necessária para viabilizar ajustes mais amplos no desenho do leilão, demanda avaliação aprofundada quanto aos impactos sobre a segurança energética e sobre as soluções transitórias adotadas para atendimento da ponta. Trata-se de medida com maior potencial de ampliar a competitividade, mas que deve ser sopesada à luz da urgência sistêmica e dos riscos associados à postergação.

74. Em síntese, a combinação equilibrada dessas variáveis – demanda, regras de participação, preços-teto e cronograma – é que permitirá ao MME mitigar os riscos identificados, preservar a



competitividade do certame e buscar a contratação de potência em condições economicamente mais eficientes.

75. Na visão preliminar desta Unidade Especializada, a alternativa que se mostra de menor risco regulatório consiste na adequada calibragem da demanda a ser contratada associada à manutenção do cronograma do leilão e dos preços-teto já definidos, em observância à segurança jurídica – art. 5º, *caput*, da Constituição Federal de 1988 e arts. 23 e 24 da LINDB – e à necessidade imediata de suprimento de potência no SIN. Trata-se da solução que tende a gerar menor instabilidade regulatória e, ao mesmo tempo, ampliar a competitividade do certame, com potencial de melhorar o resultado econômico da contratação.

76. Os riscos e irregularidades apontados nessa Representação devem ser sopesados à luz da iminência da realização do leilão, demandando análise quanto à tempestividade de eventual decisão deste Tribunal e à configuração do perigo da demora. A realização do certame sem o prévio esclarecimento dos indícios apontados pode culminar na celebração de contratos de elevada materialidade, com impactos tarifários relevantes e duradouros, de difícil reversão.

77. Por outro lado, há que se considerar o perigo da demora reverso, pois o leilão destina-se a suprir necessidade concreta de potência no curto prazo e já acumula atraso significativo. Nova postergação pode ampliar riscos à segurança do SIN, impondo a necessária ponderação entre a mitigação de riscos concorrenciais e a preservação da confiabilidade do suprimento energético.

78. Dessa forma, entende-se pertinente diligenciar o Ministério de Minas e Energia (MME) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para que apresentem avaliação específica acerca de:

- a) necessidade e viabilidade de adoção de medidas mitigadoras em relação aos riscos identificados, quais sejam, preço-teto elevado, cláusulas editalícias que restringem a competição e, notadamente, quanto à eventual definição da demanda a ser contratada no 2º LRCAP;
- b) riscos decorrentes de possível atraso no cronograma vigente do LRCAP 2026, com indicação de medidas mitigadoras aptas a preservar o equilíbrio do sistema e assegurar a continuidade no fornecimento de energia elétrica, bem como a correspondente análise dos riscos remanescentes na hipótese de sua implementação; e
- c) dados objetivos acerca da demanda mínima necessária para os exercícios de 2026, 2027 e 2028, bem como a programação de contratação da demanda nos leilões com sessões previstas para 18 e 20 de março de 2026 (LRCAP gás natural, carvão mineral e hidrelétricas; e LRCAP óleo e biocombustível).

CONCLUSÃO

79. Trata-se de representação, formulada por esta Unidade de Auditoria Especializada em Energia Elétrica e Nuclear, face a possíveis irregularidades relacionadas à definição dos preços-teto e à inclusão de cláusulas possivelmente anticompetitivas no âmbito do 2º Leilão de Reserva de Capacidade de Energia Elétrica na forma de Potência (2º LRCAP). A representação deve ser conhecida por preencher os requisitos previstos nos arts. 235 e 237, VI, do Regimento Interno/TCU e no art. 103, § 1º, da Resolução – TCU 259/2014.

80. A contratação de reserva de capacidade encontra fundamento no art. 3º-A da Lei 10.848/2004 e deve observar os princípios da segurança do suprimento, modicidade tarifária, eficiência administrativa, competitividade, motivação técnica e segurança jurídica.

81. O exame realizado evidencia que os riscos identificados – notadamente a segmentação dos produtos do referido Leilão, a imposição de restrições específicas a determinados ofertantes e a elevação expressiva dos preços-teto – podem comprometer a efetiva competição no leilão e resultar,



em tese, em contratações a valores elevados, com impactos tarifários relevantes e de longa duração para os consumidores de energia elétrica, contrariando o princípio da modicidade tarifária, previsto no art. 6º, §1º, da Lei 8.987/1995, bem como o princípio da eficiência na prestação de serviços público, insculpido no art. 37, *caput*, da Constituição Federal de 1988.

82. A conjugação desses fatores, em especial em um contexto de adoção de sistemática inédita (com introdução de novos parâmetros de valoração) e de parâmetros recentemente alterados, impõe a necessidade de que as decisões adotadas pelo Ministério de Minas e Energia estejam amparadas em fundamentação técnica robusta, transparente, em respeito ao dever de adequada motivação dos atos administrativos por agentes públicos, nos termos do art. 2º da Lei 9.784/1999.

83. A contratação em exame envolve materialidade expressiva, com estimativas de dispêndios anuais que podem variar entre aproximadamente R\$ 19 bilhões e R\$ 51 bilhões – o que representa montantes acumulados da ordem de R\$ 190 bilhões a R\$ 510 bilhões ao longo de um horizonte contratual de dez anos. Trata-se de valores capazes de produzir impacto tarifário relevante, estimado pelo mercado em cerca de 5% nas contas de energia elétrica dos consumidores, a depender do montante de demanda a ser contratado, ainda não oficialmente divulgado.

84. Os riscos identificados devem ser sopesados à luz da iminência da realização do leilão, exigindo análise quanto à tempestividade de eventual decisão deste Tribunal e à configuração do perigo da demora. A realização do certame sem o prévio esclarecimento dos pontos controvertidos pode culminar na celebração de contratos a valores elevados, acima do que seria considerado eficiente.

85. Por outro lado, há que se considerar o risco inverso, uma vez que o certame busca atender necessidade concreta de potência no curto prazo, relacionada à confiabilidade do Sistema Interligado Nacional. Eventual postergação pode produzir efeitos indesejáveis sobre a segurança do suprimento, circunstância que demanda ponderação equilibrada entre a mitigação de riscos concorrenciais e tarifários e a preservação da estabilidade operativa do sistema elétrico.

86. A adoção de medidas mitigadoras mostra-se fator relevante para a continuidade do certame em bases mais competitivas e eficientes. Entre as alternativas examinadas, destaca-se como menos disruptiva – e potencialmente apta a aprimorar o resultado da contratação – a preservação do cronograma do leilão e dos preços-teto já estabelecidos, acompanhada da revisão de exigências que possam restringir indevidamente a competição, como a obrigação de manutenção das usinas conectadas ao STGN durante toda a vigência contratual, bem como da avaliação fundamentada do montante de demanda a ser contratado, à luz dos riscos identificados.

87. Nesse contexto, revela-se recomendável que Ministério de Minas e Energia avalie, de forma motivada e tecnicamente fundamentada, em conformidade com o art. 2º da Lei 9.784/1999, as decisões relativas à definição da demanda a ser contratada, à calibragem dos preços-teto e às restrições impostas aos ofertantes, considerando os riscos estruturais identificados e as possíveis medidas aptas a mitigá-los, inclusive no que se refere ao desenho temporal das contratações.

88. É recomendável que o MME e o Operador Nacional do Sistema Elétrico se manifestem sobre os riscos decorrentes de eventual atraso no cronograma vigente, indicando as medidas mitigadoras capazes de equilibrar o sistema e assegurar a continuidade do fornecimento de energia aos consumidores, bem como os riscos remanescentes caso tais medidas sejam adotadas.

89. Diante da elevada materialidade envolvida e do horizonte contratual potencialmente extenso, a atuação tempestiva deste Tribunal assume caráter preventivo, voltado a evitar a consolidação de ineficiências estruturais cujos efeitos poderiam repercutir de forma significativa e prolongada sobre as tarifas de energia elétrica.

PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

90. Ante o exposto, submetem-se os autos à consideração superior, propondo:

90.1. conhecer da presente representação, satisfeitos os requisitos de admissibilidade previstos nos arts. 235 e 237, inciso VII, do Regimento Interno do TCU c/c o art. 103, § 1º, da Resolução - TCU 259/2014;

90.2. realizar diligência, com fundamento no art. 157 do RI/TCU, em caráter de urgência, ao Ministério de Minas e Energia, para que, no prazo de **5 (cinco) dias** apresente manifestação acerca dos fatos apontados nesta representação e encaminhe a documentação pertinente às justificativas e motivações técnicas que embasaram as decisões relativas à:

90.2.1. fixação de preços-teto para os produtos do leilão sem adequada fundamentação técnica, especialmente diante do incremento aproximado de 80% entre os valores constantes dos Ofícios 29/2026/SE-ME e 35/2026/SE-ME, de 10 e 13 de fevereiro de 2026, com a alocação de [REDACTED] sem avaliação do perfil dos empreendimentos cadastrados;

90.2.2. exigência de permanência das UTEs conectadas ao Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN) nesse sistema durante toda a vigência contratual, considerando que as condições impostas no 2º LRCAP podem, em tese, configurar reserva de mercado, com potencial de reduzir a competitividade setorial, manter elevados os custos de transporte e comercialização e assegurar demanda contínua a determinados agentes, ainda que a preços superiores aos praticados fora do STGN;

90.3. realizar diligência, com fundamento no art. 157 do RI/TCU, em caráter de urgência, ao Ministério de Minas e Energia e ao Operador Nacional do Sistema Elétrico, para que, no prazo de **5 (cinco) dias**, apresentem avaliação específica acerca de:

90.3.1. necessidade e viabilidade de adoção de medidas mitigadoras em relação aos riscos identificados, notadamente quanto à eventual definição da demanda a ser contratada no 2º LRCAP;

90.3.2. riscos decorrentes de possível atraso no cronograma vigente do LRCAP 2026, com indicação de medidas mitigadoras aptas a preservar o equilíbrio do sistema e assegurar a continuidade no fornecimento de energia elétrica, bem como a correspondente análise dos riscos remanescentes na hipótese de sua implementação; e

90.3.3. dados objetivos acerca da demanda mínima necessária para os exercícios de 2026, 2027 e 2028, bem como à programação de contratação da demanda nos leilões com sessões previstas para 18 e 20 de março de 2026 (LRCAP gás natural, carvão mineral e hidrelétricas; e LRCAP óleo e biocombustível).

AudElétrica/D3, em 3/3/2026.

(Assinado eletronicamente)

Chrystian Guimarães Vaz de Campos

AUFC – Mat. 8.671-1