

GRUPO II – CLASSE V – Plenário

TC 008.289/2025-5

[Apenso: TC 012.595/2026-8, TC 006.423/2026-4, TC 011.529/2026-1, TC 016.971/2025-6, TC 006.981/2025-9 e TC 007.429/2026-6]

Natureza: Acompanhamento

Unidades: Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Ministério de Minas e Energia (MME) e Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Interessado: Tribunal de Contas da União

SUMÁRIO: ACOMPANHAMENTO. 2º LEILÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE DE ENERGIA NA FORMA DE POTÊNCIA. DÚVIDAS SOBRE A FORMAÇÃO DO PREÇO-TETO. BAIXA COMPETITIVIDADE DO CERTAME, COM PEQUENO DESÁGIO. NECESSIDADE DE APROFUNDAMENTO DA ANÁLISE DAS QUESTÕES SUSCITADAS. INEXISTÊNCIA DE ELEMENTOS SUFICIENTES PARA JUSTIFICAR A PARALISAÇÃO DOS PROCEDIMENTOS. ORIENTAÇÃO PARA QUE A UNIDADE TÉCNICA DÊ PROSSEGUIMENTO AO EXAME DA MATÉRIA.

## RELATÓRIO

Trata-se de acompanhamento do 2º Leilão de Reserva de Capacidade de Energia Elétrica na forma de Potência (LRCAP 2026), conduzido pelo Ministério de Minas e Energia (MME) com o objetivo de assegurar a continuidade e segurança do fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional.

2. O certame foi estruturado sob a premissa de contratação de usinas flexíveis e despacháveis, na maior parte termelétricas a gás natural, capazes de operar em horários de pico ou quando há queda abrupta de fontes renováveis.
3. Análises pretéritas realizadas pelo Tribunal apontaram para a existência de falhas significativas na modelagem do LRCAP 2026, na fixação de seus preços-teto e na definição dos volumes de potência a ser licitados, resultando em custos excessivos aos consumidores.
4. Com vistas a suprir lacunas ainda existentes sobre as premissas adotadas pelo MME e colher subsídios das demais entidades envolvidas no planejamento do setor elétrico, o Acórdão 925/2026-Plenário autorizou a Unidade de Auditoria Especializada em Energia Elétrica e Nuclear (AudElétrica) a realizar inspeção nas instituições relacionadas.
5. Reproduzo, a seguir, com ajustes de forma, o relatório de fiscalização elaborado pela AudElétrica:

*“Cuidam os autos de fiscalização na modalidade inspeção, autorizada pelo Acórdão 925/2026-Plenário, de relatoria do Ministro Jorge Oliveira, realizada no âmbito do Acompanhamento (ACOM), na modalidade operacional, das ações relacionadas ao 2º Leilão de Reserva de Capacidade de energia elétrica na forma de potência (LRCAP 2026), autorizado no Acórdão 968/2025-Plenário, também de relatoria do Ministro Jorge Oliveira.*

*2. Embora a presente fiscalização alcance ambos os certames realizados no âmbito do LRCAP 2026 (Leilões Aneel 2 e 3/2026), as análises desenvolvidas concentraram-se predominantemente no*

*Leilão Aneel 2/2026. Essa delimitação decorre, em especial, da elevada materialidade econômica associada aos produtos termelétricos contratados, dos riscos econômicos e concorrenciais identificados na modelagem adotada e dos resultados observados no certame, notadamente quanto aos níveis de deságio e aos prazos de vigência contratual dos produtos licitados.*

#### **HISTÓRICO**

*3. O 1º LRCAP do Setor Elétrico Brasileiro foi realizado em 2021, após a Consulta Pública (CP) 108/2021, nos termos da Portaria Normativa MME 20/2021, que estabeleceu as diretrizes do leilão para contratação de potência elétrica e energia associada, além de definir a respectiva sistemática.*

*4. O 2º LRCAP foi inicialmente planejado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) para ocorrer em novembro de 2023, conforme cronograma estabelecido em 2022. Entretanto, esse planejamento não se concretizou. Ao longo de 2023 e 2024, sucederam-se estudos técnicos da EPE, consultas públicas e portarias que redefiniram as diretrizes e a sistemática do certame.*

*5. 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, a exemplo do Mandado de Segurança 31.107/DF, e de controvérsias relacionadas ao modelo adotado, o MME revogou as portarias então vigentes e cancelou o certame, solicitando ao ONS avaliação dos impactos ao Sistema Interligado Nacional. Nesse interregno, por meio do Acórdão 968/2025-Plenário, o TCU passou a acompanhar o tema no âmbito deste TC 008.289/2025-5.*

*6. Em agosto de 2025, o MME retomou o processo de contratação, agora com nova modelagem, estruturada em dois leilões: o primeiro, destinado a empreendimentos a gás natural, carvão mineral e usinas hidrelétricas, abrangendo a janela de suprimento de 2026 a 2030; e o segundo destinado a usinas existentes a óleo combustível e biocombustíveis. Após novas consultas públicas, foram publicadas, em outubro de 2025, as Portarias Normativas MME 118 e 119/2025, que estabeleceram diretrizes e cronograma, com sessões previstas para 18 e 20 de março de 2026.*

*7. Em janeiro de 2026, o MME solicitou à EPE a elaboração de nota técnica contendo o Custo Marginal de Referência, que subsidiaria a definição dos preços-teto do certame. Em 10/2/2026, a Aneel aprovou os editais do primeiro certame com preços-teto variando entre R\$ 1,2 milhão/MW.ano e R\$ 1,6 milhão/MW.ano.*

*8. Todavia, em 13/2/2026, após repercussão negativa quanto aos valores inicialmente definidos, foram publicados novos preços-teto com aumentos expressivos em alguns produtos – de até 100% – elevando os patamares para até R\$ 2,9 milhões/MW.ano no leilão de gás natural e carvão mineral, e para até R\$ 1,75 milhão/MW.ano no leilão de óleo e biocombustíveis. Os produtos hidrelétricos não tiveram seus preços-teto aumentados.*

*9. A ausência, naquele momento, de fundamentação técnica suficiente para justificar os novos preços-teto, somada à elevada materialidade envolvida e à proximidade das sessões do leilão, levou esta Unidade Especializada a autuar a representação TC 004.937/2026-0, com o objetivo de apurar os fatos e avaliar eventual adoção de medidas cabíveis.*

*10. Em 5/3/2026, o Ministro Relator da representação, Jorge Oliveira, acolheu proposta desta Unidade de Auditoria Especializada e determinou diligências, em caráter de urgência, ao MME e ao ONS. Mesmo após o recebimento das respostas, alguns fatores impediram avaliação mais pormenorizada naquele momento: o exíguo prazo para realização de exames adicionais sem comprometimento do cronograma do leilão; o alerta do ONS de que eventual prorrogação do LRCAP 2026 poderia ampliar substancialmente os riscos ao atendimento da demanda nos anos subsequentes; e a ausência de informações da demanda prevista para contratação.*

*11. Diante desse contexto, esta Unidade entendeu que as justificativas apresentadas para a elevação dos preços-teto careciam de maior robustez técnica. Identificou-se, ainda, o risco de realização de contratações em patamares de preços elevados, especialmente em um cenário de baixa competitividade. Ademais, observou-se que a modelagem adotada, ao segmentar os produtos*

em nichos específicos, poderia limitar a concorrência entre os participantes e, conseqüentemente, reduzir a pressão competitiva do certame.

12. Apesar dos riscos identificados, esta Unidade Especializada entendeu, naquele momento, não ser conveniente a adoção de medida imediata antes da realização do leilão, tendo em vista que eventual adiamento do certame poderia comprometer o atendimento da necessidade de potência do Sistema Interligado Nacional (SIN). Em 17/3/2026, o Ministro Relator proferiu despacho alinhado a esse entendimento.

13. Após a realização da primeira sessão do leilão, correspondente ao Leilão Aneel 2/2026, em 18/3/2026, os resultados observados passaram a apresentar significativa aderência aos riscos previamente apontados por esta Unidade Especializada. Naquela sessão, foram contratados 18,98 GW de potência, com deságios da ordem de 2,5% (mediana), resultado que indica a possível materialização do cenário anteriormente destacado pela AudElétrica. Diante desse quadro, o Subprocurador-Geral Lucas Rocha Furtado, do MPTCU, subscreveu a representação TC 006.423/2026-4, que resultou na proposta de realização da presente inspeção, posteriormente acolhida pelo Ministro Jorge Oliveira por meio do Acórdão 925/2026-Plenário. Em seguida, ocorreu a segunda sessão do leilão, correspondente ao Leilão Aneel 3/2026, voltada a usinas existentes a óleo combustível e biocombustível, na qual se observaram deságios da ordem de 45,5% (mediana).

14. Na sequência, foi elaborada a primeira instrução da AudElétrica no âmbito da inspeção, constante da peça 111, na qual se propôs, entre outras medidas, a adoção de cautelar para suspender a adjudicação e a homologação parcial do Leilão Aneel 2/2026, exclusivamente quanto aos produtos termelétricos 2026, 2027, 2028, 2029 e 2031. A proposta fundamentou-se no risco de contratação potencialmente desvantajosa e de longa duração, com possíveis repercussões expressivas para os consumidores e para a racionalidade econômica da expansão de potência no sistema elétrico nacional.

15. Em seguida, embora tenha registrado não haver óbice à expedição da medida cautelar proposta, o Ministro Relator considerou pertinente promover a oitiva da Aneel acerca do prosseguimento do certame (peça 119, p. 5). Na oportunidade, destacou que a atuação da autarquia não deveria se limitar à prática formal de homologação do resultado do certame, mas contemplar o exame efetivo das questões relevantes suscitadas pela Unidade Técnica.

16. Não obstante, após o recebimento de ofício deste Tribunal comunicando a realização da oitiva, a Aneel realizou reunião extraordinária para apreciar a matéria e deliberou pela homologação do Produto 2026 do Leilão Aneel 2/2026 (peças 124-126). Ressalte-se, por oportuno, que a autarquia informou esta Corte sobre a reunião extraordinária com antecedência (peça 125), em cumprimento a comando exarado no despacho do Ministro Relator (peça 119, p. 5).

17. Ato contínuo, em 1/6/2026, foi juntado aos autos (peças 143-144) pelo Subprocurador-Geral Lucas Rocha Furtado, manifestação da empresa Eneva acerca do LRCAP 2026; assim como a resposta da Aneel à oitiva impulsionada pelo Ministro Relator (peças 145-146).

18. Em 3/6/2026 foi juntado aos autos (peças 147-148) manifestação da Petrobras acerca do Leilão. Na mesma data, o Subprocurador-Geral Lucas Rocha Furtado acostou novos esclarecimentos a respeito dos encaminhamentos anteriormente propostos pelo **parquet** em relação ao Leilão (peça 149).

19. Por fim, em reunião do circuito deliberativo da Aneel realizada em 9/6/2026, registra-se que a Agência decidiu no sentido de autorizar a homologação e a adjudicação dos demais produtos dos Leilões Aneel 2 e 3/2026, cuja concretização está prevista, conforme edital, para ocorrer em 11/6/2026.

## EXAME TÉCNICO

### I. Do objeto da fiscalização e da ponderação do interesse público setorial

20. A presente fiscalização tem por objeto avaliar a aderência econômica, concorrencial e regulatória da modelagem adotada no âmbito do LRCAP 2026, especialmente quanto aos produtos termelétricos contratados no Leilão Aneel 2/2026.

21. As análises desenvolvidas pela Unidade Especializada não se destinam à revisão abstrata da necessidade sistêmica de expansão da oferta de potência do Sistema Interligado Nacional (SIN), tampouco à substituição discricionária das competências institucionais atribuídas ao Ministério de Minas e Energia (MME), à Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) ou à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

22. A atuação do controle externo no caso concreto volta-se à verificação da aderência da contratação aos princípios da modicidade tarifária, da economicidade, da eficiência regulatória e da integridade concorrencial dos mecanismos de expansão do setor elétrico brasileiro.

23. Abrange, igualmente, a análise da conformidade dos atos praticados pelos gestores e suas aderências com os princípios que regem a Administração Pública, previstos no **caput** do art. 37 da Constituição Federal, em especial os da legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade, eficiência e motivação, avaliando-se se as decisões adotadas foram adequadamente fundamentadas, amparadas em elementos técnicos consistentes e compatíveis com o interesse público.

24. Nesse contexto, a adequada ponderação do interesse público setorial exige a consideração simultânea dos riscos associados à continuidade da expansão da oferta de potência do SIN e dos potenciais impactos tarifários e sistêmicos decorrentes da consolidação integral das contratações examinadas. Exige, igualmente, que as decisões administrativas relacionadas ao certame estejam suficientemente motivadas, em observância ao disposto nos arts. 2º e 50 da Lei 9.784/1999, e demonstrem, de forma transparente, a avaliação dos custos, benefícios, riscos e alternativas disponíveis, em observância aos princípios da boa administração e da **accountability** pública.

II. Da evolução da modelagem econômica do certame, da flexibilização dos parâmetros regulatórios e dos impactos concorrenciais associados à contratação

II.1. Modelagem econômica

25. As análises desenvolvidas ao longo da fiscalização indicam que o Leilão Aneel 2/2026 sofreu alterações substanciais em sua modelagem econômica e concorrencial durante o processo de estruturação da contratação. Tais alterações modificaram pressupostos originalmente concebidos para o certame e há indicativos de que produziram impactos relevantes sobre a dinâmica competitiva observada na sessão do leilão.

26. Conforme registrado nas representações e instruções produzidas pela Unidade Técnica, a modelagem originalmente concebida para o LRCAP 2026 sofreu sucessivas alterações capazes de reduzir a rivalidade econômica esperada entre os agentes participantes, especialmente em razão da mitigação da competição cruzada entre empreendimentos termelétricos.

27. O histórico regulatório do LRCAP 2026 demonstra que a contratação inicialmente concebida pelo MME possuía racionalidade econômica distinta daquela efetivamente observada no modelo final implementado após as reformulações promovidas ao longo de 2025 e 2026.

28. Em sua concepção inicial, o certame previa a realização de leilão integrado, com ampla competição entre diferentes tecnologias e produtos de potência, conforme estabelecido na Portaria GM/MME 96/2024 (peça 8). Posteriormente, essa modelagem foi revogada e substituída por arranjo regulatório baseado na segmentação dos produtos e na divisão da contratação em dois leilões distintos, nos termos das Portarias Normativas MME 118 e 119/2025 (peça 158).

II.1.1 Motivações para a realização das alterações e resultados das alterações na modelagem

29. A modelagem originalmente prevista, cuja sessão deveria ocorrer em 27/6/2025, favorecia um ambiente concorrencial mais amplo, ao permitir a disputa entre diferentes tecnologias, perfis operacionais e agentes econômicos em uma mesma dinâmica competitiva, conforme Portaria GM/MME 96/2024 (peça 8, pp. 77-87).

30. Após a judicialização do leilão (peça 10), a pasta ministerial optou por revogar as diretrizes que haviam sido publicadas ao final de 2024. A Nota Técnica 41/2025/DPOG/SNTEP (peça 12, pp. 35-45) registrou que, na avaliação da pasta ministerial, o cumprimento das decisões judiciais inviabilizaria, na prática, a continuidade do LRCAP ainda em 2025, tal como concebido, retirando fundamentos técnicos considerados relevantes e gerando incertezas capazes de afetar a previsibilidade e a estabilidade do certame. Tratava-se, no entanto, de um leilão que estava originalmente programado para ocorrer em 2023 e cujos parâmetros vinham sendo discutidos, em profundidade, desde 2021.

‘6.3. O cumprimento dessas decisões inviabiliza, na prática, a continuidade do LRCAP, de 2025, tal como concebido, retirando seus principais fundamentos técnicos e gerando incertezas que impactam negativamente a previsibilidade e a estabilidade do certame. Esse ambiente de insegurança compromete a execução do processo licitatório.

6.4. Diante desse contexto, avalia-se que a revogação das Portarias MME 96, de 2024 e 100, de 2025, pode ser considerada como uma alternativa a ser analisada pela alta gestão deste Ministério, com o objetivo de mitigar riscos jurídicos adicionais e resguardar o interesse público.’

31. A revogação das diretrizes pelo MME ocorreu em 4/4/2025 (peça 12, p. 46). Na sequência, o Ministério promoveu reestruturação substancial da modelagem da contratação, mediante segmentação dos produtos licitados e divisão da contratação em dois leilões distintos, nos termos das Portarias Normativas MME 118 e 119/2025 (peça 158). A nova modelagem passou a dividir os produtos entre diferentes fontes e a criar nichos específicos para determinadas configurações tecnológicas, como os produtos destinados exclusivamente a usinas conectadas ao Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN).

32. Como resultado, os ambientes concorrenciais associados aos produtos termelétricos tornaram-se mais restritos, reduzindo-se a possibilidade de competição cruzada entre diferentes tecnologias e entre empreendimentos com distintas características operacionais, locacionais e econômicas. Essa redução da pressão competitiva mostrou-se particularmente relevante nos produtos destinados às usinas conectadas ao STGN, nos quais o universo de potenciais ofertantes era naturalmente mais limitado.

33. Em consequência, ampliou-se o risco de contratação em condições menos vantajosas para os consumidores. A Tabela 1, a seguir, esquematiza os potenciais efeitos das alterações na modelagem do certame.

Tabela 1 – Comparação entre a modelagem originalmente concebida para o LRCAP e a modelagem efetivamente implementada no Leilão Aneel 2/2026.

<b>Elemento</b>	<b>Modelagem originalmente concebida</b>	<b>Modelagem efetivamente implementada</b>	<b>Potencial efeito concorrencial</b>
Estrutura da contratação	Leilão integrado	Divisão em dois leilões distintos	Fragmentação concorrencial
Ambientes de disputa	Competição mais ampla entre tecnologias e agentes	Segmentação dos produtos	Redução da competição cruzada
Participação de agentes	Maior heterogeneidade concorrencial	Nichos concorrenciais mais restritos	Menor pressão competitiva
Produtos termelétricos	Produtos relativamente mais agregados	Segmentação por tecnologia, condição operacional e conexão ao STGN	Isolamento econômico de determinados produtos
Pressão competitiva esperada	Rivalidade econômica mais ampla	Disputa concentrada em grupos específicos	Aproximação aos preços-teto
Dinâmica regulatória	Estrutura inicialmente mais estável	Sucessivas alterações e flexibilizações	Aumento da previsibilidade econômica da contratação

Fonte: Elaboração própria.

34. Conforme apontado por esta Unidade Técnica nas representações e instruções elaboradas antes mesmo da realização do certame, especialmente nos TCs 004.937/2026-0 e 006.423/2026-4, a mudança da modelagem do certame produziu progressiva redução da pressão competitiva da contratação, especialmente nos produtos associados ao Sistema de Transporte de Gás Natural – STGN (peça 111, item II do Exame Técnico).

## II.2. Preços-teto

### II.2.1 Reajuste dos preços-teto

35. Paralelamente à segmentação dos produtos licitados, verificou-se também progressiva flexibilização dos parâmetros econômicos originalmente concebidos para a contratação (peça 111, item II do Exame Técnico). Em janeiro de 2026, o MME solicitou à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) a elaboração da Nota Técnica do Custo Marginal de Referência (CMR) que subsidiaria a definição dos preços-teto do certame. Em sequência, em 10/2/2026, a Aneel aprovou os editais do leilão com os preços-teto dos produtos termelétricos do Leilão Aneel 2/2026 variando entre R\$ 1,12 milhão/MW.ano e R\$ 1,6 milhão/MW.ano.

36. Todavia, apenas três dias após a divulgação dos preços originalmente aprovados, foram publicados novos preços-teto. A nova publicação elevou substancialmente os preços máximos admitidos no certame, em percentuais que chegaram a 100%, alcançando patamares próximos de R\$ 2,9 milhões/MW.ano para empreendimentos novos a gás natural (Tabelas 2 e 3, a seguir). A magnitude e a proximidade temporal dessas alterações assumem especial relevância econômica e concorrencial no contexto da presente fiscalização.

Tabela 2 – Preços-teto publicados para o leilão de gás natural, carvão mineral e UHE, em 10/2 e 13/2.

Preços-teto (R\$/MW.ano) do 2º LRCAP (Leilão Aneel 2/2026)			
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
<b>Produto VI - Potência Hidrelétrica 2030</b>	<b>1.400.000</b>	<b>1.400.000</b>	<b>0,00</b>
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
<b>Produto VIII - Potência Hidrelétrica 2031</b>	<b>1.400.000</b>	<b>1.400.000</b>	<b>0,00</b>
Custo Marginal de Referência - CMR	1.600.000	2.900.000	81,25

Fonte: Elaboração própria com dados da Aneel.

Tabela 3 – Preços-teto publicados para o leilão de óleo e biodiesel, em 10/2 e 13/2.

Preços-teto (R\$/MW.ano) do 2º LRCAP (Leilão Aneel 3/2026)			
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

Fonte: Elaboração própria com dados da Aneel.

### III.2.2 Motivações para as alterações dos preços-teto

37. As justificativas apresentadas para os aumentos promovidos nos preços-teto não evidenciaram robustez técnica proporcional à magnitude das alterações implementadas. A Nota Informativa 8/2026/DPOG/SNTEP (TC 004.937/2026-0, peça 22, p. 2), apresentada à equipe de fiscalização para esclarecer os aumentos, registrou que as propostas iniciais elaboradas pela EPE refletiam as melhores informações disponíveis à época e que, após a divulgação dos preços-teto, a EPE havia recebido novas informações e contribuições técnicas dos agentes, indicando discrepâncias em relação aos dados de cadastramento, o que teria levado à revisão dos valores.

38. A Nota Informativa 8/2026/DPOG/SNTEP (TC 004.937/2026-0, peça 22, p. 2) também registrou que a revisão dos preços-teto não decorria de inconsistência ou equívoco nos cálculos, mas da necessidade de incorporar percepção de risco e condições econômicas de mercado, de modo a evitar subdimensionamento do preço de reserva e preservar a atratividade do leilão. Em síntese, a justificativa apresentada associou o aumento dos custos ao aquecimento global do setor de geração termelétrica, em razão do aumento da demanda por equipamentos críticos, de restrições na capacidade fabril e do alongamento dos prazos de fornecimento.

### II.2.3 Referência oficial de custos de Capex (investimento) e O&M Fixo (custos fixos de operação e manutenção)

39. Ao tempo da primeira publicação dos preços-teto, o planejamento setorial já dispunha de referências técnicas oficiais para subsidiar as suas definições. O estudo PDE 2035 – Parâmetros Econômicos de Custos de Geração e Transmissão (peça 15), elaborado pela EPE e publicado em novembro de 2025, apresentava estimativas referenciais de Capex e O&M Fixo adotadas como parâmetros para a expansão de diferentes tecnologias de geração. Registre-se que tais parâmetros foram divulgados pela EPE aproximadamente três meses antes da primeira publicação dos preços-teto do leilão e que, em tese, deveriam refletir apropriadamente tais custos.

40. Importante salientar a validade de tais estudos como referenciais oficiais, uma vez que a cada ciclo do planejamento decenal do setor elétrico (que é revisado, no máximo, a cada dois anos) a EPE recalcula tais referenciais e os utiliza nos estudos de expansão do sistema. Nesse sentido, no sítio eletrônico da EPE constam os PDEs 2027, 2029, 2030, 2031, 2032, 2034 e 2035 (peça 159), os quais correspondem aos estudos realizados em agosto/2018, setembro/2019, janeiro/2021, fevereiro/2022, janeiro/2023, agosto/2024 e novembro/2025.

41. As datas-base dos parâmetros econômicos publicados divergem, no entanto, das datas dos correspondentes estudos (novembro/2017, dezembro/2018, dezembro/2019, dezembro/2020, dezembro/2022 e dezembro/2024 para os parâmetros econômicos dos PDEs 2027, 2029, 2030, 2031, PDE 2034 e PDE 2035, respectivamente).

42. Ou seja, periodicamente, tais estudos são realizados e as estimativas são ajustadas com base em informações colecionadas pela EPE, o que permite caracterizá-los como referenciais oficiais para os custos de Capex e O&M Fixo para as diferentes tecnologias de geração. (...)

43. Por outro lado, o Informe Técnico EPE-DEE-IT-021/2026, de 10/3/2026 (TC 004.937/2026-0, peça 26, p. 2) apresenta as seguintes considerações acerca de tais parâmetros:

‘Cabe, ainda, destacar que os parâmetros de custos do PDE representam estimativas de investimentos que devem ocorrer ao longo dos próximos 10 anos, sobretudo do quinto ano em diante, enquanto os investimentos das usinas contratadas no LRCAP vão acontecer no curto e médio prazo, estando mais sujeitos às condições de mercado no momento, o que justifica a adoção de valores diferentes de Capex em documentos da EPE.’

44. Diante de tal afirmação, é apropriado adentrar nos pilares elencados pela EPE para a impulsão do reajustamento dos preços-teto:

a) o recente aumento significativo no mercado global dos custos de Capex de usinas termelétricas a gás natural motivado por fatores geopolíticos, econômicos e tecnológicos, como o atendimento a demanda de eletricidade gerada por **data centers** e serviços de inteligência artificial (TC 004.937/2026-0, peça 26, p. 4);

b) as informações de agentes de mercado, em que pese a maior parte das informações listadas sejam anteriores à primeira publicação dos preços-teto e de conhecimento prévio da entidade (TC 004.937/2026-0, peça 26, pp. 4-14); e

c) a reavaliação procedida pela EPE na base de dados dos empreendimentos cadastrados no Leilão (...), TC 004.937/2026-0, peça 26, p. 16), reavaliação realizada a partir do pressuposto que o aquecimento do mercado havia prejudicado a amostra e que, em função das incertezas existentes quanto aos custos de investimento efetivamente existentes, era legítima a adoção de referenciais estatísticos que ampliassem a cobertura da amostra e mitigassem a exclusão da amostra de projetos com custos mais elevados.

45. A análise do documento indica ainda que a EPE se amparou, especialmente, nas informações de agentes para a definição do Capex. Consta no referido informe técnico (TC 004.937/2026-0, peça 26, p. 15) a distribuição dos dados de Capex declarados pelos agentes cadastrados no LRCAP 2026. Tal distribuição revela que cerca de 90% dos agentes cadastrados consideravam custos de Capex de até R\$ 6.000/kW (Figura 1, a seguir).



Figura 1. Distribuição dos valores de Capex declarados pelos projetos novos a gás natural cadastrados no Produto 2028 do LRCAP 2026 (TC 004.937/2026-0, peça 26, p. 15).

46. Não obstante, para o reajustamento dos preços-teto, a (...) argumentação apresentada pela estatal (...) é razoável: grande parte desses agentes não deve ter tido acesso aos custos atualizados de investimento ao tempo do cadastramento. Com relação a essa premissa, é importante recordar que o cadastramento é etapa antecedente, imediatamente posterior à publicação das diretrizes do leilão. Nesse momento, os agentes ofertantes sequer estabeleceram contato com os fornecedores, uma vez que ainda não sabem se seus projetos/plantas serão tecnicamente habilitados a participar do certame.

47. Nesse sentido, considerando que os custos de Capex cadastrados pelos agentes podem estar defasados frente a um aquecimento na demanda por turbinas a gás natural, a análise dos referenciais apresentados pela EPE é a alternativa mais razoável para a definição dos custos referenciais de Capex que deveriam nortear a definição dos preços-teto.

48. Ao fim e ao cabo, nota-se que nos esclarecimentos sobre o reajustamento dos preços-teto a EPE procurou ilustrar um conjunto de referências e publicações que informavam o recente incremento dos custos de Capex tradicionalmente considerados. Não obstante, esta Corte de Contas não teve acesso a qualquer estudo sólido a respeito do tema e a estatal sequer apresentou memória de cálculo para o Capex referencial das termelétricas a gás natural utilizado no cálculo dos preços-teto. Tal situação exige análises estruturadas acerca da variação real dos custos, capazes de conferir razoável certeza acerca dos custos suportados pelos agentes ofertantes.

49. Observa-se que a EPE estabeleceu como premissa que o aquecimento do mercado impactou severamente os custos de Capex, que originalmente situavam-se entre US\$ 830/kW e US\$ 1.000/kW. Conforme as referências e publicações apresentados pela estatal, o Capex de usinas termelétricas novas a gás natural passou a situar-se entre US\$ 1.287/kW e US\$ 2.500/kW. São faixas de valores extensas e incrementos significativos, indicando que, isoladamente, essas podem não ser as referências mais apropriadas para a definição dos custos de Capex que subsidiam o

cálculo de preços-teto em um leilão. Sem outros elementos que permitam cotejar tal faixa de valores, tais referências não permitem definir um custo referencial. Exigem, portanto, ponderações capazes de delimitar apropriadamente as faixas em que se encontram o custo referencial.

50. Há questões que não foram expressamente abordadas e que influenciam os custos referenciais de Capex, como o tamanho da planta de referência e o tipo de equipamento utilizado. Estudos indicam que os custos de Capex por kW reduzem pela metade toda vez que a capacidade da usina dobra – Figura 2, a seguir.

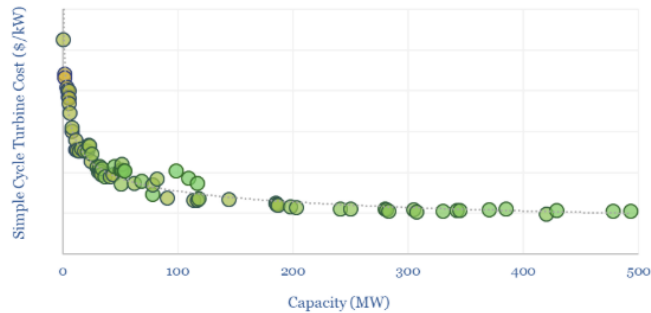


Figura 2 – Variação do Capex por kW de turbinas a gás natural conforme variação da capacidade da planta

Fonte: <https://thundersaidenergy.com/downloads/gas-to-power-project-economics/>

51. Para os preços-teto do LRCAP 2026, a planilha de cálculo usada pela EPE considera (...) usina de maior porte, cujos custos de investimento por kW são, em regra, menores. Outrossim, os equipamentos mais apropriados para termelétricas a gás natural que se destinam a uma contratação de potência são as turbinas de ciclo simples ou aberto, que têm maior flexibilidade, partida rápida e menor investimento inicial (em geral com custos de Capex 15% menores que as de ciclo combinado). Ante o exposto, entende-se como adequada a utilização do limite inferior das faixas de custo apresentadas pela EPE a fim de construir um preço-teto referencial.

52. Nesse contexto, consideram-se as seguintes plantas como custos de Capex válidos, dentre as referências apontadas pela EPE (TC 004.937/2026-0, peça 26, p. 5-7): com turbina de ciclo simples **duty-heavy** de tecnologia avançada e eixo único, ao custo de US\$ 868/kW (EIA, 2024); com turbina de ciclo simples e início de operação em 2026, ao custo de US\$ 1.310/kW (NREL, 2024); com turbina de ciclo simples e início de operação em 2030, ao custo de US\$ 1.270/kW (NREL, 2024); e com ciclo simples, com custo variando entre US\$ 1.150/kW e US\$ 1.450/kW, (Lazard’s, 2025).

53. As citadas referências indicam, no limite superior da faixa de referência, incremento de custos nos equipamentos de até 122%, entre 2024 e 2025. Não obstante, nota-se uma pequena redução e estabilização dos custos dos equipamentos nos projetos que entrarão em operação a partir de 2026. Esse comportamento sugere que o pico da demanda por tais equipamentos já ocorreu ou que está próximo de ocorrer (Tabela 4, a seguir).

Tabela 4 – Evolução custos Capex termelétricas a gás natural de ciclo simples em US\$.

ANO	2024	2025	2026	2030
Capex – termelétrica gás natural CS	868	1.150 a 1.450	1.310	1.270
Serviços/Insumos (45%)	390,6	390,6 <sup>(1)</sup>	390,6	390,6
Equipamentos (55%)	477,4	909,4 <sup>(1)</sup>	919	879
Incremento de custo	---	90% a 122%	93%	84%

Nota 1: Considerado o valor médio – faixa entre US\$ 1.150/kW e US\$ 1.450/kW.

Nota 2: Proporção seguindo os parâmetros internacionais Figura 3, a seguir).

Fonte: Elaboração própria com dados da EPE (TC 004.937/2026-0, peça 26, pp. 5-7).

54. Em síntese, o exame da adequação dos preços-teto é complexo e, especialmente em relação ao Capex de referência, não foram apresentados estudos que legitimassem os custos referenciais utilizados pela EPE. As diversas referências e publicações apresentadas para evidenciar o

incremento significativo nos custos de investimento apenas ilustram um possível aquecimento temporário do mercado, mas não tratam do tema com a profundidade técnica necessária.

#### II.2.4 Custos referenciais para o Capex de termelétricas novas e existentes

55. A comparação dos Parâmetros Econômicos dos PDEs 2027, 2029, 2030, 2031, 2032, 2034 e 2035 evidenciam que havia uma referência de custos, a qual poderia ter sido trabalhada pela EPE para justificar os custos referenciais de Capex utilizados para a definição dos preços-teto.

56. Ao se analisar os custos de Capex tendo como base a moeda nacional, observa-se que as estimativas obtiveram incrementos anuais no período analisado, passando de R\$ 2.300/kW, em novembro de 2017, para R\$ 4.500/kW, em dezembro de 2022 (um aumento de 84% no período), permanecendo estáveis até dezembro de 2024 (data-base do PDE 2035, referência originalmente adotada para o cálculo dos preços-teto).

57. Ao se analisar tais custos tendo como base a moeda americana, nota-se que tais custos evoluíram de US\$ 695/kW, em fevereiro de 2017, para US\$ 862/kW, em dezembro de 2022 (um aumento de 24% no período), permanecendo estáveis até dezembro de 2024 (data-base do PDE 2035). No mesmo período, a cotação da moeda americana passou de R\$ 3,31/US\$ para R\$ 6,10/US\$ (um aumento de 84%). A Tabela 5, a seguir, ilustra esses dados.

Tabela 5 – Parâmetros econômicos do Capex, sem JDC (1) (em R\$/kW e US\$/kW), publicados nos Parâmetros Econômicos dos PDEs 2027, 2029, 2030, 2031, 2034 e 2035.

Tipo de oferta	Vida útil (anos)	PDE 2027 (nov/2017) RS/kW.ano / US\$/kW.ano	PDE 2029 (dez/2018) RS/kW.ano / US\$/kW.ano	PDE 2030 (dez/2019) RS/kW.ano / US\$/kW.ano	PDE 2031 (dez/2020) RS/kW.ano / US\$/kW.ano	PDE 2034 (dez/2022) RS/kW.ano / US\$/kW.ano	PDE 2035 (dez/2024) RS/kW.ano / US\$/kW.ano
Taxa de câmbio (R\$/US\$)		3,31	3,88	4,90	5,20	5,22	6,10
Armazenamento – Baterias	20	5.000/ 1.511	6.000/ 1.546	7.350/ 1.500	6.200/ 1.192	5.400/ 1.034	5.500/ 1.054
Biomassa – Bagaço de Cana	20	4.000/ 1.208	6.000/ 1.546	4.000/ 816	4.000/ 769	4.667/ 894	4.667/ 894
Carvão Nacional	25	8.000/ 2.417	8.000/ 2.062	9.800/ 2.000	10.300/ 1.981	13.000/ 2.490	15.000/ 2.874
Gás Natural – Ciclo Simples ou Ciclo Aberto (100% flex.)	20	2.300/ 695	2.700/ 696	3.400/ 694	3.600/ 692	4.500/ 862	4.500/ 862
PCH	30	7.500/ 2.266	7.500/ 1.933	7.500/ 1.531	9.500/ 1.827	9.333/ 1.788	9.000/ 1.724
Biogás (resíduos vegetais)	20	---	7.500/ 1.933	7.500/ 1.531	8.000/ 1.538	10.000/ 1.916	14.000/ 2.682

Nota 1: JDC – Juros durante a construção.

Fonte: Elaboração própria com dados da EPE (peça 159).

58. Tais dados sugerem que os incrementos observados ao analisar a evolução dos custos sob a ótica da moeda nacional decorrem basicamente da desvalorização da moeda nacional frente a americana nesse mesmo período. Nada obstante, há um acréscimo pontual dos custos na análise que toma como base a moeda americana na data-base dezembro/2022, na ordem de 24%. Tal acréscimo sugere que houve um incremento pontual do Capex na referida data-base, o qual foi, em seguida, consumido pela desvalorização da moeda nacional. A Tabela 6, a seguir, ilustra esses dados.

Tabela 6 – Reajustes computados no Capex, sem JDC (1) (em R\$/kW e US\$/kW), nas termelétricas a gás natural, publicados nos PDEs 2027, 2029, 2030, 2031, 2034 e 2035.

Tipo de oferta	PDE 2027 (nov/2017) RS/kW.ano / US\$/kW.ano	PDE 2029 (dez/2018) RS/kW.ano / US\$/kW.ano	PDE 2030 (dez/2019) RS/kW.ano / US\$/kW.ano	PDE 2031 (dez/2020) RS/kW.ano / US\$/kW.ano	PDE 2034 (dez/2022) RS/kW.ano / US\$/kW.ano	PDE 2035 (dez/2024) RS/kW.ano / US\$/kW.ano
Taxa de câmbio (R\$/US\$)	3,31	3,88	4,90	5,20	5,22	6,10
Reajustes entre PDEs (Custos em R\$)	---	17,22%	26,29%	6,12%	0,38%	16,86%
	---	17,22%	48,04%	57,10%	57,70%	84,29%

Tipo de oferta	PDE 2027 (nov/2017) RS/kW.ano / US\$/kW.ano	PDE 2029 (dez/2018) RS/kW.ano / US\$/kW.ano	PDE 2030 (dez/2019) RS/kW.ano / US\$/kW.ano	PDE 2031 (dez/2020) RS/kW.ano / US\$/kW.ano	PDE 2034 (dez/2022) RS/kW.ano / US\$/kW.ano	PDE 2035 (dez/2024) RS/kW.ano / US\$/kW.ano
Taxa de câmbio (R\$/US\$)	3,31	3,88	4,90	5,20	5,22	6,10
Reajustes entre PDEs (Custos em R\$)	---	17,22%	26,29%	6,12%	0,38%	16,86%
Gás Natural – Ciclo Simples ou Ciclo Aberto (100% flex.)	2.300/ 695	2.700/ 696	3.400/ 694	3.600/ 692	4.500/ 862	4.500/ 862
Reajustes entre PDEs (Custos em R\$)	---	17,39%	25,93%	5,88%	25,00%	0,00%
Reajustes Acumulados (Custos em R\$)	---	17,39%	47,83%	56,52%	95,65%	95,65%
Reajustes entre PDEs (Custo em US\$)	---	0,14%	-0,29%	-0,29%	24,57%	0,00%
Reajustes Acumulados (Custo em US\$)	---	0,14%	-0,14%	-0,43%	24,03%	24,03%

Nota 1: JDC – Juros durante a construção.

Fonte: Elaboração própria com dados da EPE (peça 159).

59. Nesse contexto, depreende-se que uma análise acurada dos custos de Capex exige a ponderação dos componentes do Capex das usinas termelétricas. Há registros da seguinte composição de custos (Figura 3, a seguir): 40% relacionado às turbinas; 20% atrelados aos custos com construção civil; 15% associados aos custos com aquisição dos demais equipamentos; 10% atinentes aos custos com terraplenagem, pavimentação, drenagem e urbanização da área de implantação do projeto; e 15% relativos aos custos com planejamentos, permissões, conexão e comissionamento (serviços).

60. Ou seja, a princípio, são indexados à moeda americana os custos com a aquisição da turbina e dos demais equipamentos, que correspondem a 55% do custo total de implantação do empreendimento. Os demais custos são associados a serviços e insumos, usualmente de origem regional e, portanto, menos influenciados por um aquecimento da indústria que fornece os equipamentos.

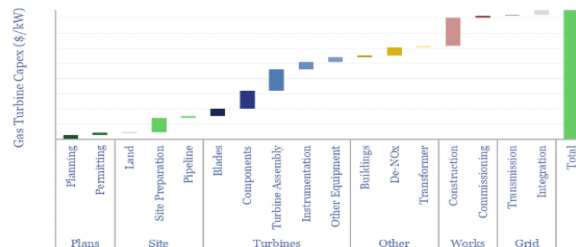


Figura 3. Estratificação dos dispêndios relacionados à implantação de termelétricas.

Fonte: <https://thundersaidenergy.com/downloads/gas-to-power-project-economics/>

61. Assim, admite-se que 45% dos custos são, de alguma forma, influenciados pelos indicadores nacionais (30% referente aos custos com construção civil e trabalhos no terreno, indexados pelo INCC; e 15% referente aos custos com serviços, indexados pelo IGP-M). Por outro lado, os custos dos equipamentos são influenciados pela cotação da moeda nacional frente à moeda americana.

62. A Tabela 7 apresenta o custo atualizado do Capex tomando como base as seguintes premissas: (i) a atualização separada da parcela impactada pela variação dos preços da moeda americana (turbina e demais equipamentos) pela cotação do dólar frente ao real (R\$ 5,19/US\$ no fechamento do mês de janeiro/2026); (ii) a atualização da parcela impactada pela inflação nacional (custos de construção pelo INCC; e custos dos serviços associados pelo IGP-M); (iii) o acréscimo de até 122% exclusivamente na parcela atinente à aquisição da turbina e dos demais equipamentos, referente ao aquecimento do mercado, conforme apuração constante na Tabela 4, retro; (iv) o cotejamento entre as referências internacionais adotadas e os custos de Capex

ajustados, validando a técnica de reajustamento empregada em razão da aproximação dos referidos valores.

Tabela 7 – Reajustes no Capex, sem JDC (2) (em R\$/kW), das termelétricas a gás natural de ciclo simples ou aberto, com base no PDE 2027 utilizando o INCC para os custos com construção civil e o IGP-M para os custos com os demais serviços associados.

<b>PDEs (datas-base)</b>	<b>PDE 2027 (nov/2017)</b>	<b>PDE 2029 (dez/2018)</b>	<b>PDE 2030 (dez/2019)</b>	<b>PDE 2031 (dez/2020)</b>	<b>PDE 2034 (dez/2022)</b>	<b>PDE 2035 (dez/2024)</b>	<b>Fev 2026 (jan/2026)</b>
Cotação (R\$/US\$)	3,31	3,88	4,90	5,20	5,22	6,10	5,19
Var. do US\$ nov/2017 Acum.	---	17,2%	48,0%	57,1%	57,7%	84,3%	56,8%
INCC Acumulado	---	4,3%	8,5%	17,9%	47,0%	61,5%	72,5%
IGP-M Acumulado	---	7,5%	15,4%	42,1%	76,5%	82,1%	80,9%
<b>Capex ref. PDEs</b>	<b>2.300</b>	<b>2.700</b>	<b>3.400</b>	<b>3.600</b>	<b>4.500</b>	<b>4.500</b>	<b>---</b>
Turbinas e equip. (55%)	1.265	1.483	1.873	1.987	1.995	2.331	1.983
Serviços e insumos (45%)	1.035	1.091	1.147	1.304	1.623	1.743	1.814
Construção (30%)	690	720	749	814	1.014	1.115	1.190
Serviços (15%)	345	371	398	490	609	628	624
<b>TOTAL Capex PDE 2027 ajustado</b>	<b>2.300</b>	<b>2.574</b>	<b>3.020</b>	<b>3.291</b>	<b>3.618</b>	<b>4.074</b>	<b>3.798</b>
Variação PDE 2027 ajustado frente demais PDEs	-----	-5%	-11%	-9%	-20%	-14%	---
Incremento de 45% em 2022, de 90% em 2024 e de 122% em 2025 nos custos rel. turbinas e demais equip. <sup>(1)</sup>					898	2.098	2.419
<b>TOTAL Capex PDE 2027 ajustado com incremento</b>	<b>2.300</b>	<b>2.574</b>	<b>3.020</b>	<b>3.291</b>	<b>4.516</b>	<b>6.172</b>	<b>6.217</b>
<b>TOTAL Capex PDE 2027 ajust. com incremento (US\$)</b>	<b>US\$ 695</b>	<b>US\$ 663</b>	<b>US\$ 616</b>	<b>US\$ 633</b>	<b>US\$ 865</b>	<b>US\$ 1.012</b>	<b>US\$ 1.198</b>
Referenciais internacionais					US\$ 868	US\$ 868	US\$ 1.300
Variação Total Capex PDE 2027 ajustado das ref. internacionais					0%	17%	-8%

Nota 1: Acréscimo seguindo tendência indicada na Tabela 4, retro, simulando curva de aumento de custos com pico nos projetos com início de operação em 2025 (considerando o prazo médio de dois a três anos para a construção, relativamente a projetos iniciados em 2022/2023).

Nota 2: JDC – Juros durante a construção.

Fonte: Elaboração própria com dados da EPE (peça 159).

63. Para fins de realização dessa análise, assume-se, a favor dos agentes ofertantes, que não houve inflação real nas referências internacionais de preço apresentadas pela EPE para a parcela referente à construção e aos serviços associados, o que implica na absorção pelas turbinas e demais equipamentos de todo o aumento de custo observado entre 2024 e 2025.

64. Outrossim, utiliza-se como referência o custo apresentado nos Parâmetros Econômicos do PDE 2027 (data-base novembro/2017). Dessa forma é possível cotejar e validar os valores atualizados com os custos exibidos nos demais PDEs, sem os acréscimos atrelados ao aquecimento na demanda de turbinas a gás natural. Ademais, o uso da data-base novembro/2017 afasta a influência direta da pandemia de Covid-19 sobre os custos avaliados no presente exame.

65. Em suma, os cálculos realizados indicam ser apropriado utilizar como referencial para o Capex de termelétricas a gás natural R\$ 6.217/kW. (...) Não obstante, é importante destacar que esse referencial ainda não pode ser utilizado para o cálculo de potencial sobrepreço na contratação. Importante frisar novamente que a EPE não apresentou memória de cálculo relativa ao referencial adotado. Nesse contexto, o referencial de Capex construído pela equipe de fiscalização tem o potencial de ser aprimorado.

66. Com relação às termelétricas existentes, os Parâmetros Econômicos do PDE 2035 (assim como os dos PDEs anteriores) apontam o uso referencial de 40% do Capex de usinas termelétricas novas para a realização de investimentos (**retrofit**) em usinas existentes em fim de contrato. Ocorre que, apesar de a vida útil estimada dessas usinas termelétricas ser de 20 anos, cada usina

termelétrica existente assume um contorno bem específico, com históricos e realidades bem distintas umas das outras.

67. Algumas termelétricas foram originalmente instaladas há mais de vinte, cinquenta anos, sendo consecutivamente adaptadas e mantidas em operação por seus proprietários. Outras, inclusive, sofreram recentemente intervenções destinadas a adaptações do combustível utilizado, à expansão da capacidade instalada e ao prolongamento de sua vida útil. Não exigem, portanto, na maior parte das vezes, a realização de **retrofit** imediatamente após a contratação, em um momento em que o mercado de fornecimento de equipamentos encontra-se aquecido. Nesse sentido, a premissa de realização de investimentos equivalentes a 40% do Capex de usinas termelétricas novas mostra-se uma premissa razoável dentro de um cenário de estabilidade de custos.

68. Assim, em um cenário de aquecimento do setor, a adoção da premissa de se utilizar como referência os custos de investimentos em empreendimentos novos tende a transferir aos proprietários das termelétricas existentes parcela significativa dos recursos destinados à realização de **retrofit**.

69. Portanto, com relação às termelétricas existentes não é razoável que seja computado no Capex referencial aumentos pontuais decorrentes do aquecimento da demanda por turbinas de termelétricas a gás natural. Apenas em casos específicos, em que tais custos obrigatoriamente sejam realizados nos três próximos anos (com a devida comprovação de que os custos serão efetivamente influenciados pelo aquecimento do mercado) é razoável manter tal premissa.

70. Ausência de ponderação tempestiva sobre o tema, no entanto, impossibilitou que as diretrizes do certame contemplassem tal premissa. Desse modo, deve ser considerado como Capex referencial o montante de R\$ 2.487/kW, correspondente a 40% de R\$ 6.217/kW (valor referencial ajustado para o Capex das termelétricas novas).

#### II.2.5 Custos referenciais para o O&M Fixo das termelétricas

71. No que se refere aos custos de O&M Fixo das termelétricas a gás natural, os custos referenciais existentes nos Parâmetros Econômicos dos PDEs publicados se resumem a R\$ 80/kW.ano referentes a custos gerais com O&M Fixos (PDEs 2030 e 2031), R\$ 70/kW.ano relativamente a custos com gasoduto (PDE 2031) e a R\$ 80/kW.ano atinentes a custos com regaseificação (PDE 2030 e 2031), totalizando R\$ 230/kW.ano. Nos Parâmetros Econômicos dos PDEs 2034 e 2035, no entanto, não é apresentada a estratificação dos custos correspondentes ao O&M Fixo: são exibidos tão somente os montantes de R\$ 200/kW.ano e R\$ 190/kW.ano, respectivamente. Ou seja, a evolução do formato de apresentação dos dados possibilita inferir que, nos Parâmetros Econômicos dos PDEs 2034 e 2035, os custos referenciais apresentados já abrigam os custos anuais com gasoduto e regaseificação.

72. Além disso, em que pese os custos com O&M Fixo adotados como referência após o reajustamento sejam relativamente maiores que os originalmente considerados, observa-se que, desde a primeira publicação dos preços-teto, os parâmetros correspondentes ao O&M Fixo encontram-se majorados em relação aos custos referenciais oficiais.

73. Já na primeira publicação dos preços-teto, a EPE acrescentou aos custos informados pelos agentes (entre R\$ 100/kW.ano e R\$ 300/kW.ano) custos com gasodutos, na ordem de R\$ 220/kW.ano, resultando em custos referenciais variando entre R\$ 150/kW.ano e R\$ 370/kW.ano.

Tabela 8 – Parâmetros econômicos do O&M Fixo (R\$/kW) das termelétricas a gás natural adotados pela EPE nas memórias de cálculo dos preços-teto publicados.

Preços-teto	Identificação da UTE	Informação dos agentes (R\$/kW)	Transporte gás natural (R\$/kW)	Regaseificação tancagem/estoque (R\$/kW)	O&M Fixo (R\$/kW)
1ª Publicação	UTE conectada STGN <b>Existente</b> (2026-2027)	150	220		370
	UTE conectada STGN <b>Existente</b> (2028-2031)	150	220		370
	UTE conectada STGN <b>Nova</b>	100	220		320

<i>Preços-teto</i>	<i>Identificação da UTE</i>	<i>Informação dos agentes (R\$/kW)</i>	<i>Transporte gás natural (R\$/kW)</i>	<i>Regaseificação tancagem/estoque (R\$/kW)</i>	<i>O&amp;M Fixo (R\$/kW)</i>
	(2028-2031)				
	<i>UTE fora STGN Existente (2028-2031)</i>	300			300
	<i>UTE fora STGN Nova (2028-2031)</i>	150			150
<i>2ª Publicação</i>	<i>UTE conectada STGN Existente (2026 -2027)</i>	150	220		370
	<i>UTE conectada STGN Existente (2028-2031)</i>	150	220	350	720
	<i>UTE conectada STGN Nova (2028-2031)</i>	340	220	350	910
	<i>UTE fora STGN Existente (2028-2031)</i>	150		350	500
	<i>UTE fora STGN Nova (2028-2031)</i>	340		350	690

Fonte: TC 004.937/2026-0, peça 23, pp. 32, 48, 51, 39 e 43; e peça 24; pp. 33-34, 57-58, 64-66, 45 e 51-52.

74. No entanto, após o reajustamento dos preços-teto, a superavaliação de tais custos foi ainda mais intensificada. Os custos com O&M Fixo das termelétricas a gás natural passaram a incluir, além dos R\$ 220/kW.ano atinentes a gasodutos, R\$ 350/kW.ano relativamente a regaseificação e tancagem, resultando em custos referenciais variando entre R\$ 370/kW.ano e R\$ 910/kW.ano.

75. Há, no entanto, uma premissa equivocada em tais cálculos, uma vez que consideram a operação das termelétricas durante 24 horas por dia, 365 dias ano, ou 8.760 horas de operação por ano. As Tabelas 9 e 10, a seguir, apresentam os cálculos realizados pela EPE e os ajustes realizados pela equipe de fiscalização, demonstrando diferenças de custos encontradas.

Tabela 9 – Cálculos realizados pela EPE para a determinação do custo com transporte por gasoduto.

<b>Descrição</b>	<b>EPE</b>	<b>TCU</b>	<b>Unidades</b>	<b>Cálculos</b>
<i>A -Potência de referência</i>	1	1	MW	---
<i>B - Potência efetiva entregue no CG</i>	0,97	0,97	MW	---
<i>C - Consumo específico, referido ao PCS</i>	9,4	9,4	MMBTU/MWh	---
<i>D - Horas de operação por ano</i>	8.760	120 <sup>(1)</sup>	h/ano	E/B
<i>E - Energia total gerada</i>	8.497	116,4	h/ano	F/C
<i>F - Consumo total anual, referido ao PCS</i>	79.874	1.094	MMBTU/ano	C x E
<i>G - Tarifa do transporte de gás</i>	2,71	2,71	R\$/MMBTU	---
<i>H - Custo anual total</i>	216.459	2.965	R\$/MW.ano	F x G
<i>I - Custo anual específico</i>	220	3	R\$/kW.ano	H/1.000

Nota 1: Consideradas as 120 horas/ano projetadas de operação da usina. Uma vez que os cálculos são realizados com base em energia gerada e não em horas de operação, não se deve ponderar a flexibilidade das termelétricas cadastradas no certame. Logo não devem ser considerados o tempo mínimo de operação, nem as rampas de acionamento e desligamento.

Fonte: Elaboração própria com dados da EPE (TC 004.937/2026-0, peça 24, p. 52).

Tabela 10 – Cálculos realizados pela EPE para a determinação do custo com regaseificação/tancagem.

<b>Descrição</b>	<b>EPE</b>	<b>TCU</b>	<b>Unidades</b>	<b>Cálculos</b>
<i>A -Potência de referência</i>	1	1	MW	---
<i>B - Potência efetiva entregue no CG</i>	0,97	0,97	MW	---

C - Consumo específico, referido ao PCS	9,4	9,4	MMBTU/MWh	---
D - Horas de operação por ano	8.760	120 <sup>(1)</sup>	h/ano	E/B
E - Energia total gerada	8.497	116,4	h/ano	F/C
F - Consumo total anual, referido ao PCS	79.874	1.094	MMBTU/ano	C x E
G - Tarifa de regaseificação e tancagem de gás	4,39	4,39	R\$/MMBTU	---
H - Custo anual total	350.647	4.803	R\$/MW.ano	F x G
I - Custo anual específico	351	5	R\$/kW.ano	H/1.000

Nota 1: Consideradas as 120 horas/ano projetadas de operação da usina. Uma vez que os cálculos são realizados com base em energia gerada e não em horas de operação, não se deve ponderar a flexibilidade das termelétricas cadastradas no certame. Logo não devem ser considerados o tempo mínimo de operação, nem as rampas de acionamento e desligamento.

Fonte: Elaboração própria com dados da EPE (TC 004.937/2026-0, peça 24, p. 58).

76. As diferentes premissas empregadas permitem concluir que os acréscimos associados ao transporte por gasoduto e à regaseificação/tancagem aumentaram substancialmente os custos referenciais do O&M Fixo. Os custos com O&M Fixo saltaram da faixa entre R\$ 100/kW.ano e R\$ 300/kW.ano para até R\$ 910/kW.ano.

77. Como já destacado, o O&M Fixo referencial dos Parâmetros Econômicos do PDE 2035 (R\$ 190/kW.ano) são, em regra, superiores aos custos originalmente declarados pelos agentes ao tempo do cadastramento, os quais em sua maioria foram de R\$ 150/kW.ano. Convém destacar que os custos com gasoduto e regaseificação/tancagem calculados pela EPE, desde que ajustados para as 120 horas de operação anual projetada para as termelétricas a gás natural representam R\$ 3/kW.ano e R\$ 5/kW.ano, respectivamente. Ou seja, não são custos representativos para o formato de operação das usinas contratadas no LRCAP 2026 e evidenciam que os custos com O&M Fixo originalmente declarados pelos agentes ofertantes tinham conexão lógica com os correspondentes Custos Variáveis Unitários-CVUs declarados.

78. Reforça ainda mais esse entendimento os custos com O&M Fixo listados pela EPE no Informe Técnico EPE-DEE-IT-021/2026, de 10/3/2026 (TC 004.937/2026-0, peça 26, pp. 5-6). No documento são apresentados custos de O&M Fixo entre US\$ 6,87/kW.ano e US\$ 9,56/kW.ano, relativamente a termelétricas de ciclo simples com turbina aeroderivada e com turbina heavy-duty, respectivamente. Convertendo para a moeda nacional, sugere-se que os custos com O&M Fixo varia entre R\$ 35/kW.ano e R\$ 49/kW.ano. Tais valores são inferiores ao referencial adotado (constante no PDE 2035; R\$ 190/kW.ano) e revelam que as alocações no O&M Fixo estão diretamente relacionadas ao CVU praticado.

79. Importante salientar que os custos com O&M Fixo não são atrelados aos custos de Capex para a implantação de termelétricas a gás natural. Não são custos relevantemente impactados pelo aquecimento do mercado de fornecimento de turbinas, são custos associados ao pagamento de terceiros em contraprestação por serviços prestados. Decorrem de investimentos já realizados, os quais definem majoritariamente o ponto de equilíbrio dos preços de comercialização.

80. Por fim, no que diz respeito aos valores dos CVUs declarados das termelétricas a gás natural pelos agentes ofertantes e que foram computados para a classificação dos lances ofertados, importante ressaltar que a mediana de tais valores é de aproximadamente R\$ 1.431/MWh, enquanto, nos Parâmetros Econômicos do PDE 2035, o parâmetro de CVU referencial para as termelétricas a gás natural 100% flexíveis é de R\$ 1.000/MWh. Assim, já nos CVUs declarados, havia um incremento na ordem de 43%, o que sugere que custos extras, indeterminados, também foram computados nos CVUs declarados pelos agentes ofertantes.

#### II.2.6 Sobrepreço potencial

81. Os principais parâmetros utilizados para o cálculo dos preços-teto são os custos de Capex, de O&M Fixo e do CVU. Os dois primeiros impactam na determinação da receita fixa e o último no cálculo da receita variável projetada. Como a soma dessas duas receitas representam o preço-teto e os lances apresentados pelos agentes ofertantes correspondem a um deságio em relação ao preço-teto, tais custos são os utilizados para o cálculo do sobrepreço potencial.

82. Influenciam ainda nos preços-teto o prazo de vigência dos contratos, a taxa de retorno considerada para o empreendimento, o tempo de amortização dos ativos, o percentual dos investimentos financiado com recursos próprios e recursos de terceiros, dentre outros. No entanto, para fins de determinação dos preços-teto, tais variáveis não poderiam ser definidas pelos agentes ofertantes. Nada obstante, é oportuno destacar que os valores adotados para tais parâmetros buscam refletir custos associados a uma contratação eficiente, considerando a justa remuneração dos agentes ofertantes.

83. Nesse contexto, é importante destacar que as contratações do LRCAP se assemelham a contratações públicas tradicionais. Muito embora a operação das usinas siga regramento próprio do setor elétrico, a sua contratação se assemelha às modalidades de contratação por escopo: o objeto é definido pela Administração Pública e a contraprestação pelo serviço/produto entregue é estabelecida por uma planilha que calcula o preço máximo da contratação considerando a justa remuneração dos agentes ofertantes.

84. Difere das contratações das concessões e permissões, uma vez que a propriedade do bem não reverte ao ente público ao final do contrato e tampouco pode ser objeto de caducidade, além de outras minúcias. Nada obstante, segue regras similares a tais contratações no que diz respeito ao cálculo dos preços-teto. Assim, a evidenciação de preços superiores aos praticados pelo mercado exige que os preços-teto sejam recalculados, considerando a revisão dos parâmetros de Capex, de O&M Fixo e de CVU.

85. Com relação aos parâmetros de Capex, no entanto, por se tratar de um empreendimento e não de uma obra, é razoável se estabelecer uma faixa aceitável de variação dos custos. Isso atende aos padrões da AACE International (**Association for the Advancement of Cost Engineering**), que classificam as estimativas de custos de projetos com base no grau de maturidade e detalhamento do escopo (Tabela 11, a seguir).

Tabela 11 – Classes de estimativa de custo de projetos conforme AACE.

<b>Classe de estimativa</b>	<b>Grau de definição do escopo</b>	<b>Faixa de precisão típica</b>	<b>Objetivo principal</b>
Classe 5 (Conceitual / ROM)	0% a 2%	-50% a -20% (inferior) +30% a +100% (superior)	Estudo de viabilidade, triagem de ideias ou ordem de grandeza
Classe 4 (Estudo de viabilidade)	1% a 15%	-30% a -15% (inferior) +20% a +50% (superior)	Estudo de viabilidade ou seleção de alternativas / conceitos
Classe 3 (Orçamento base / FEED)	10% a 40%	-20% a -10% (inferior) +10% a +30% (superior)	Autorização de orçamento, financiamento ou linha de base de controle
Classe 2 (Detalhamento / Projeto)	30% a 70%	-15% a -5% (inferior) +5% a +20% (superior)	Orçamento detalhado para licitação, proposta principal ou controle de projetos
Classe 1 (Executivo / Conclusão)	50% a 100%	-10% a -3% (inferior) +3% a +15% (superior)	Estimativa definitiva e final, muito próxima do custo real

Fonte: AACE International.

86. Nesse sentido, sob o ponto de vista dos agentes ofertantes, um conjunto de elementos conduzem ao enquadramento das termelétricas novas a serem contratadas no LRCAP 2026 na Classe 2. A classificação das termelétricas novas na Classe 2 decorre: (i) de geralmente serem executadas com base em projetos de prateleira, amplamente estudados (projetos executivos prontos, revisados e já previamente executados), nos quais apenas as adaptações e os ajustes associados à implantação no terreno e às conexões da planta com a rede elétrica são objeto de variação de custos; (ii) de os projetos já possuírem conexão com o sistema elétrico pré-aprovada, o que reduz os riscos associados à sua viabilidade técnica; (iii) de apenas 35% dos custos atrelados

aos projetos corresponderem a custos com maior possibilidade de sofrerem alterações (custos com construção civil, terraplenagem, pavimentação, drenagem e urbanização, em relação aos quais, até mesmo incrementos na ordem de 20% representam não mais do que 7% do custo total do projeto); e (iv) de ser prática comum entre os agentes ofertantes a celebração de gatilhos contratuais com os principais fornecedores (nesse caso com os fornecedores das turbinas e dos demais equipamentos) antes da realização das sessões dos leilões, nos quais são fixados os custos de eventual contratação, estrutura contratual que reduz os riscos de participação no certame.

87. Contudo, sob o ponto de vista da entidade que define os preços-teto, embora os custos de referência sejam estimativas mais genéricas, tais estimativas refletem custos médios reportados pelos empreendedores e apresentam um grau de precisão razoável. Tais projetos se afastam da Classe 4, já que não se assemelham com estudos de viabilidade. Logo, devem ser enquadrados na Classe 3, que abriga os orçamentos base de projetos.

88. Assim, a favor dos agentes, para fins de apuração do sobrepreço potencial a definição do Capex máximo aceitável utiliza o patamar inferior do limite superior da faixa de precisão típica da Classe 3, resultando em um incremento em 10% no custo do Capex referencial.

89. A utilização do patamar inferior se justifica pelo fato de geralmente os projetos das termelétricas serem projetos de prateleira, com projetos executivos usualmente prontos, revisados e previamente já executados. Nessas condições, os custos referenciais usualmente não diferem demasiadamente dos custos reais de implantação dos projetos. Em suma, tais elementos indicam que a faixa de precisão típica está mais próxima do custo de referência, autorizando o uso do patamar inferior do limite superior da faixa de precisão típica.

90. Dessa forma, os cálculos realizados indicam que o cálculo do sobrepreço potencial deve adotar Capex referencial para as usinas termelétricas novas, na data-base de janeiro/2026, de R\$ 6.839/kW, montante 10% acima do Capex referencial calculado nesta instrução (R\$ 6.217/kW, na data-base de janeiro/2026). Trata-se de uma redução (...) no Capex referencial utilizado pela EPE para o cálculo dos preços-teto após o reajustamento.

91. Com relação às termelétricas existentes, os riscos associados ao dimensionamento dos recursos exigidos para a realização dos investimentos são sensivelmente reduzidos. O fato de já serem unidades em operação, sujeitas apenas a intervenções para aumentar sua vida útil, permite inferir que os custos com **retrofit** são direcionados a atualizações pontuais do parque gerador. Assim, até mesmo sob o ponto de vista da entidade que define os preços-teto é razoável que os investimentos a serem realizados nessas usinas sejam enquadrados na Classe 1.

92. Nesse contexto, para o cálculo do sobrepreço potencial das termelétricas existentes a gás natural, a utilização do patamar inferior do limite superior da faixa de precisão típica autoriza acréscimo de 3% no custo do Capex referencial calculado nesta instrução, resultando em Capex referencial utilizado para o cálculo do sobrepreço potencial de R\$ 2.562/kW.

93. No que diz respeito ao Capex das termelétricas a carvão mineral, não foram realizados cálculos adicionais. A equipe de fiscalização optou por manter os parâmetros considerados pela EPE, uma vez que não houve alteração dos custos referenciais de Capex dessas usinas em razão de aquecimento de mercado.

94. Com relação aos custos correspondentes ao O&M Fixo, o cálculo do sobrepreço potencial não é influenciado pela classe do projeto. Trata-se de custo continuamente suportado pelo fluxo de caixa desenhado para o projeto. Nada obstante, o apropriado dimensionamento de tais custos exige considerar o CVU declarado por cada agente ofertante, pois há uma relação intrínseca entre o CVU e o O&M Fixo.

95. Em relação às termelétricas a gás natural, o menor CVU declarado pelos agentes ofertantes foi de R\$ 925,74/MWh e de R\$ 800,00 para as termelétricas conectadas e não conectadas ao STGN, respectivamente. Entretanto, como já destacado anteriormente, a mediana dos valores declarados pelos licitantes vencedores é de R\$ 1.433/MWh, enquanto o CVU referencial constante nos Parâmetros Econômicos do PDE 2035 é R\$ 1.000/MWh. No caso das

termelétricas a carvão mineral, a mediana dos valores de CVU declarados pelos licitantes vencedores varia entre R\$ 807/MWh e R\$ 850/MWh, enquanto o CVU referencial constante nos Parâmetros Econômicos do PDE 2035 é R\$ 180/MWh. Assim, considerando a relação intrínseca entre O&M Fixo e CVU, para fins do cálculo do sobrepreço potencial, são adotados os CVUs referenciais.

96. Em suma, percebe-se que há custos extras indeterminados alocados nos CVUs declarados pelos agentes ofertantes. A determinação do sobrepreço específico de cada contrato que venha a ser celebrado exigirá a individualização dos cálculos com base na receita fixa de referência, nos CVUs declarados e nos deságios ofertados. Não obstante, é possível desde logo, determinar o sobrepreço potencial dos contratos a serem celebrados, sem considerar os deságios ofertados (os quais, em sua maioria, não foram materialmente relevantes).

97. A EPE realizou os cálculos dos preços-teto somando as receitas fixas (calculadas com base nas planilhas elaboradas pela estatal e entregues em formato digital a este Tribunal) aos custos variáveis da contratação. Os custos variáveis foram calculados a partir do produto entre a quantidade de horas de operação por ano (já considerando o tempo mínimo de operação e as rampas de acionamento e desligamento das termelétricas, conforme declaração dos agentes) e a mediana dos CVUs declarados pelos agentes ofertantes (Tabela 12).

**Tabela 12 – Cálculo dos preços-teto pela EPE (após reajustamento).**

Produtos	Parcela Fixa (R\$/ano)	Fator A horas/ano	CVU R\$/MWh	Par. Var. (R\$/ano)	Preço (R\$/MW.ano)
Produtos 2026 e 2027 existente gás natural conectada ao STGN	1.494.000	520	1.433	745.160	2.239.160
Produto 2028 a 2031 novo gás natural fora do STGN	2.262.000	260	1.434	372.840	2.634.840
Produto 2028 a 2031 novo gás natural conectado ao STGN	2.484.000	290	1.434	415.860	2.899.860
Produto 2028 a 2031 existente gás natural fora do STGN	1.272.000	500	1.434	717.000	1.989.000
Produto 2028 a 2031 existente gás natural conectado ao STGN	1.494.000	380	1.434	544.920	2.038.920
Produto 2028 a 2031 existente carvão mineral	1.233.342	750	850	637.500	1.870.842

Nota 1: A quantidade de horas de operação projetada para as usinas é de 120 horas/ano. Entretanto, características do parque gerador exigem tempo mínimo de operação, rampas de acionamento e desligamento. Tais condições são computadas pelo fator A.

Fonte: Elaboração própria com base em dados da EPE (TC 004.937/2026-0, peças 24 e 31)

98. Nesse sentido, os preços-teto referenciais são calculados tomando como base os custos referenciais de Capex, O&M Fixo e CVU (Tabela 13).

Tabela 13 – Cálculo dos preços-teto com base nos custos referenciais de Capex e O&M Fixo e CVU.

Produtos	Parcela Fixa (R\$/MW.ano)	Fator A horas/ano	CVU R\$/MWh	Par. Var. (R\$/ano)	Preço (R\$/MW.ano)
Produtos 2026 e 2027 existente gás natural conectada ao STGN	827.696	520	1.000	520.000	1.347.696
Produto 2028 a 2031 novo gás natural fora do STGN	1.545.486	260	1.000	260.000	1.805.486
Produto 2028 a 2031 novo gás natural conectado ao STGN	1.545.486	290	1.000	290.000	1.835.486
Produto 2028 a 2031 existente gás natural fora do STGN	827.696	500	1.000	500.000	1.327.696
Produto 2028 a 2031 existente gás natural conectado ao STGN	827.696	380	1.000	380.000	1.207.696
Produto 2028 a 2031 existente carvão mineral	1.233.342	750	180	135.000	1.368.342

Nota 1: A quantidade de horas de operação projetada para as usinas é de 120 horas/ano. Entretanto, características do parque gerador exigem tempo mínimo de operação, rampas de acionamento e desligamento. Tais condições são computadas pelo fator A. Os parâmetros utilizados pela EPE para esse fim não foram alterados.

Fonte: Elaboração própria com base em dados da EPE (TC 004.937/2026-0, peças 24 e 31)

99. Os sobrepreços potenciais nos preços-teto das termelétricas do Leilão Aneel 2/2026, por sua vez, são calculados com base na diferença entre os preços-teto calculados pela EPE após o reajustamento e os calculados na presente instrução (Tabela 14).

**Tabela 14 – Sobrepreços potenciais nos preços-teto das termelétricas do Leilão Aneel 2/2026.**

Produtos	Sobrepreço potencial (R\$/MW.ano)	% Sobrepreço potencial
Produtos 2026 e 2027 existente gás natural conectada ao STGN	891.464	39,8%

<i>Produto 2028 a 2031 novo gás natural fora do STGN</i>	829.354	31,5%
<i>Produto 2028 a 2031 novo gás natural conectado ao STGN</i>	1.064.374	36,7%
<i>Produto 2028 a 2031 existente gás natural fora do STGN</i>	661.304	33,2%
<i>Produto 2028 a 2031 existente gás natural conectado ao STGN</i>	831.224	40,8%
<i>Produto 2028 a 2031 existente carvão mineral</i>	502.500	26,9%

Fonte: *Elaboração própria com base em dados da EPE (TC 004.937/2026-0, peças 24 e 31)*

100. No entanto, os sobrepreços potenciais dos preços-teto calculados por fonte e termelétrica nova/existente não representam adequadamente o sobrepreço da contratação. Isso ocorre, porque para a concorrência entre modelos de negócio diferentes a EPE arbitrou preços-teto considerando o maior preço-teto calculado dentre as fontes. Assim, o cálculo mais acurado do sobrepreço potencial exige a comparação dos preços-teto referenciais com os preços-teto reais estabelecidos para cada produto (Tabela 15).

*Tabela 15 – Cálculo dos sobrepreços potenciais por produto do Leilão Aneel 2/2026.*

Produtos	Preços-teto EPE R\$/MW.ano	Preço-teto TCU (R\$/MW.ano)	Sobrepreço potencial (R\$/MW.ano)	% Sobrepreço potencial
<i>Produtos 2026 e 2027 existente gás natural conectada ao STGN</i>	2.250.000	1.347.696	902.304	40,1%
<i>Produto 2028 a 2031 novo gás natural fora do STGN</i>	2.900.000	1.805.486	1.094.514	37,7%
<i>Produto 2028 a 2031 novo gás natural conectado ao STGN</i>	2.900.000	1.835.486	1.064.514	36,7%
<i>Produto 2028 a 2031 existente gás natural fora do STGN</i>	2.250.000	1.327.696	922.304	41,0%
<i>Produto 2028 a 2031 existente gás natural conectado ao STGN</i>	2.250.000	1.207.696	1.042.304	46,3%
<i>Produto 2028 a 2031 existente carvão mineral</i>	2.250.000	1.368.342	881.658	39,2%

Fonte: *Elaboração própria com base em dados da EPE (TC 004.937/2026-0, peças 24 e 31)*

101. Por fim, considerando as contratações realizadas, é possível calcular a representatividade dos sobrepreços potenciais dos contratos das termelétricas que serão celebrados em razão do Leilão Aneel 2/2026 (Tabela 16). O sobrepreço de cada contrato exige uma análise específica e individualizada de cada contrato, considerando os deságios ofertados. Por esse motivo, tais cálculos não são apresentados neste momento.

*Tabela 16 – Cálculo dos sobrepreços potenciais considerando os produtos contratados no Leilão Aneel 2/2026.*

Produtos	Potência contratada (MW)	Sobrepreço potencial (R\$/MW.ano)	Sobrepreço potencial anual (R\$)	Sobrepreço potencial na vigência contratual (R\$)
<i>Produto 2026 (existentes a gás natural no STGN)</i>	1.955,856	902.304	1.764.776.692	17.647.766.922
<i>Produto 2027 (existentes a gás natural no STGN)</i>	1.068,906	902.304	964.478.159	9.644.781.594
<i>Produto 2027 (existentes a carvão mineral)</i>	635,758	881.658	560.521.127	5.605.211.268
<i>Produto 2028 (existentes a gás natural no STGN)</i>	216,566	1.042.304	225.727.608	2.257.276.081
<i>Produto 2028 (existentes a gás natural fora do STGN)</i>	2.585,878	922.304	2.384.965.623	23.849.656.229
<i>Produto 2028 (novas a gás natural no STGN)</i>	1.022,267	1.064.514	1.088.217.533	16.323.262.999
<i>Produto 2028 (novas a gás natural fora do STGN)</i>	3.569,848	1.094.514	3.907.248.614	58.608.729.208
<i>Produto 2029 (existentes a gás natural no STGN)</i>	157,267	1.042.304	163.920.023	1.639.200.232
<i>Produto 2029 (existentes a gás natural fora do STGN)</i>	167,230	922.304	154.236.898	1.542.368.979
<i>Produto 2029 (novas a gás natural no STGN)</i>	553,437	1.064.514	589.141.435	8.837.121.519
<i>Produto 2029 (novas a gás natural fora do STGN)</i>	1.925,107	1.094.514	2.107.056.563	31.605.848.445
<i>Produto 2030 (existentes a gás natural fora do STGN)</i>	194,010	922.304	178.936.199	1.789.361.990
<i>Produto 2030 (novas a gás natural no STGN)</i>	701,519	1.064.514	746.776.797	11.201.651.951
<i>Produto 2030 (novas a gás natural fora do STGN)</i>	1.093,517	1.094.514	1.196.869.666	17.953.044.986
<i>Produto 2030 (existentes a carvão mineral)</i>	627,889	881.658	553.583.360	5.535.833.600
		<b>TOTAL</b>	<b>16.586.456.297</b>	<b>214.041.116.003</b>

Fonte: *Elaboração própria com base em dados da EPE (TC 004.937/2026-0, peças 24 e 31)*

102. Os cálculos indicam sobrepreço potencial de R\$ 214 bilhões (46,2%) nas contratações das termelétricas do Leilão Aneel 2/2026, que totalizaram R\$ 463,4 bilhões. A maior parte do sobrepreço potencial calculado, contudo, não advém do Capex adotado, mas dos custos extras considerados no O&M Fixo e no CVU declarado pelos agentes ofertantes. Mesmo mantendo os custos de Capex adotados pela EPE, os quais eventualmente podem ser questionados em razão do aquecimento do mercado e dos ajustes realizados pela equipe de fiscalização, os acréscimos no O&M Fixo e no CVU conduziram a um sobrepreço potencial total na ordem de R\$ 138 bilhões

(29,8% dos contratos das termelétricas do Leilão Aneel 2/2026), o equivalente a um dispêndio extra de R\$ 10,8 bilhões por ano (Tabela 17).

Tabela 17 – Cálculo dos sobrepreços potenciais considerando os produtos contratados no Leilão Aneel 2/2026, sem ajuste nos Capexs adotados pela EPE.

Produtos	Potência contratada (MW)	Sobrepreço potencial (R\$/MW.ano)	Sobrepreço potencial anual (R\$)	Sobrepreço potencial contratual (R\$)
Produto 2026 (existentes a gás natural no STGN)	1.955,856	760.837	1.488.087.611	14.880.876.115
Produto 2027 (existentes a gás natural no STGN)	1.068,906	760.837	813.263.234	8.132.632.343
Produto 2027 (existentes a carvão mineral)	635,758	502.500	319.468.395	3.194.683.950
Produto 2028 (existentes a gás natural no STGN)	216,566	700.597	151.725.490	1.517.254.899
Produto 2028 (existentes a gás natural fora do STGN)	2.585,878	530.677	1.372.265.979	13.722.659.794
Produto 2028 (novas a gás natural no STGN)	1.022,267	853.462	872.466.038	13.086.990.575
Produto 2028 (novas a gás natural fora do STGN)	3.569,848	618.442	2.207.743.937	33.116.159.052
Produto 2029 (existentes a gás natural no STGN)	157,267	700.597	110.180.788	1.101.807.884
Produto 2029 (existentes a gás natural fora do STGN)	167,230	530.677	88.745.115	887.451.147
Produto 2029 (novas a gás natural no STGN)	553,437	853.462	472.337.449	7.085.061.733
Produto 2029 (novas a gás natural fora do STGN)	1.925,107	618.442	1.190.567.023	17.858.505.349
Produto 2030 (existentes a gás natural fora do STGN)	194,010	530.677	102.956.645	1.029.566.448
Produto 2030 (novas a gás natural no STGN)	701,519	853.462	598.719.809	8.980.797.132
Produto 2030 (novas a gás natural fora do STGN)	1.093,517	618.442	676.276.841	10.144.152.608
Produto 2030 (existentes a carvão mineral)	627,889	502.500	315.514.223	3.155.142.225
			10.780.318.577	137.893.741.255

Fonte: Elaboração própria com base em dados da EPE (TC 004.937/2026-0, peças 24 e 31)

### II.2.7 Conclusões acerca do sobrepreço potencial calculado

103. Em suma, o impacto decorrente do aquecimento do mercado não é o principal responsável pelos sobrepreços potenciais verificados. A EPE elevou indevidamente a margem incorporada aos preços-teto de forma a absorver mais custos operacionais e mais custos variáveis.

104. Tal ação, ao estabelecer preços-teto mais elevados em um ambiente de reduzida competitividade, pode ter prejudicado a adoção de estratégias de fornecimento de combustível mais eficientes por parte dos agentes e permitido que custos extras de até R\$ 214 bilhões fossem apropriados pelos agentes ofertantes, que mantiveram seus lances próximos dos preços-teto.

105. Em outras palavras, a modelagem adotada, que proporcionou um ambiente de reduzida pressão competitiva, a elevada demanda contratada em um só leilão, os elevados preços-teto estabelecidos e a ausência de deságios expressivos conduziram a contratações economicamente ineficientes.

### II.3. Demanda contratada

106. Ao longo do acompanhamento do LRCAP 2026, houve duas tentativas de obtenção de informação acerca da demanda a ser contratada: a primeira em 8/10/2025 (peça 22), cuja resposta foi de que a definição ocorreria em etapa posterior (peça 32); e a segunda nas diligências impulsionadas pela representação da AudElétrica e dirigidas ao ONS e ao MME, em 5/3/2026, (TC 004.937/2026-0; peças 11 e 12), cujas respostas foram consolidadas pelo MME, informando que os estudos estavam em elaboração e vinham sendo objeto de reuniões técnicas de alinhamento entre ONS, EPE e MME (TC 004.937/2026-0; peça 22).

107. Ocorre que tal informação era elemento essencial para a determinação do orçamento da contratação e para a avaliação da adequação do modelo de contratação de potência. O MME já conhecia a ordem de grandeza da demanda, mesmo que não tivesse ainda definido exatamente o valor do montante que seria contratado e a estratégia de contratação (parcelada ou integral).

108. Evidencia essa afirmação a Ata da Reunião Técnica realizada entre membros da pasta ministerial e desta Unidade Técnica, em 17/6/2025. No documento (peça 15) foram registrados questionamentos iniciais acerca da demanda que seria contratada. Na oportunidade, o MME reconheceu que, em 6/9/2024, já havia solicitado à EPE e ao ONS a demanda a ser contratada até 2030 (peça 8, p. 8), informou que o sigilo sobre essa demanda tinha por objetivo evitar conluio entre agentes interessados e destacou que, naquele momento, o modelo de contratação ainda não estava fechado.

109. A informação a respeito da demanda apenas foi juntada ao Processo SEI-MME 48360.000027/2026-87, no dia 17/3/2026 (no dia anterior à sessão do leilão), por meio do Documento 1204850 (peça 160), e a Unidade Técnica somente tomou conhecimento da juntada do documento após a realização do certame.

110. Havia preocupação específica por parte desta Unidade Especializada quanto ao risco de a Administração promover contratação bilionária sem estimativa econômica suficientemente robusta acerca do valor global potencial da contratação e de seu impacto nas tarifas dos consumidores. As mudanças na modelagem, com segmentação de produtos e criação de nichos mais restritivos, indicavam possível restrição na competitividade do certame; e as fragilidades técnicas observadas na motivação para o reajustamento dos preços-teto indicavam que a demanda a ser contratada era o único fator relevante que ainda poderia promover competitividade no leilão.

111. Na ocasião, a Unidade Técnica apenas não propôs a suspensão do leilão porque as informações apresentadas pelo ONS indicavam que o atraso em sua realização teria elevado potencial de impactar o atendimento de potência no horizonte de contratação (TC 004.937/2026-0; peça 38, pp. 13-14):

‘113. Nesse contexto, os elementos disponíveis indicam que não se mostra recomendável eventual prorrogação do cronograma do LRCAP 2026, uma vez que atrasos na contratação poderiam ampliar sobremaneira os riscos associados ao atendimento da demanda de potência nos próximos anos. Ao mesmo tempo, permanece relevante a avaliação quanto ao adequado dimensionamento da demanda a ser contratada, variável que exerce influência direta sobre o grau de competição do certame e sobre os custos que serão suportados pelos consumidores.

114. Contudo, a ausência de informações mais detalhadas acerca da demanda mínima de potência considerada pelos órgãos de planejamento – bem como da demanda efetivamente prevista para contratação – limita a possibilidade de avaliação mais aprofundada dessa questão nesta fase do processo.

115. Em síntese, os elementos analisados indicam a existência simultânea de dois riscos relevantes: de um lado, o risco de insuficiência de capacidade de potência caso a contratação não ocorra tempestivamente; de outro, o risco de que eventual baixa competitividade no certame resulte em contratações a preços elevados, com repercussões sobre os consumidores de energia elétrica.

116. Diante desse quadro, entende-se que a atuação desta Corte deve preservar o equilíbrio entre tais riscos, evitando intervenções que possam comprometer a realização tempestiva do certame, sem prejuízo de posterior avaliação acerca da adequação das contratações realizadas e de seus impactos econômicos e sistêmicos (a qual propõe-se realizar no âmbito do TC 008.289/2025-5, que acompanha os atos relacionados ao LRCAP 2026), intencionando-se a apresentação de propostas de melhorias para certames futuros.’

112. Ainda que ONS, EPE e MME não tenham apresentado tempestivamente ao Tribunal informações detalhadas acerca da demanda efetivamente projetada para a contratação, havia informações em diversos sítios eletrônicos estimando demanda entre 10 GW e 30 GW (TC 004.937/2026-0; peça 6, p. 11). A ordem de grandeza da demanda já era, portanto, ao menos em alguma medida, conhecida pelo mercado. Mas, mesmo o mercado prevendo uma contratação de elevada monta, esse parâmetro poderia influenciar a dinâmica competitiva do certame, ampliando ou reduzindo o interesse de alguns agentes, conforme fosse a estratégia adotada pelo MME para realizar a contratação (de forma parcelada, ou em um único leilão, tal como acabou ocorrendo). Enfim, especialmente em contexto de já reduzida competitividade, a disponibilização tempestiva da demanda a ser contratada era elemento essencial à análise e ao acompanhamento realizado pelo controle externo.

113. Verifica-se, ainda, que o universo potencial de ofertantes era amplamente conhecido pelos agentes econômicos em razão do prévio cadastramento dos empreendimentos habilitados ao

*certame. Nesse contexto, a combinação entre produtos relativamente homogêneos, restrições à participação de tecnologias concorrentes e preços-teto significativamente ampliados reduziu a incerteza competitiva e criou condições favoráveis à acomodação estratégica dos participantes. Embora não se disponha, nos presentes autos, de elementos suficientes para caracterizar ajuste anticoncorrencial específico, tal configuração elevou o risco de coordenação tácita ou de redução da rivalidade competitiva, contribuindo para a apresentação de propostas sistematicamente próximas aos limites regulatórios estabelecidos. Como consequência, os resultados observados evidenciam a possibilidade de contratação em patamares superiores aos referenciais de razoabilidade econômica e aos custos eficientes esperados, com potencial transferência de renda aos agentes vencedores e captura de margens econômicas excessivas às expensas dos consumidores de energia elétrica.*

*114. A evolução do processo de planejamento do LRCAP 2026 evidencia atuação reativa e descontinuada do MME, representante do Poder Concedente, na condução de contratação reconhecidamente necessária desde pelo menos 2022, voltada à expansão de capacidade de potência do Sistema Interligado Nacional. A ausência de realização de certames intermediários bem como a decisão unilateral de revogação das diretrizes publicadas em 2024 em um ambiente de demanda reprimida, provavelmente contribuíram para a decisão de se concentrar uma demanda elevada – da ordem de 20 GW – em um único processo licitatório, realizado em contexto de aquecimento do setor que fornece os equipamentos para as termelétricas a gás natural e crescente pressão por energia firme, inclusive associada ao avanço de novas cargas estruturais, como **data centers**. Nada obstante, tais argumentos não são suficientes para justificar a escolha da pasta ministerial, que deveria ser pautada pela eficiência econômica da contratação.*

*115. Em 2025, diante da judicialização por agentes potencialmente afetados por um modelo mais competitivo, observou-se que o MME deixou de sustentar integralmente a modelagem originalmente concebida, promovendo sua reconfiguração em direção a arranjo mais segmentado, com o objetivo de acomodar diferentes interesses setoriais. Tal inflexão reduziu a coerência técnica da proposta inicial e contribuiu para a consolidação de um desenho regulatório menos competitivo.*

*116. A adoção de uma estratégia baseada em leilões anuais, com volumes menores e maior frequência de contratação, teria permitido não apenas o aprimoramento incremental da modelagem ao longo do tempo, como também a mitigação dos efeitos de concentração de demanda em um único certame de grande porte, reduzindo riscos associados à realização de contratação massiva em momento de elevada pressão de mercado.*

*117. Nesse contexto, os resultados observados no Leilão Aneel 2/2026 guardam relação direta com a inércia e a omissão dos agentes responsáveis pela condução tempestiva do planejamento e da contratação, na medida em que a ausência de atuação tempestiva, de decisões estruturantes oportunas e de atuação regulatória consistente ao longo do ciclo de planejamento contribuiu para a consolidação de um desenho final excessivamente concentrado, de elevada complexidade e condições concorrenciais restritivas, cujos efeitos se materializaram no próprio resultado do certame.*

#### II.4. Ausência de estudos econômicos e fragilidade da modelagem

*118. A elevação dos preços-teto em até 100% apenas três dias após a primeira publicação indica que o valor global da contratação e seus impactos para os consumidores não foram objeto de acompanhamento e ponderação suficientemente robustos. Os elementos constantes dos autos sugerem a ausência de estudos econômicos detalhados e tempestivos acerca do valor global estimado da contratação e da eficiência da modelagem adotada.*

*119. Reforça essa conclusão o comportamento da EPE após a revogação da primeira modelagem, quando, há 49 dias da data da sessão do leilão, comunicou ao MME a interrupção dos trabalhos de definição dos preços-teto até a edição de novas diretrizes para a contratação (peça 12, p. 53). Esse registro indica que, naquele momento, os cálculos não haviam sido consolidados*

de forma tempestiva, tampouco utilizados como instrumento prévio de validação da vantajosidade da modelagem então vigente, evidenciando a continuidade do processo de estruturação do certame sem avaliação crítica objetiva de sua eficiência.

120. Os referenciais constantes nos Parâmetros Econômicos do PDE 2035 (peça 159) são particularmente relevantes por demonstrarem que o setor elétrico brasileiro já dispunha, previamente à realização do certame, de parâmetros oficiais aptos a subsidiar análises mais robustas acerca da economicidade relativa das alternativas de expansão da oferta de potência. Mesmo exigindo ajustes, os referenciais existentes possibilitavam a definição dos preços-teto antes da definição da demanda a ser contratada. A identificação tempestiva da elevação recente dos custos de Capex das termelétricas a gás natural permitiria a escolha de estratégias mais eficientes para a contratação, inclusive por meio da realização de outros leilões.

121. A ausência de estudos econômicos suficientemente detalhados acerca dos impactos tarifários potenciais decorrentes das alterações promovidas nos preços-teto e na modelagem concorrencial do certame revela fragilidade relevante da fase interna da contratação.

122. As análises desenvolvidas por esta Unidade Técnica também registraram preocupação específica quanto ao fato de que a segmentação progressiva dos produtos e a mitigação da competição cruzada poderiam reduzir significativamente a pressão competitiva efetiva do certame. Antes da sessão do leilão, consignou-se expressamente que a modelagem então vigente reunia elementos estruturais reconhecidos pela literatura concorrencial como potencialmente facilitadores de coordenação anticoncorrencial em licitações públicas, conforme o Guia de Combate a Cartéis em Licitações do Cade (TC 004.937/2026-0, peça 6, pp. 13-14 e peça 4, pp. 50-52).

123. A preocupação da Unidade Técnica intensificou-se diante da combinação entre segmentação dos produtos, elevação substancial dos preços-teto e reduzida amplitude competitiva do certame, fatores que, em conjunto, tendiam a gerar incentivos econômicos compatíveis com um ambiente de baixa pressão concorrencial.

124. Não obstante tais elementos, a proximidade da realização do leilão, as informações apresentadas pelo ONS quanto aos riscos associados ao atendimento da demanda e a ausência, naquele momento, de dados suficientemente detalhados sobre a necessidade efetiva de contratação conduziram esta Unidade Especializada a não propor o adiamento imediato do certame.

125. Em síntese, os elementos colacionados nos autos indicam que a modelagem originalmente concebida para o LRCAP possuía potencial concorrencial e econômico superior ao modelo posteriormente implementado após as sucessivas reformulações promovidas ao longo de 2025 e 2026, não tendo sido identificada motivação técnica suficiente que justificasse, de forma consistente, as alterações promovidas.

#### II.5. Metodologia proposta pela EPE para aferição dos benefícios da contratação

126. À peça 57 foi acostado informe técnico em que a EPE propõe metodologia de comparação econômica entre os contratos de termelétricas do Leilão Aneel 2/2026 e os contratos legados de termelétricas. No documento, a EPE sustenta que a comparação entre esses contratos deve ser realizada a partir de uma mesma base. Para tanto, propõe que ambos sejam avaliados sob a perspectiva dos custos que imputam ao sistema, o que exigiria a incorporação, aos contratos legados, de custos sistêmicos não explicitamente contratados, em especial aqueles associados à inflexibilidade operacional, uma vez que tais contratos são tipicamente remunerados apenas pela energia efetivamente gerada. Essa inflexibilidade, segundo a EPE, poderia ser dividida em inflexibilidade contratual anual, tempo mínimo de permanência em operação e impactos financeiros decorrentes do **curtailment**, isto é, cortes de geração renovável (peça 57, p. 6).

127. Concluídos os cálculos da homogeneização dos contratos, nos moldes da lógica exposta anteriormente, a EPE encontrou um custo comparável para os contratos legados de R\$ 2.954.775/MW.ano, superior aos custos obtidos no LRCAP 2026, que variam de R\$ 2.236.967 a R\$ 2.900.000/MW.ano, sendo este último o preço-teto para termelétricas novas sem deságio (peça 57,

p. 17). Com base nesse resultado, a estatal conclui que, mesmo sem deságio, os preços-teto do LRCAP 2026 resultariam em redução de custos sistêmicos, se confrontados com a manutenção dos atuais contratos.

128. Sem adentrar no mérito da correção dos valores e dos cálculos realizados pela EPE, a conclusão dessa comparação pode ser analisada sob outra perspectiva: existe a possibilidade de que parte relevante do benefício sistêmico associado à contratação no âmbito do LRCAP 2026 esteja sendo apropriada pelos agentes vencedores do certame, sobretudo em razão das circunstâncias expostas nos tópicos anteriores, as quais potencialmente reduziram a competitividade da licitação.

129. Ainda que a metodologia da EPE indique a contratação de potência na forma estruturada pelo LRCAP 2026 gere benefícios sistêmicos em relação à contratação de energia por meio de contratos legados, não se pode descartar que tais benefícios poderiam ser ainda mais expressivos em um ambiente de maior competitividade. Permanece, portanto, o alerta decorrente das análises anteriores quanto aos efeitos da modelagem adotada sobre a intensidade concorrencial do certame.

130. Por outro lado, nos cálculos apresentados pela EPE, as parcelas fixa, variável e correspondente à contabilização da componente inflexibilidade nos contratos legados representam, respectivamente, custos de R\$ 1.048.443/MW.ano, R\$ 606.566/MW.ano e R\$ 1.299.766/MW.ano.

131. Análise realizada por esta Unidade Técnica, contudo, indica que as premissas adotadas pela EPE merecem ser aprofundadas. Enquanto os contratos legados de termelétricas foram dimensionados para operar por 520 horas/ano, os contratos das termelétricas do Leilão Aneel 2/2026 foram dimensionados para operar por 120 horas/ano. Assim, o fato de as usinas legadas serem remuneradas para operar por 520 horas/ano, ainda que possa resultar em custos associados ao **curtailment** de fontes renováveis, já incorpora, em alguma medida, os custos associados à inflexibilidade. Trata-se de 400 horas adicionais de operação anual que representam um valor agregado que não foi considerado na modelagem proposta.

132. Ao fim, a metodologia proposta pela EPE evidencia a necessidade de reavaliar a eficiência da modelagem de contratação de potência, uma vez que impõe aos consumidores custos fixos bilionários para manutenção das usinas que são colocadas à disposição, mas cujos ativos não são plenamente aproveitados pelo setor elétrico. **Mutatis mutantis**, os dados informados pela EPE indicam que o preço da disponibilidade por hora de operação projetada dos contratos legados de termelétricas é notadamente menor (R\$ 3,2 mil/MW.ano) do que o referente às contratações do Leilão Aneel 2/2026 (R\$ 21,8 mil/MW.ano para termelétricas novas e R\$ 16,8 mil/MW.ano para termelétricas existentes).

133. Nesse sentido, infere-se que a integração mais eficiente da remuneração da disponibilidade de potência exige estudos mais aprofundados para permitir a utilização energética efetiva dos empreendimentos contratados, em especial de forma coordenada com os reservatórios hidrelétricos e as demais fontes de energia. O foco de análises que venham ser realizadas a respeito do tema é o melhor aproveitamento dos custos fixos integrais dessas termelétricas, que são totalmente absorvidos pelos consumidores de energia. Mecanismos com esse propósito poderiam reduzir custos globais de expansão e favorecer maior aderência aos princípios da modicidade tarifária e da eficiência econômica.

III. Dos resultados observados no Leilão Aneel 2/2026 e da aderência aos riscos previamente identificados

134. Os resultados observados no Leilão Aneel 2/2026 apresentaram aderência relevante aos riscos econômicos e concorrenciais previamente identificados ao longo do acompanhamento do certame. Conforme demonstrado nas análises constantes dos autos, os produtos termelétricos licitados apresentaram baixos níveis de deságio em relação aos preços-teto regulatórios, com aproximação significativa das propostas vencedoras aos limites máximos estabelecidos no certame.

135. A inexistência de deságios em patamares mais expressivos em um leilão não caracteriza, por si só, falha concorrencial ou a presença de condutas colusivas entre agentes. Trata-se de resultado que pode decorrer de múltiplos fatores econômicos e estruturais. No caso em exame, contudo, a conjugação de elementos específicos – como o prévio conhecimento, ainda que aproximado, da demanda de contratação com base em estudos oficiais do ONS e da EPE, a segmentação do certame em produtos específicos, e a alteração abrupta dos preços-teto sem justificativas técnicas suficientemente robustas – contribuiu para a conformação de um ambiente que pode ter favorecido comportamentos oportunistas por parte dos agentes econômicos.

136. O Leilão Aneel 2/2026 poderá resultar na contratação de 18,98 GW de potência, com reduzidos deságios médios, conforme Tabela 18. Os resultados também evidenciam baixa dispersão econômica entre as propostas vencedoras em determinados produtos termelétricos, conforme indicado nas planilhas de resultados do certame (peça 49), o que reforça o padrão de limitada pressão competitiva do certame.

**Tabela 18 – Média ponderada dos preços dos produtos no LRCAP 2026 e deságios médios.**

Leilão Aneel	Produto	Pdisp x Disp. Pot. Acumulada (R\$/ano)	Potência Ofertada (MW)	Pdisp Médio (R\$/mil/MW.ano)	Preços Teto (R\$/mil/MW.ano)	Deságios
2/2026	Produto 2026 T	4.302.067.954,04	1.955,86	2.199,58	2.250	2,2087%
	Produto 2027 T	3.834.961.019,61	1.704,66	2.249,69	2.250	0,2807%
	Produto 2028 T	18.542.118.072,07	7.394,56	2.507,54	2.225 a 2.900	5,6053%
	Produto 2029 T	7.712.713.003,16	2.803,04	2.751,55	2.250 a 2.900	3,3832%
	Produto 2030 H	3.218.944.853,25	2.311,98	1.392,29	1.400	0,8554%
	Produto 2031 T	6.181.428.080,27	2.616,93	2.362,09	2.250 a 2.900	10,5335%
	Produto 2031 H	266.180.600,00	190,13	1.400,00	1.400	0,0000%
3/2026	Produto 2026 O	204.501.380,83	228,23	896,03	1.600	44,1263%
	Produto 2027 O	148.869.420,48	174,69	852,19	1.600	46,7380%
	Produto 2030 O	76.262.517,12	98,40	775,03	1.750	55,7071%

Nota: Pdisp é preço por disponibilidade de potência; Disp. Pot. Acumulada é disponibilidade de potência acumulada.

Fonte: Elaboração própria com base nos dados publicados pela CCEE dos resultados dos leilões (peça 49).

137. No Leilão Aneel 2/2026, verificou-se relevante concentração da contratação em reduzido número de grupos econômicos. Foram identificadas 46 empresas ou consórcios vencedores do certame, sem considerar eventual participação desses agentes em outros empreendimentos. Desse total, 15 concentram 80% da potência contratada, enquanto 10 agentes responderam por 69% desse montante (Tabelas 19, 20 e 21, a seguir). Esses resultados indicam elevada concentração da contratação e são compatíveis com um ambiente de reduzida rivalidade econômica e baixa contestabilidade concorrencial.

**Tabela 19 – Concentração econômica observada no Leilão Aneel 2/2026 do LRCAP 2026 - Geral.**

Proponente	Potência ofertada	Potência of. acumulada	% Pot. contratada acumulada	Número emprend.
ENEVA S.A.	3.620,17	3.620,17	19%	12
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	2.235,12	5.855,29	31%	8
EVOLUTION POWER PARTNERS SA	1.914,28	7.769,57	41%	10
COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	1.172,34	8.941,91	47%	1
USINA TERMELETRICA NORTE FLUMINENSE S/A	787,81	9.729,72	51%	1
USINA TERMELETRICA DE LINS S.A.	701,51	10.431,23	55%	1
F.D.A. GERACAO DE ENERGIA ELETRICA S.A.	690,47	11.121,70	59%	1
J&F S.A.	680,67	11.802,37	62%	2
UEG ARAUCÁRIA S.A.	671,50	12.473,87	66%	2
PARNAÍBA GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA S.A.	643,81	13.117,68	69%	2
PORTO DO PECÉM GERAÇÃO DE ENERGIA LTDA	635,76	13.753,44	72%	1
KARPOWERSHIP BRASIL ENERGIA LTDA	537,17	14.290,61	75%	4
ORIGEM ENERGIA PILAR S.A.	346,11	14.636,73	77%	7
CENTRAIS ELETRICAS DA PARAIBA S.A. - EPASA	333,09	14.969,81	79%	2
PECÉM II GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	316,16	15.285,98	81%	1

Fonte: Elaboração própria com base nos resultados do Leilão Aneel 2/2026 fornecido pela Aneel (peça 49).

Tabela 20 – Concentração econômica observada no Leilão Aneel 2/2026 do LRCAP 2026 – produtos exclusivos para os empreendimentos conectados ao SGTN (Produtos 2026 e 2027).

Proponente	Potência ofertada	Potência of. acumulada	%Pot. Contrat. acumulada	Número Emprend.	Partip. (%)
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	1.934,48	1.934,48	53%	7	53%
USINA TERMELETRICA NORTE FLUMINENSE S/A	787,81	2.722,29	74%	1	22%
PORTO DO PECÉM GERAÇÃO DE ENERGIA LTDA	635,76	3.358,05	92%	1	17%
ENEVA S.A.	134,06	3.492,12	95%	3	4%
J&F S.A.	130,37	3.622,48	99%	1	4%
UTE PAULINIA VERDE LTDA	21,31	3.643,79	100%	1	1%
SUZANO SA	16,73	3.660,52	100%	1	0%

Fonte: Elaboração própria com base nos resultados do Leilão Aneel 2/2026 fornecido pela Aneel (peça 49).

Tabela 21 – Concentração econômica observada no Leilão Aneel 2/2026 do LRCAP 2026 – Produtos 2027, 2028, 2029, 2030 e 2031 (produtos termelétricos sem exclusividade).

Proponente	Potência ofertada	Potência of. acumulada	%Pot. Contrat. acumulada	Número Emprend.	Partip. (%)
ENEVA S.A.	3.486,10	3.486,10	27%	9	27%
EVOLUTION POWER PARTNERS SA	1.685,00	5.171,10	40%	9	13%
USINA TERMELÉTRICA DE LINS S.A.	701,51	5.872,62	46%	1	5%
PARNAÍBA GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA S.A.	643,81	6.516,43	51%	2	5%
J&F S.A.	550,30	7.066,73	55%	1	4%
UEG ARAUCÁRIA S.A.	451,50	7.518,23	59%	1	4%
KARPOWERSHIP BRASIL ENERGIA LTDA	427,04	7.945,27	62%	3	3%
ORIGEM ENERGIA PILAR S.A.	346,11	8.291,38	65%	7	3%
CENTRAIS ELETRICAS DA PARAIBA S.A. - EPASA	333,09	8.624,46	68%	2	3%
PECÉM II GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	316,16	8.940,63	70%	1	2%
ITAQUI GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	311,73	9.252,35	72%	1	2%
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	300,63	9.552,99	75%	2	2%
SAO FRANCISCO ENERGIA S.A. 1 e 2	293,38	9.846,37	77%	2	2%
ELETRICIDADE DO BRASIL S.A. - EBRASIL	290,61	10.136,98	79%	1	2%
NATURAL CAPITAL INFRA II FUNDO DE INVESTIMENTO EM PARTICIPAÇÕES EM INFRAESTRUTURA RESP LTDA	244,48	10.381,45	81%	2	2%

Fonte: Elaboração própria com base nos resultados do Leilão Aneel 2/2026 fornecido pela Aneel (peça 49).

138. A interpretação dos resultados observados no Leilão Aneel 3/2026 exige cautela analítica adicional, uma vez que parte relevante dos grupos econômicos vencedores do Leilão Aneel 2/2026 também participou e obteve êxito no segundo certame. Nesse contexto, os elevados deságios observados no Leilão Aneel 3/2026 não afastam as preocupações concorrenciais identificadas ao longo da presente fiscalização.

139. O Leilão Aneel 3/2026 possuía caráter economicamente subsidiário em relação ao primeiro, envolvendo demanda residual, contratos de menor duração e participação de usinas termelétricas existentes movidas a óleo combustível e biocombustíveis.

140. Tal configuração permite considerar, em tese, que os elevados deságios observados no segundo leilão (Leilão Aneel 3/2026) possam, em razão do perfil dos produtos e das condições de contratação, refletir racionalidade econômica distinta daquela verificada no Leilão Aneel 2/2026.

141. Nessas circunstâncias, os resultados do Leilão Aneel 3/2026 não afastam, por si sós, os riscos econômicos e concorrenciais identificados na modelagem e nos resultados associados aos produtos termelétricos do Leilão Aneel 2/2026.

142. Nada obstante, é intrigante o preço médio obtido no Produto 2031 do Leilão Aneel 3/2026, exclusivo para termelétricas a biocombustível pelo prazo de 10 anos. Tal produto foi contratado a um preço médio de R\$ 775 mil/MW.ano, correspondente a menos de um terço do custo de contratação das termelétricas existentes a gás natural. Ou seja, indica a existência de opção economicamente mais eficiente e alinhada com os pactos internacionais de redução da queima de combustíveis fósseis, assim como com a competência natural do país no setor agrícola.

143. *Em síntese, no que se refere ao Leilão Aneel 2/2026:*

a) *os produtos termelétricos exclusivos para usinas conectadas ao STGN, cujos preços-teto foram reajustados em 100,89%, apresentaram reduzidos deságios médios (entre 0,28% e 2,21%), o que indica concorrência restrita, baixa dispersão de lances e contratação em patamares de preços elevados;*

b) *os produtos termelétricos de ampla participação (não exclusivos para usinas conectadas ao STGN), cujos preços-teto foram reajustados entre 81,25% e 100,89%, apresentaram deságios médios ligeiramente superiores (entre 3,4% e 10,5%), ainda assim inferiores ao parâmetro de deságios considerado pelo MME quando da definição da demanda a ser contratada (Nota Técnica 79/2026/DPOG/SNTEP; peça 160, p. 9, item 4.66), o que também indica reduzida amplitude concorrencial e contratação em patamares elevados de preço;*

c) *os produtos hidrelétricos, cujos preços-teto não sofreram reajuste, apresentaram reduzidos deságios médios (entre 0% e 0,8%), o que poderia indicar baixa competição, contudo não caracteriza, por si só, contratação ineficiente, uma vez que os valores já se encontravam alinhados aos referenciais constantes dos estudos oficiais da EPE.*

144. *Quanto ao Leilão Aneel 3/2026, embora os preços tenham sido reajustados em aproximadamente 75%, observaram-se deságios mais expressivos. Os preços médios contratados – R\$ 896 mil/MW.ano no Produto 2026, R\$ 852 mil/MW.ano no Produto 2027 e R\$ 775 mil/MW.ano no Produto 2030 – ficaram abaixo dos preços-teto estabelecidos antes dos reajustes, de R\$ 920 mil/MW.ano para os Produtos 2026 e 2027 e de R\$ 990 mil/MW.ano para o Produto 2030. Assim, os deságios médios, entre 44,1% e 55,7%, foram suficientes para compensar os reajustes realizados.*

IV. Da homologação parcial do Produto 2026 do Leilão Aneel 2/2026, da atuação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e da resposta a oitiva impulsionada pelo Ministro Relator

145. *Após a realização da sessão pública do Leilão Aneel 2/2026 e consecutivamente à formalização, pela Unidade Técnica, de proposta de adoção de medida cautelar destinada à suspensão parcial da homologação e adjudicação parcial do certame, a Aneel deliberou pela homologação exclusiva do Produto 2026, seguindo o cronograma previsto no edital (peça 124).*

146. *A homologação do Produto 2026 ocorreu em contexto institucional controverso, uma vez que a Aneel possuía ciência formal dos riscos econômicos, concorrenciais e tarifários apontados pela TCU (peças 119, 121 e 122).*

147. *Os elementos apresentados pela Unidade Técnica não se limitaram a divergências abstratas acerca da conveniência regulatória do modelo adotado. Ainda assim, a Aneel optou pela homologação do Produto 2026 após reunião extraordinária convocada especificamente para apreciação da matéria. A motivação apresentada pela agência reguladora concentrou-se no fato de a comunicação do TCU estar desacompanhada de adoção de medida cautelar ou de determinação impeditiva, não sendo, segundo a agência, comunicação apta a obstar a prática dos atos regularmente previstos no edital (peça 161).*

148. *A transcrição da reunião extraordinária realizada pela autarquia (peça 161, pp. 13-62) após a comunicação da existência dos indícios de irregularidade apresenta elementos específicos sustentados pela Procuradoria-Geral da Aneel para se manifestar favoravelmente à homologação do Produto 2026 do Leilão Aneel 2/2026. Em suma, foram defendidas as seguintes teses:*

a) *da presunção da legitimidade dos atos administrativos, uma vez que o TCU não havia concedido a cautelar pleiteada pela unidade técnica e que as recomendações do MPF não possuíam natureza vinculante;*

b) *de o desenho institucional da Aneel, relativamente a governança de procedimentos licitatórios, apenas conceder a autarquia atribuições administrativas estritamente formais;*

c) *de a Aneel não ter competência para fazer revisão e substituição das decisões do poder concedente, uma vez que, no entendimento do órgão de assessoramento jurídico, a autarquia não*

*estar preparada tecnicamente para realizar a análise dos fatos e irregulares apontados pela unidade técnica do TCU;*

*d) da impossibilidade de a agência revogar o certame sem a existência de um fato superveniente, desconsiderando a comunicação formal do TCU quanto aos riscos existentes;*

*e) de que havia sido realizada uma análise econômica do modelo de contratação, em que pese os apontamentos realizados pelo TCU em sentido contrário;*

*f) da impossibilidade de a autarquia deixar de realizar a homologação do leilão conforme o cronograma previsto, em face do entendimento do órgão de assessoramento jurídico de que não havia irregularidade insanável (já que o poder judiciário não havia até aquele momento se posicionado contrariamente ao resultado do leilão) e/ou fato superveniente que justificasse a revogação por razão de interesse público, novamente desconsiderando os apontamentos da unidade técnica do TCU; e*

*g) de que a existência de controvérsia institucional, ou críticas quanto ao mérito da contratação, não autorizavam a paralisação do certame pela Aneel.*

*149. Em suma, os argumentos apresentados pela Procuradoria-Geral da Aneel na reunião extraordinária coincidem com a resposta a oitiva impulsionada pelo Ministro Relator (peças 145-146).*

*150. Todavia, conforme demonstrado ao longo da presente fiscalização, além dos indícios de irregularidade, a análise realizada pela Unidade Técnica que propôs a adoção da medida cautelar e impulsionou a realização da oitiva da autarquia havia demonstrado que: (...); (ii) havia parcela relevante da potência contratada associada a usinas termelétricas já existentes, o que indicava a possibilidade de tempestivamente serem adotadas soluções alternativas contemplando tais agentes; (iii) havia perspectivas concretas de contratação de soluções alternativas, inclusive sistemas BESS, cuja portaria das diretrizes já se encontrava publicada desde novembro de 2025 (Portaria MME 878/2025; peça 162, pp. 1-19) – sendo que nesse ínterim, em 3/6/2026, foi publicada a Portaria Normativa MME 136/2026 (peça 162, pp. 20-40), que oficializou o primeiro leilão de armazenamento de energia em baterias, agendado para dezembro de 2026; (iv) parte dos empreendimentos que seriam contratados enfrentava potenciais riscos de atraso na implantação; e (v) o próprio Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) havia apresentado medidas conjunturais capazes de auxiliar a transição entre a demanda atualmente existente e eventual recomposição mais eficiente da contratação de potência.*

*151. Nessas circunstâncias, a ponderação regulatória realizada pela Aneel revela-se particularmente controversa sob a perspectiva do interesse público setorial. O art. 13 do Decreto 2.335/1997 estabelece que o exercício da livre competição deve ser estimulado pelas ações da autarquia, visando a proteção e a defesa dos agentes do setor de energia elétrica, bem como a repartição justa dos benefícios auferidos entre esses agentes e os consumidores.*

*152. No mesmo sentido, o art. 2º da Lei 9.784/1999 prevê que a Administração Pública deve observar, entre outros, os princípios da legalidade, finalidade, motivação, razoabilidade, proporcionalidade, moralidade, segurança jurídica, interesse público e eficiência, além de critérios como atuação conforme a lei e o Direito, atendimento a fins de interesse geral, objetividade no atendimento do interesse público e interpretação da norma administrativa da forma que melhor garanta o atendimento do fim público a que se dirige.*

*153. Ainda, quanto à força institucional de comunicação formal do TCU sobre a existência de indícios de irregularidade na contratação, o art. 169 da Lei 14.133/2021 estabelece que as contratações públicas devem submeter-se a práticas contínuas e permanentes de gestão de riscos e controle preventivo, sujeitando-se a linhas de defesa que incluem servidores e autoridades da estrutura de governança, unidades de assessoramento jurídico e controle interno, órgão central de controle interno e tribunal de contas.*

*154. Em síntese, a decisão da Aneel demanda avaliação, especialmente porque os riscos associados à modelagem e aos resultados econômicos do certame haviam sido formalmente*

registrados pela Unidade Técnica antes da decisão da autarquia pela homologação parcial do certame (peças 119-122). Ao fim e ao cabo, a autarquia assumiu o risco da contratação, ciente da existência de relevantes indícios de irregularidade e se amparou em elementos formais para justificar a sua conduta.

155. A relevância institucional da atuação da Aneel no caso concreto foi expressamente ressaltada no despacho do Relator que impulsionou a oitiva da agência reguladora. Na ocasião, consignou-se que compete à Aneel não apenas promover formalmente a homologação dos resultados do certame, mas também analisar concretamente os impactos regulatórios associados à contratação e atuar em defesa da prestação adequada dos serviços, da modicidade tarifária e do equilíbrio entre os agentes econômicos do setor elétrico e os consumidores de energia elétrica (peça 119).

156. Assim, embora a Aneel possua autonomia técnica e regulatória no exercício de suas competências institucionais, a homologação do Produto 2026 em tais circunstâncias revela necessidade de aprofundamento específico acerca da suficiência da motivação apresentada para a deliberação adotada.

157. A necessidade de aprofundamento específico da atuação da Aneel não decorre apenas da discordância técnica quanto à conveniência regulatória da homologação parcial, mas também dos possíveis efeitos concretos decorrentes da deliberação da agência. A autarquia tinha a autonomia de responder a oitiva impulsionada pelo Ministro Relator e poderia ter optado por aguardar o deslinde da avaliação do caso concreto por este Tribunal. Os riscos de uma decisão favorável à suspensão definitiva do leilão haviam sido colecionados na instrução que propôs a medida cautelar, documento que foi disponibilizado à Aneel. Nesse contexto, a autarquia tinha conhecimento pleno dos cuidados que estavam sendo tomados antes de qualquer decisão. Mesmo assim, conforme registrado, a homologação do Produto 2026 ocorreu, de forma deliberada, após a ciência formal de tal situação pela agência reguladora.

158. Além disso, a homologação parcial promovida pela Aneel pode ter produzido efeitos jurídicos e regulatórios relevantes, cuja eventual reversão poderá exigir avaliação específica quanto aos impactos administrativos, econômicos e financeiros dela decorrentes. Nesse contexto, mostra-se necessário que a apuração da atuação da Aneel seja conduzida em processo apartado com escopo suficientemente amplo para examinar: (i) a suficiência da motivação apresentada para a homologação parcial do Produto 2026; (ii) a aderência da deliberação aos riscos previamente comunicados pelo TCU; (iii) os efeitos concretos decorrentes da homologação, inclusive quanto à celebração, manutenção, eventual sustação ou desconstituição dos contratos associados ao referido produto; e (iv) a eventual existência de prejuízos ou custos imputáveis à decisão administrativa examinada.

159. A partir dessa apuração específica, e caso sejam identificados elementos suficientes quanto à ocorrência de prejuízo, à sua quantificação e ao nexo com a atuação dos agentes públicos envolvidos, poderá ser avaliada a adoção do instrumento processual adequado à recomposição de eventual dano, inclusive mediante instauração ou conversão do feito em tomada de contas especial, se assim entender o Tribunal.

#### V. Da atuação preventiva do controle externo e da ponderação dos interesses públicos envolvidos

160. A atuação preventiva do controle externo mostra-se particularmente relevante no presente caso diante da elevada materialidade econômica das contratações examinadas. Apenas as termelétricas do Leilão Aneel 2/2026 totalizam R\$ 463 bilhões em dispêndios a serem suportados pelos consumidores ao longo da vigência dos respectivos contratos.

161. A relevância do caso concreto decorre não apenas da magnitude financeira envolvida, mas também da convergência entre alterações substanciais da modelagem originalmente concebida para o certame, flexibilizações econômicas sucessivas, elevação abrupta dos preços-teto

*regulatórios e redução progressiva da pressão competitiva, ao final evidenciada pelos reduzidos deságios ofertados.*

*162. Nessas circunstâncias, a atuação do controle externo não se destina à substituição da discricionariedade do gestor ou à revisão abstrata de escolhas ordinárias de política pública, relacionadas à expansão do SIN, mas à verificação da conformidade dos preços-teto e da modelagem adotada com os princípios que regem a Administração Pública e com os objetivos de eficiência, economicidade e proteção do interesse público. Outrossim, a necessidade de atuação tempestiva torna-se essencial diante do fato de que apenas o Produto 2026 do Leilão Aneel 2/2026 foi homologado até o presente momento.*

*163. A adequada ponderação do interesse público exige considerar simultaneamente os riscos econômicos e concorrenciais associados à manutenção integral das contratações examinadas e os potenciais impactos sistêmicos decorrentes de eventual descontinuidade abrupta da expansão da oferta de potência do SIN.*

*164. Conforme exposto na instrução à peça 111, os elementos constantes dos autos indicam que os riscos associados à eventual recomposição da contratação do Produto de 2026 mostram-se potencialmente administráveis sob a perspectiva da segurança energética (peça 111, pp. 13-17). Diante disso, naquele momento esta Unidade Técnica foi proposta a adoção da medida cautelar de suspensão do certame, com o objetivo de viabilizar o aprofundamento das análises técnicas e econômicas pertinentes, assegurando o adequado exercício do controle externo com menor impacto sobre a segurança jurídica do setor.*

*165. A princípio, a Unidade Técnica entendeu que a suspensão integral do certame exigiria reavaliação cautelosa do planejamento de atendimento da demanda de potência para os anos subsequentes, com definição paralela de nova estratégia de contratação e programação de novos certames, de modo a assegurar a adequada recomposição da oferta no horizonte de atendimento do Sistema Interligado Nacional (SIN).*

*166. Tal cenário não foi alterado. Contudo, a inércia da Administração favorece, nesse momento, a continuidade da contratação em exame, cujos indícios colecionados na presente análise permitem inferir que os preços a serem contratados estão elevados em decorrência de diversos fatores. No âmbito deste Tribunal, no entanto, caso não seja adotada a medida cautelar pleiteada, a imposição de medida saneadora exige que etapas processuais sejam cumpridas, assegurando a ampla defesa e o contraditório dos gestores envolvidos.*

*167. Em suma, há duas escolhas: a suspensão da contratação e a assunção do risco de não se contratar tempestivamente a demanda de potência, o que pode resultar em custos potencialmente ainda mais elevados para o país e para os consumidores; ou a impulsão de etapa processual destinada a caracterizar eventuais sobrepreços contratuais e a reduzir os valores dos contratos celebrados, o que também se traduz em um risco jurídico maior, já que após o início de operação as termelétricas podem judicializar a questão e arrastar a discussão durante anos, impondo aos consumidores de energia a assunção de custos indevidos.*

*168. Caso a opção seja a adoção da medida cautelar pleiteada pela Unidade Técnica, o encaminhamento deverá determinar que o MME adote ações tempestivas capazes de dar celeridade ao processo de persecução de novas soluções à contratação, sob pena de não suprimento à demanda de potência.*

*169. A recente publicação da Portaria Normativa MME 136/2026, todavia, aumenta as perspectivas de contratação no curto prazo de soluções alternativas para expansão da capacidade flexível do sistema por meio dos sistemas de armazenamento de energia por baterias – BESS. Tal solução, em tese, pode ser implantada em prazos significativamente mais curtos.*

*170. Todavia, o desenho integral das soluções que eventualmente venham a ser definidas pela pasta ministerial deve considerar as características operacionais de cada produto que venha a ser contratado. Há tecnologias que são complementares, com papéis distintos na provisão de confiabilidade e flexibilidade do sistema elétrico, não sendo substitutas perfeitas sob a ótica da*

*expansão estrutural de capacidade. Nada obstante, os efeitos sistêmicos das tecnologias disponíveis devem ser avaliados sob a ótica da eficiência econômica, perseguindo soluções que resultem em menores pressões tarifárias.*

*171. O ONS informou que medidas conjunturais capazes de atender, no curto prazo, a demanda do SIN poderiam ser adotadas, em caso de eventual suspensão do Produto de 2026. A suspensão dos demais produtos, por sua vez, exige além, da realização tempestiva do leilão de armazenamento em baterias, a programação de novo(s) certame(s) para o final de 2026 e/ou início de 2027.*

*172. Em paralelo, importante ressaltar que até mesmo a manutenção da atual marcha contratual apresenta potenciais riscos associados à viabilidade de implantação de parcela dos empreendimentos contratados no âmbito do Leilão Aneel 2/2026, especialmente diante de restrições globais na cadeia de fornecimento de equipamentos e turbinas destinadas a novos projetos termelétricos.*

*173. Em síntese, qualquer que venha a ser a solução adotada, há desafios significativos a serem superados. Há riscos reais de a pasta ministerial não conseguir contratar tempestivamente a demanda de potência necessária ao funcionamento do SIN. Tecnicamente, há elementos que indicam que a suspensão da contratação resultaria em economia na ordem de centenas de bilhões reais para os consumidores de energia. Por outro lado, o atraso na contratação e a dilatação do prazo para a tomada de uma decisão definitiva aumentou e aumenta, um pouco mais a cada dia, o **periculum in mora** reverso da referida decisão.*

*174. Em 15/5/2026, a Unidade Técnica pleiteou a adoção da medida cautelar de suspensão da contratação. Já se passaram mais de 25 dias desde o encaminhamento do referido pleito. Neste momento, a adoção de tal medida comporta riscos muito maiores do que os elencados naquela ocasião. Isso, porque a adoção da medida cautelar naquele momento poderia ter impulsionado o MME a perseguir soluções alternativas para o suprimento da demanda de potência em 2027 e 2028.*

*175. Em outras palavras, o decurso de prazo sem a correspondente decisão acerca do encaminhamento da contratação, reduziu significativamente a probabilidade de o MME conseguir impulsionar a realização de um novo leilão ainda no final de 2026, ou, mais tardar, no início de 2027.*

*176. Importante salientar que o Subprocurador-Geral Lucas Rocha Furtado recentemente juntou aos autos (peça 149) ofício dirigido ao Ministro-Relator informando que errou ao atribuir, em sua manifestação inicial (representação), peso predominante ao preço a ser pago pelos consumidores em detrimento da estabilidade e da segurança do sistema elétrico, que são essenciais tanto para os consumidores quanto para os investidores que atuam em um horizonte de longo prazo. Logo, há posicionamentos contrários à suspensão da contratação em face dos riscos envolvidos.*

*177. Não se trata de um caso simples, pois envolve questões relacionadas à segurança nacional (especificamente no que diz respeito ao abastecimento de energia), além dos interesses dos consumidores de energia.*

*178. Ao fim e ao cabo, propõe-se sustar a proposta de adoção de medida cautelar, após realização e análise de oitiva prévia, sem prejuízo da continuidade das apurações, não se mostrando mais oportuna a interrupção da marcha contratual dos Leilões Aneel 2 e 3/2026 ao se considerar a consolidação parcial da contratação, os riscos associados à segurança do suprimento, os potenciais impactos regulatórios, a necessidade de observância da estabilidade setorial, e o respeito ao princípio da segurança jurídica.*

*179. No que diz respeito à responsabilização dos agentes envolvidos, apenas após a conclusão do processamento da análise acerca dos sobrepreços potenciais ter-se-á condições de realizá-la. Logo, é oportuno que eventuais responsabilizações, assim como as oportunidades de melhoria, sejam tratadas em processo apartado destinado a caracterização definitiva dos sobrepreços. Nesse*

processo deverão ser oportunamente identificados os gestores competentes e realizadas as correspondentes audiências.

VI. Da convergência dos indícios identificados e da necessidade de aprofundamento das apurações

180. Os elementos reunidos ao longo da presente fiscalização não permitem, neste momento processual, concluir pela existência de ajuste anticoncorrencial específico entre agentes econômicos determinados, ou mesmo identificar, de forma conclusiva, outra irregularidade inequívoca atribuível ao Poder Concedente capaz de macular, em sua integralidade, o LRCAP 2026.

181. Não obstante, a análise integrada dos fatos apurados revela sucessão temporal de eventos gerenciais, econômicos e concorrenciais compatíveis com progressiva redução da pressão competitiva do certame. Observa-se, ainda, que as premissas utilizadas para a revisão dos preços-teto, apenas três dias após sua primeira publicação, não se mostram acompanhadas, nos autos, de fundamentação técnica suficientemente robusta.

182. A relevância dos indícios identificados decorre não de fato isolado específico, mas da convergência lógica entre alterações regulatórias, flexibilizações econômicas, alertas institucionais previamente formalizados e resultados posteriormente observados no certame.

183. A utilização de análise indiciária em contextos concorrenciais complexos encontra respaldo na literatura especializada sobre ilícitos licitatórios e crimes contra a Administração Pública, segundo a qual a inexistência de prova direta explícita não impede a formulação de inferências técnicas baseadas na convergência lógica de circunstâncias econômicas, regulatórias e comportamentais observadas ao longo da contratação (peça 163).

184. O quadro cronológico constante na Tabela 22 evidencia encadeamento progressivo entre alterações da modelagem, elevação dos preços-teto, manifestações desta Unidade Técnica e posterior homologação do Produto 2026.

Tabela 22. Encadeamento cronológico dos principais acontecimentos associados ao Leilão Aneel 2/2026.

<b>Evento</b>	<b>Consequência econômica/concorrencial potencial</b>	<b>Beneficiários econômicos potenciais</b>
Modelagem original integrada	Maior competição cruzada entre fontes	Ambiente concorrencial mais amplo
Revogação do certame original	Ruptura da modelagem inicialmente concebida	Reabertura das condições regulatórias
Divisão em dois leilões	Fragmentação concorrencial	Nichos específicos de agentes
Segmentação dos produtos/STGN	Redução da disputa efetiva	Agentes aptos aos produtos segmentados
Revisão abrupta dos preços-teto	Ampliação da margem econômica da contratação	Empreendimentos termelétricos participantes
Ausência de estudos econômicos robustos	Fragilidade da avaliação prévia	Redução da transparência econômica
Apontamentos da Unidade Técnica do TCU	Formalização dos riscos concorrenciais	-----
Realização do leilão	Contratação com baixos deságios	Grupos vencedores do certame
Homologação do Produto 2026	Consolidação parcial da contratação	Contratação do Produto 2026

Fonte: Elaboração própria.

185. Conforme demonstrado ao longo desta instrução, os acontecimentos descritos produziram, cumulativamente, ambiente de contratação contestável sob a perspectiva concorrencial, em razão das alterações na modelagem, e elevação substancial dos preços-teto.

186. Os resultados observados no Leilão Aneel 2/2026 apresentaram aderência relevante aos riscos previamente identificados pela fiscalização, com a concentração da contratação em reduzido número de grupos econômicos. Em tais circunstâncias, os elementos reunidos revelam quadro suficientemente grave para justificar atuação preventiva do controle externo.

187. O desenho institucional desta Corte de Contas, no entanto, não foi concebido para a realização de investigações de natureza persecutória, razão pela qual se mostra pertinente o encaminhamento de cópia dos autos ao Ministério Público Federal e à Polícia Federal.

188. Ainda que não se verifiquem, até o presente momento, elementos suficientes para caracterização inequívoca de dolo, fraude ou ilícito penal, os indícios de irregularidade apurados podem justificar, em tese, o encaminhamento de peças informativas a órgãos de persecução competentes, para avaliação sob perspectivas próprias, sem prejuízo das competências desta Corte de Contas.

#### VII. Das denominadas 'geradoras de papel'

189. Em atendimento ao item 9.5 do Acórdão 925/2026-Plenário, que orientou a AudElétrica a incorporar à sua análise o impacto da existência de possíveis vínculos societários, capacidade econômico-financeira efetiva e antecedentes dos vencedores do LRCAP 2026, foram impulsionadas análises em conjunto com a Secretaria de Controle Externo de Informações Estratégicas e Inovação (Seinc). Nada obstante os trabalhos iniciados ainda não foram conclusos.

190. Desse modo, considerando a tempestividade exigida no encaminhamento do caso em exame, a continuidade do referido exame ocorrerá neste feito após a deliberação deste Tribunal sobre a matéria submetida a sua apreciação na presente instrução.

#### CONCLUSÃO

191. A presente fiscalização examinou a aderência econômica, concorrencial e regulatória da modelagem adotada no âmbito do LRCAP 2026, com ênfase nos produtos termelétricos contratados no Leilão Aneel 2/2026. As análises desenvolvidas não tiveram por objetivo questionar, em abstrato, a necessidade sistêmica de expansão da oferta de potência do Sistema Interligado Nacional, tampouco substituir as competências institucionais atribuídas ao MME, à EPE, ao ONS e à Aneel. O exame concentrou-se na verificação da conformidade da contratação e em sua aderência aos princípios da modicidade tarifária, da economicidade, da eficiência regulatória e da integridade concorrencial dos mecanismos de expansão do setor elétrico brasileiro.

192. O histórico regulatório do LRCAP 2026 evidencia que o processo de contratação foi marcado por sucessivos adiamentos, reformulações e flexibilizações regulatórias ao longo de 2024, 2025 e 2026. A modelagem originalmente concebida previa leilão integrado, com ambiente concorrencial mais amplo entre diferentes tecnologias e produtos de potência. Posteriormente, esse arranjo foi substituído por nova modelagem baseada na divisão da contratação em dois leilões distintos e na segmentação progressiva dos produtos licitados.

193. Essa alteração de desenho reduziu a competição cruzada entre diferentes fontes, tecnologias, empreendimentos e agentes econômicos, especialmente nos produtos associados ao Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN). A estrutura final do certame passou a organizar a disputa em nichos mais restritos, com potencial redução da pressão competitiva esperada em relação à modelagem inicialmente concebida.

194. Subsequente à alteração da modelagem concorrencial, verificou-se elevação substancial dos preços-teto regulatórios poucos dias antes da realização do leilão. Os valores originalmente aprovados em 10/2/2026 foram revistos em 13/2/2026, com aumentos de até 100% em determinados produtos termelétricos, elevando os limites máximos admitidos no certame para até R\$ 2,9 milhões/MW.ano em empreendimentos novos.

195. As justificativas apresentadas para a revisão dos preços-teto não evidenciaram robustez técnica proporcional à magnitude das alterações implementadas. Embora tenham indicado que a revisão buscou incorporar percepção de risco e condições econômicas de mercado, os autos registram que já existiam documentos oficiais de planejamento setorial elaborados pela EPE, a exemplo do PDE 2035, publicado apenas três meses antes da realização do certame, contendo parâmetros referenciais de Capex, de custos fixos de operação e manutenção (O&M Fixo) e de custos variáveis unitários (CVUs) para diferentes tecnologias de geração elétrica.

196. Embora a EPE tenha apontado aumento dos custos globais de Capex de usinas termelétricas a gás natural, restrições de capacidade fabril, alongamento de prazos de fornecimento e maior demanda internacional por equipamentos críticos, a fiscalização elaborou estudo estruturado capaz de delimitar, com razoável precisão, a variação dos custos suportados pelos agentes ofertantes.

197. A análise realizada indicou que, para as termelétricas novas a gás natural, seria apropriado utilizar como referencial de Capex o montante de R\$ 6.217/kW, antes da aplicação de margem de precisão para fins de cálculo de sobrepreço potencial. Outrossim, considerou a aplicação de acréscimo de 10%, associado à faixa de precisão admitida para estimativas de Classe 3 da AACE, resultando em um Capex referencial de R\$ 6.839/kW para termelétricas novas. Para as termelétricas existentes a gás natural, o Capex referencial calculado foi de R\$ 2.562/kW, considerando a natureza mais delimitada dos investimentos de **retrofit**.

198. O exame dos custos de O&M Fixo revelou fragilidade ainda mais relevante. A EPE considerou, nos cálculos associados ao transporte por gasoduto e à regaseificação/tancagem, operação anual de 8.760 horas, enquanto os contratos do Leilão Aneel 2/2026 foram projetados para operação de 120 horas anuais. Com o ajuste para as 120 horas projetadas, os custos anuais específicos de transporte por gasoduto e de regaseificação/tancagem passam a representar, respectivamente, cerca de R\$ 3/kW.ano e R\$ 5/kW.ano, valores substancialmente inferiores aos considerados nos preços-teto reajustados (R\$ 220/kW.ano e R\$ 350/kW.ano, respectivamente).

199. Também se verificou que os CVUs declarados pelos agentes vencedores apresentaram valores superiores aos referenciais constantes dos Parâmetros Econômicos do PDE 2035. No caso das termelétricas a gás natural, a mediana dos CVUs declarados pelos vencedores foi de aproximadamente R\$ 1.433/MWh, frente ao referencial de R\$ 1.000/MWh. No caso das termelétricas a carvão mineral, a mediana dos CVUs declarados variou entre R\$ 807/MWh e R\$ 850/MWh, frente ao referencial de R\$ 180/MWh.

200. A partir da revisão dos parâmetros de Capex, O&M Fixo e CVU, os cálculos realizados nesta instrução indicaram sobrepreço potencial estimado de R\$ 214 bilhões nas contratações das termelétricas do Leilão Aneel 2/2026, correspondentes a 46,2% do valor total a ser contratado de termelétricas no leilão (que corresponde a R\$ 463,4 bilhões). Mesmo mantendo-se os Capex adotados pela EPE, os acréscimos identificados no O&M Fixo e nos CVUs conduzem a sobrepreço potencial estimado de R\$ 138 bilhões, equivalente a 29,8% dos contratos das termelétricas do Leilão Aneel 2/2026 e a dispêndio adicional de aproximado R\$ 10,8 bilhões por ano.

201. A demanda a ser contratada constituía informação essencial para a adequada avaliação do orçamento global da contratação, de seus impactos tarifários e da intensidade competitiva esperada no certame. Apesar disso, a informação não foi disponibilizada tempestivamente ao TCU, tendo sido juntada ao processo administrativo do MME apenas na véspera da sessão do leilão, e conhecida pela Unidade Técnica apenas após a realização do certame.

202. A não disponibilização tempestiva dessa informação ao controle externo limitou a possibilidade de avaliação preventiva mais robusta acerca da adequação econômica da contratação, especialmente em contexto de modelagem segmentada, preços-teto majorados e demanda de grande magnitude.

203. Os resultados observados no Leilão Aneel 2/2026 apresentaram aderência relevante aos riscos previamente apontados pela Unidade Técnica. Foram contratados 18,98 GW de potência na primeira sessão do LRCAP 2026. Os baixos níveis de deságio nos produtos termelétricos, a aproximação significativa das propostas vencedoras aos preços-teto regulatórios e o reajustamento substancial dos preços-teto sem a apresentação de análises robustas fortalecem a tese de que a contratação não se adere aos princípios da modicidade tarifária, da economicidade e do interesse público.

204. Os produtos exclusivos para usinas conectadas ao STGN, em especial, cujos preços-teto foram reajustados em 100,89%, apresentaram deságios médios entre 0,28% e 2,21%, indicando

*concorrência restrita, baixa dispersão de lances e contratação em patamares elevados. Nos demais produtos termelétricos, os deságios médios, embora superiores, permaneceram em patamares reduzidos, entre 3,4% e 10,5%.*

*205. Além dos baixos deságios, verificou-se concentração relevante da contratação em número limitado de grupos econômicos. Quarenta e seis empresas ou consórcios sagraram-se vencedores do Leilão Aneel 2/2026, sendo que quinze correspondem a 80% da potência a ser contratada e dez correspondem a 69% da potência a ser contratada. Nos produtos exclusivos para empreendimentos conectados ao STGN, a concentração mostrou-se ainda maior, com participação predominante de poucos proponentes (sete agentes correspondendo a 100% da potência contratada).*

*206. A comparação com o Leilão Aneel 3/2026 deve ser realizada com cautela. Embora esse segundo certame tenha apresentado deságios médios significativamente superiores, entre 44,1% e 55,7%, sua racionalidade econômica era distinta, pois envolvia demanda residual, contratos de menor duração e participação predominante de usinas termelétricas existentes movidas a óleo combustível e biocombustíveis. Assim, os resultados do Leilão Aneel 3/2026 não afastam, por si sós, os riscos econômicos e concorrenciais identificados no âmbito da modelagem e dos resultados associados aos produtos termelétricos do Leilão Aneel 2/2026.*

*207. A metodologia apresentada pela EPE para demonstrar benefícios sistêmicos da contratação em relação a contratos legados de termelétricas também demanda revisão.*

*208. Há necessidade de reavaliação mais ampla da eficiência da modelagem de contratação de potência, pois os consumidores suportam custos fixos bilionários para manutenção de usinas disponíveis, sem que esses ativos sejam plenamente aproveitados pelo setor elétrico. É recomendável a realização de estudos acerca de mecanismos de integração mais eficientes entre remuneração da disponibilidade, utilização energética efetiva dos empreendimentos e complementariedade operativa com reservatórios hidrelétricos. Tais estudos podem auxiliar a reduzir custos globais de expansão e favorecer maior aderência à modicidade tarifária e à eficiência econômica.*

*209. No que se refere à Aneel, a homologação do Produto 2026 do Leilão Aneel 2/2026 ocorreu após a agência ter ciência formal dos riscos econômicos, concorrenciais e tarifários apontados pela Unidade Técnica. A autarquia deliberou pela homologação em reunião extraordinária, fundamentando-se, entre outros aspectos, na ausência de medida cautelar ou determinação impeditiva por parte do TCU e na compreensão de que sua atuação na homologação teria natureza predominantemente formal. Em resposta à oitiva impulsionada pelo Ministro-Relator, a Aneel basicamente justificou a homologação do Produto 2026.*

*210. A decisão da Aneel demanda apuração específica, pois a homologação parcial pode ter produzido efeitos jurídicos, regulatórios, administrativos, econômicos e financeiros relevantes, inclusive em razão da celebração, manutenção, eventual sustação ou desconstituição dos contratos associados ao Produto 2026. Caso sejam identificados elementos suficientes quanto à ocorrência de prejuízo, sua quantificação e nexos com a atuação de agentes públicos, poderá ser avaliada a adoção do instrumento processual adequado à recomposição de eventual dano, inclusive mediante instauração ou conversão do feito em tomada de contas especial.*

*211. Apesar da gravidade dos indícios apurados, os elementos reunidos nos autos não permitem, neste momento processual, concluir pela existência de ajuste anticoncorrencial específico entre agentes econômicos determinados, nem identificar, até o presente momento e de forma conclusiva, irregularidade inequívoca atribuível ao Poder Concedente capaz de macular, em sua integralidade, o LRCAP 2026.*

*212. Nesse sentido, quanto à adoção de medida cautelar ou providência voltada à suspensão imediata dos efeitos da homologação já realizada, o decurso de prazo desde a proposta original de adoção de medida cautelar aumentou os riscos associados à segurança do suprimento e reduziu a viabilidade de recomposição tempestiva da contratação por meio de novos certames. Nesse contexto, a decisão que venha a ser adotada pelo Tribunal deve ponderar os expressivos*

sobrepreços estimados, a materialidade econômica das contratações, os riscos à segurança energética, a estabilidade setorial e a segurança jurídica dos agentes envolvidos.

213. Assim, entende-se, no presente momento, que não se mostra oportuna proposta no sentido de interromper a marcha contratual dos Leilões Aneel 2 e 3/2026, os quais, em que pese os apontamentos ora realizados, trarão, inequivocamente, robustez e segurança à operação do sistema elétrico nacional.

214. Não obstante, a análise integrada dos fatos revela encadeamento relevante entre sucessivas alterações regulatórias, segmentação da modelagem, elevação substancial dos preços-teto, ausência de estudos econômicos tempestivos e suficientemente robustos, limitação de informações essenciais ao controle externo, baixos deságios, concentração da contratação e homologação parcial do Produto 2026 após ciência formal dos riscos apontados pelo TCU. Esse conjunto de elementos revela quadro suficientemente grave para justificar a continuidade da atuação do controle externo e o aprofundamento das apurações em curso.

215. O desenho institucional desta Corte de Contas, no entanto, não foi concebido para a realização de investigações de natureza persecutória, razão pela qual se mostra pertinente o encaminhamento de cópia dos autos ao Ministério Público Federal e à Polícia Federal.

216. Ademais, os fatos apurados revelam possíveis fragilidades na condução do planejamento setorial e na estruturação do LRCAP 2026, especialmente quanto à tempestividade das contratações, à motivação das alterações regulatórias implementadas, à definição dos preços-teto e à avaliação prévia dos impactos econômicos e concorrenciais das decisões adotadas. Tais circunstâncias recomendam o aprofundamento da análise quanto à regularidade, economicidade e racionalidade decisória dos atos praticados pelos órgãos responsáveis pela condução do certame.

217. A solução mais aderente ao interesse público consiste na continuidade das apurações em processo específico apartado, com realização das audiências necessárias, aprofundamento das análises técnicas, econômicas e regulatórias e avaliação posterior acerca da existência de eventual responsabilidade individual de agentes públicos ou privados pelos fatos examinados, bem como da necessidade de adoção de medidas corretivas adicionais.

218. Com relação à apuração dos riscos associados às denominadas 'geradoras de papel', propõe-se a continuidade do referido exame neste feito após a deliberação deste Tribunal sobre a matéria submetida a sua apreciação na presente instrução.

#### PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

219. Diante do exposto, submete-se o presente processo à consideração superior, propondo-se:

219.1. sustar a proposta de adoção de medida cautelar, após realização e análise de oitiva prévia, sem prejuízo da continuidade das apurações, não se mostrando mais oportuna a interrupção da marcha contratual dos Leilões Aneel 2 e 3/2026 ao se considerar a consolidação parcial da contratação, os riscos associados à segurança do suprimento, os potenciais impactos regulatórios e a necessidade de observância da estabilidade setorial;

219.2. determinar a constituição de processo apartado específico para a apuração dos fatos apontados na presente instrução, relacionados às contratações decorrentes do Leilão Aneel 2/2026;

219.3. determinar a constituição de processo apartado específico para apurar as circunstâncias associadas à homologação parcial do Produto 2026 do Leilão Aneel 2/2026 pela Aneel, especialmente quanto à suficiência da motivação apresentada, à aderência da deliberação aos riscos previamente comunicados pelo TCU, aos efeitos concretos decorrentes da homologação, à celebração, manutenção, eventual sustação ou desconstituição dos contratos associados ao referido produto e à possível existência de prejuízos ou custos imputáveis à decisão administrativa examinada;

219.4. dar ciência, nos termos do art. 9º da Resolução-TCU 315/2020, ao Ministério de Minas e Energia, à EPE, ao ONS e à Aneel de que a não disponibilização tempestiva ao TCU de informações essenciais à avaliação do orçamento global da contratação, da demanda a ser

*contratada e dos impactos tarifários potenciais limita o exercício do controle externo e não se harmoniza com o ordenamento pátrio;*

*219.5. recomendar, nos termos do art. 11 da Resolução-TCU 315/2020, ao Ministério de Minas e Energia, à EPE, ao ONS e à Aneel que:*

*219.5.1. nos próximos certames destinados à contratação de potência, avaliem a adoção de estratégias que mitiguem a concentração de demanda em um único leilão de grande porte, ampliem a competição cruzada entre tecnologias, reduzam a segmentação excessiva dos produtos, aprimorem a avaliação prévia dos impactos tarifários e permitam maior aproveitamento econômico dos ativos contratados; e*

*219.5.2. em estudos futuros avaliem mecanismos de contratação de potência que promovam integração mais eficiente entre remuneração da disponibilidade, utilização energética efetiva dos empreendimentos contratados, complementariedade operativa com os reservatórios hidrelétricos e eventuais soluções alternativas de flexibilidade, observadas as características operacionais de cada tecnologia;*

*219.6. encaminhar cópia integral dos autos ao Ministério Público Federal (MPF) e à Polícia Federal (PF), considerando a existência de processo específico no âmbito do **parquet**, para conhecimento e adoção das providências que entenderem cabíveis no âmbito de suas respectivas competências institucionais, considerando a existência de indícios que recomendam avaliação complementar sob a ótica concorrencial, administrativa e eventualmente penal, sem prejuízo da continuidade das apurações no âmbito desta Corte de Contas;*

*219.7. encaminhar cópia integral dos autos ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), considerando a existência de inquérito administrativo aberto naquele conselho para investigação do LRCAP 2026, para avaliação quanto à adoção das medidas concorrenciais cabíveis no âmbito de suas competências institucionais, especialmente diante dos elementos relacionados à segmentação da modelagem, à reduzida rivalidade econômica observada no certame e à concentração relevante da contratação em reduzido número de grupos econômicos;*

*219.8. mandar cópia da presente instrução ao Ministério de Minas e Energia, à Aneel, à EPE e ao ONS, destacando que os elementos reunidos nesta fiscalização indicam oportunidades de aprimoramento da governança do planejamento da expansão da oferta de potência, especialmente quanto à tempestividade das contratações, à robustez das análises de necessidade sistêmica, à motivação técnica das alterações regulatórias, à transparência dos critérios de formação dos preços-teto e à disponibilização tempestiva de informações essenciais ao controle externo; e*

*219.9. retornar os autos à AudElétrica para que seja dada continuidade à apuração dos riscos associados às denominadas ‘geradoras de papel’.”*

6. O Diretor da AudElétrica registrou, em seu pronunciamento, ressalvas pontuais em relação ao relatório reproduzido acima. Nesse sentido, fez as seguintes ponderações:

*“A partir do tópico II.2.4 e, em especial, no tópico II.2.6, os auditores desenvolvem complexa tese para identificar sobrepreço potencial no certame. Sobre isso, destaco que, embora os referenciais utilizados para a definição do sobrepreço potencial possuam fundamentações robustas, como o PDE, que é um documento oficial elaborado pela EPE, eles não possuem finalidade de orçamentação, mas de orientar o planejamento setorial para o período de dez anos.*

*Os elementos de custo, como Capex, O&M Fixo e CVU, referenciados no PDE servem, portanto, para sinalizar tendências, indicar a viabilidade de atendimento da carga de longo prazo e estimar a necessidade global de investimentos para determinado cenário macroeconômico.*

*Discordo, assim, da assertiva quanto ao nível de maturidade dos custos referenciados no PDE, uma vez que utilizam bases conceituais ou custos médios padronizados por tecnologia e não carregam o nível de detalhamento necessário para capturar a sensibilidade decorrente, por exemplo, de especificidades logísticas locais, custos reais de conexão à rede, custos de mitigação socioambiental específicos de cada projeto e variações cambiais agudas e flutuações de **commodities** em tempo real.*

*Valores de referência que possuam o condão de caracterizar sobrepreço, ainda que potencial, exigem precisão microeconômica, que reflita um orçamento detalhado, baseado em composições de custos unitários e cotações de mercado contemporâneas e regionalizadas.*

*Sendo assim, entendo que os parâmetros do PDE, para o presente caso, podem ser tão-somente utilizados como indícios de que a modelagem do certame estava desalinhada da realidade do mercado e/ou deu ensejo a contratações economicamente ineficientes, o que, à luz da análise em questão, parece se confirmar, razão pela qual subscrevo a proposta de abertura de processo apartado voltado à apuração de responsabilidades com os ajustes a seguir.*

*Discordo da necessidade de se determinar a constituição de processo apartado específico para apurar as circunstâncias associadas à homologação parcial do Produto 2026 do LRCAP 2026 pela Aneel, uma vez que a instrução trouxe proposta análoga mais ampla, quanto à apuração dos fatos apontados que se relacionam às contratações decorrentes do LRCAP 2026. Tal processo poderá se estender a todos os responsáveis para os quais se verificarem condutas irregulares e/ou antieconômicas.*

*Declaro, por fim, que foi verificado, no que se mostrou aplicável, o atendimento ao disposto na Resolução-TCU 315/2020.”*

É o relatório.

## VOTO

Trata-se de acompanhamento, na modalidade operacional, das ações relacionadas ao 2º Leilão de Reserva de Capacidade de energia elétrica (2º LRCAP), na forma de potência, conduzido pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

### I

2. O leilão na forma de potência é um mecanismo de contratação de usinas geradoras, com o objetivo de prover o Sistema Interligado Nacional (SIN) de capacidade de atender à demanda dos consumidores nos momentos de pico, garantindo a continuidade do fornecimento de energia elétrica, conforme definição contida no Decreto 10.707/2021. Nessa modalidade, diferentemente do leilão de energia, se contrata a disponibilidade de geração, mas não a geração efetiva, que fica condicionada à eventual concretização de demanda.

3. Após muitos atrasos na definição da modelagem do certame, o MME optou, em agosto de 2025, por dividir o objeto em dois leilões, segregados pelo tipo de fonte energética: (i) gás natural, carvão mineral e usinas hidroelétricas (UHEs); e (ii) usinas já existentes a óleo combustível. Instituiu-se, ainda, no âmbito do primeiro leilão, segmentação adicional entre termelétricas alimentadas a gás natural conectadas ao Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN) e termelétricas alimentadas a gás natural/carvão mineral, cujos combustíveis poderiam advir de qualquer origem.

4. Em janeiro de 2026, o Ministério solicitou à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) o cálculo do Custo Marginal de Referência (CMR), que fundamentaria os preços-teto a serem utilizados nos leilões. Com base nesses estudos, a Aneel, em 10/2/2026, aprovou os editais com preços-teto variando, no primeiro certame, entre R\$ 1,2 milhão/MW.ano e R\$ 1,6 milhão/MW.ano.

5. Contudo, três dias depois, em 13/2/2026, após repercussão negativa dos valores inicialmente fixados junto aos potenciais licitantes, foram definidos novos preços-teto, com aumentos da ordem de até 80% para alguns produtos. O preço-teto para empreendimentos de gás natural e carvão mineral foi majorado para R\$ 2,9 milhões/MW.ano e os de óleo e biocombustíveis para R\$ 1,75 milhão/MW.ano, no leilão. Os produtos hidrelétricos não tiveram seus valores alterados. Os principais parâmetros utilizados para o cálculo dos preços-teto são os custos de Capex (do inglês **Capital Expenditure**, ou Despesas de Capital: investimentos que a empresa faz para adquirir, melhorar ou construir ativos físicos), de Operação e Manutenção (O&M) Fixo e o Custo Variável Unitário (CVU).

6. A primeira sessão do leilão (gás natural, carvão mineral e UHEs) ocorreu em 18/3/2026, tendo sido licitados 18,98 GW de potência, com deságio médio de apenas 5,52%. A segunda sessão do LRCAP, que aconteceu dois dias depois, resultou na contratação de 0,50 GW, com deságio médio de 50,14%.

7. Em 21 de maio de 2026, a Aneel homologou os resultados do leilão para os empreendimentos termelétricos que passarão a estar disponíveis em 2026 (Produto 2026) e, em 9 de junho de 2026, os empreendimentos previstos para operar em 2027 a 2031.

8. Não obstante a fase competitiva já ter se encerrado, desde a concepção do processo e principalmente durante as etapas de competição, homologação e contratação, este Tribunal tem se dedicado a entender o racional por trás das decisões tomadas pelo Poder Concedente, em particular quanto à: (i) fixação dos preços-teto; (ii) segmentação por tipo de geração; e (iii) definição do volume de potência a ser contratada.

9. Por questões de racionalidade e para garantir a uniformidade de tratamento, a discussão do tema foi unificada nestes autos, mas também foi objeto de representações que foram apensadas a este processo, e outras, ainda pendentes de apensamento, sumarizadas a seguir:

a) TC 006.981/2025-9: representação formulada pelo Deputado Federal Gustavo Gayer Machado de Araújo, conhecida pelo Acórdão 7.200/2025 - 1ª Câmara (Relator: Ministro Jhonatan de Jesus) quanto aos impactos do LRCAP sobre o custo do gás e da energia e apensada a este processo;

b) TC 016.971/2025-6: representação formulada pelo Subprocurador-Geral do Ministério Público junto ao TCU, Lucas Rocha Furtado, conhecida pelo Acórdão 2.148/2025-Plenário (de minha relatoria) quanto às causas do adiamento do LRCAP e os impactos dessa demora e apensada a este processo, na qual se requereu “*avaliar os indícios de irregularidades na condução do leilão de reserva de capacidade por parte do Ministério de Minas e Energia especialmente com relação ao atraso na realização do leilão de reserva de capacidade, a possíveis favorecimentos indevidos e a distorções no mercado de energia*”;

c) TC 004.937/2026-0: representação formulada pela AudElétrica em face de possíveis inconsistências no LRCAP 2026 em particular quanto à segmentação dos produtos, a imposição de restrições específicas a determinadas fontes de energia e a elevação expressiva dos preços-teto, que podem comprometer a efetiva competição no leilão e resultar, em tese, em contratações de valores elevados, com impactos tarifários relevantes e de longa duração para os consumidores de energia elétrica;

d) TC 006.423/2026-4: representação formulada pelo Subprocurador-Geral do Ministério Público junto ao TCU, Lucas Rocha Furtado, com requerimento de medida cautelar para suspender o LRCAP 2026, em função de inconsistências na definição dos preços-teto do certame, à baixa competitividade potencialmente provocada pela modelagem adotada e à possível calibragem inadequada da demanda a ser contratada, tudo isso com repercussões relevantes sobre a modicidade tarifária, a eficiência administrativa e os custos da energia suportados pelos consumidores. O processo foi apreciado pelo Acórdão 925/2026 – Plenário (de minha relatoria) e apensado a este processo;

e) TC 010.151/2026-5: representação formulada pela Deputada Federal Bia Kicis, com requerimento de adoção de medida cautelar, em razão das seguintes irregularidades na condução do LRCAP 2026 i) manutenção de documentos técnicos e memórias de cálculo sob sigilo; ii) alterações abruptas e substanciais do preço-teto; iii) desenho do leilão com favorecimento de termelétricas fósseis; iv) tecnologias excluídas sem justificativas técnicas; v) modelagem do leilão que teria produzido baixíssima competição e concentração econômica; e vi) indícios de captura regulatória. O feito foi julgado pelo Acórdão 1.326/2026-Plenário, que conheceu da representação e determinou seu apensamento a este processo.

10. Ao avaliar o pedido de suspensão cautelar do certame formulada pelo MP/TCU no TC 006.423/2026-4, o Tribunal considerou (Acórdão 925/2026-Plenário) não estar caracterizado, naquele momento, o perigo da demora que justificasse a adoção da medida pleiteada. O voto que fundamentou a deliberação fez as seguintes considerações sobre esse ponto:

*“12. Em relação ao exame do pedido de cautelar, a AudElétrica afirma que está caracterizada sua plausibilidade, diante das fragilidades metodológicas na definição dos preços-teto, dos possíveis efeitos restritivos decorrentes das exigências editalícias, da baixa competitividade observada e da potencial transferência indevida de custos aos consumidores. Porém, quanto ao risco da demora, conclui, fundamentadamente, que ele não se encontra ainda configurado.*

*13. De fato, não obstante a gravidade das questões apontadas, o cronograma oficial prevê a adjudicação e homologação dos lotes apenas para o dia 21 de maio de 2026. Esse prazo permite que este Tribunal aprofunde seus estudos, sem o risco de consolidação imediata de atos irreversíveis ou prejuízo ao atendimento da demanda de potência nos próximos anos.*

*14. O monitoramento contínuo pela unidade técnica é essencial para esclarecer as incertezas que ainda persistem, além de possibilitar que o Tribunal exerça seu papel de controle com a tempestividade necessária.”*

11. A mesma deliberação decidiu pensar àquele processo a este e autorizar a Unidade de Auditoria Especializada em Energia Elétrica e Nuclear (AudElétrica) a realizar inspeção nos entes envolvidos para coletar as informações necessárias ao aprofundamento do exame da matéria. A instrução da unidade especializada com os resultados dessa inspeção se encontra reproduzida em meu relatório.

12. Em síntese, os achados registrados pelos auditores da AudElétrica após a inspeção foram os seguintes:

i) aumento injustificado dos preços-teto: a revisão dos preços-teto para o Leilão Aneel 2/2026 não foi devidamente justificada e carece de robustez técnica;

ii) utilizando-se as estimativas consignadas no Caderno de Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão, integrante do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2035) elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é possível obter-se valores de Capex e O&M Fixo que resultam em preços-teto significativamente inferiores ao utilizados pelo Poder Concedente;

iii) foram utilizadas premissas equivocadas para a estimação do custo de transporte de gás por gasoduto e regaseificação/tancagem que compõem o O&M Fixo. Esses custos foram estimados com base em 8.760 horas de operação anuais, quando o leilão projeta apenas 120 horas de operação por ano;

iv) os valores de CVU Custos Variáveis declarados pelos agentes ofertantes são superiores aos parâmetros econômicos referenciais contidos no PDE 2035;

v) a revisão dos parâmetros de Capex, O&M Fixo e CVU, conforme correções apontadas pela unidade técnica, apontam para um sobrepreço potencial de R\$ 214 bilhões, quase metade do valor total a ser contratado em termelétricas (R\$ 463,4 bilhões). Mesmo se mantidos os Capexs estimados pelo Poder Concedente, as distorções observadas no O&M Fixo e CVU ainda gerariam um prejuízo estimado de R\$ 138 bilhões;

vi) observou-se uma falta de transparência por parte do Ministério de Minas e Energia (MME) na divulgação de informações relativas à demanda do leilão, impedindo uma avaliação preventiva eficaz pelo TCU;

vii) a Aneel homologou o Produto 2026 do LRCAP mesmo ciente dos riscos apontados pelo TCU.

13. Em face dessas constatações, a proposta de encaminhamento da AudElétrica foi no sentido de:

a) determinar a constituição de dois processos apartados para a apuração: (i) dos fatos apontados neste processo; e (ii) as circunstâncias associadas à homologação parcial do Produto 2026 do Leilão Aneel 2/2026 pela Aneel;

b) dar ciência ao MME, à EPE, ao ONS e à Aneel de que a não disponibilização tempestiva ao TCU de informações essenciais à avaliação do orçamento global da contratação, da demanda a ser contratada e dos impactos tarifários potenciais limita o exercício do controle externo;

c) recomendar ao MME, à EPE, ao ONS e à Aneel que, em estudos futuros, ou nos próximos certames destinados à contratação de potência:

c.1) avaliem a adoção de estratégias que mitiguem a concentração de demanda em um único leilão de grande porte, ampliem a competição cruzada entre tecnologias, reduzam a segmentação excessiva dos produtos, aprimorem a avaliação prévia dos impactos tarifários e permitam maior aproveitamento econômico dos ativos contratados; e

c.2) avaliem mecanismos de contratação de potência que promovam integração mais eficiente entre remuneração da disponibilidade, utilização energética efetiva dos empreendimentos contratados, complementariedade operativa com os reservatórios hidrelétricos e eventuais soluções alternativas de flexibilidade, observadas as características operacionais de cada tecnologia;

d) encaminhar cópia integral dos autos ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), ao Ministério Público Federal (MPF) e à Polícia Federal (PF), considerando a existência de indícios que recomendam avaliação complementar dos fatos sob a ótica concorrencial, administrativa e eventualmente penal, sem prejuízo da continuidade das apurações no âmbito desta Corte de Contas;

e) retornar os autos à AudElétrica para que seja dada continuidade à apuração dos riscos associados às denominadas “geradoras de papel”, entidades que estruturam projetos, apresentam documentação de habilitação, ofertam lances e vencem o leilão, mas que não dispõem de geradoras em operação, de capital próprio compatível com os investimentos assumidos, nem de estrutura técnica mínima para executar as usinas que se comprometeram a construir.

14. Contudo, o Diretor da AudElétrica, em pronunciamento avulso, fez ressalvas importantes quanto à existência de fragilidades na metodologia adotada para a estimação de potencial sobrepreço. Sob essa perspectiva, fez as seguintes ponderações:

*“(...) embora os referenciais utilizados para a definição do sobrepreço potencial possuam fundamentações robustas, como o PDE, que é um documento oficial elaborado pela EPE, eles não possuem finalidade de orçamentação, mas de orientar o planejamento setorial para o período de dez anos.*

*Os elementos de custo, como Capex, O&M Fixo e CVU, referenciados no PDE servem, portanto, para sinalizar tendências, indicar a viabilidade de atendimento da carga de longo prazo e estimar a necessidade global de investimentos para determinado cenário macroeconômico.*

*Discordo, assim, da assertiva quanto ao nível de maturidade dos custos referenciados no PDE, uma vez que utilizam bases conceituais ou custos médios padronizados por tecnologia e não carregam o nível de detalhamento necessário para capturar a sensibilidade decorrente, por exemplo, de especificidades logísticas locais, custos reais de conexão à rede, custos de mitigação socioambiental específicos de cada projeto e variações cambiais agudas e flutuações de commodities em tempo real.*

*Valores de referência que possuam o condão de caracterizar sobrepreço, ainda que potencial, exigem precisão microeconômica, que reflita um orçamento detalhado, baseado em composições de custos unitários e cotações de mercado contemporâneas e regionalizadas.”*

15. Além disso, o dirigente discordou da necessidade de constituição de processo apartado específico para apurar as circunstâncias associadas à homologação parcial do LRCAP 2026 pela Aneel, uma vez que a instrução já propõe a constituição de processo com objetivo mais amplo de apuração dos indícios de irregularidades apontados.

## II

16. Não obstante a qualidade da análise produzida pela AudElétrica e o fato de concordar, em um plano mais geral, com suas avaliações, entendo que o conjunto probatório reunido ainda é insuficiente para que se obtenha conclusões definitivas sobre o mérito das opções adotadas pelo gestor no âmbito do LRCAP 2026.

17. A questão, que tem várias vertentes, deve ser analisada não apenas sob o prisma da competitividade e da definição dos preços-teto, mas também de sua essencialidade para assegurar o suprimento de energia no exercício atual (2026) e nos próximos anos.

### Competitividade

18. O primeiro aspecto que merece ser destacado em relação ao LRCAP 2026 é o grande atraso na concretização do certame, que acabou por ser realizado em momento de grande demanda de geração termelétrica, o que é passível de críticas, sobretudo do ponto de vista econômico.
19. Importa recordar que o 1º Leilão de Reserva de Capacidade foi realizado no ano de 2021. Novos leilões deveriam ocorrer anualmente, com volumes menores de potência, de forma a refletir melhor as condições de mercado, promover mais competição, garantir a segurança do sistema e viabilizar a entrada de novas tecnologias. Entretanto, o planejamento inicial não foi cumprido, sucedendo-se estudos técnicos, consultas públicas e portarias, que redefiniram as diretrizes e a sistemática a ser adotada.
20. A modelagem que resultou desses estudos, definida apenas em 2025, possibilitava a disputa entre diferentes tecnologias de geração de energia, favorecendo um ambiente concorrencial mais amplo, complexo e crítico. Contudo, diversas ações judiciais interpostas contra esse modelo levaram o MME a revogar as diretrizes adotadas, por avaliar que o ambiente de insegurança gerado pela judicialização da discussão comprometeria a continuidade do processo licitatório.
21. O desenho do certame foi refeito, mediante a segmentação dos produtos por fonte energética, com o estabelecimento de itens exclusivos para determinadas configurações tecnológicas, como os produtos destinados exclusivamente a usinas conectadas ao Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN).
22. A divisão em nichos específicos resultou em ambiente concorrencial mais restrito, sem a possibilidade de competição cruzada entre diferentes fontes energéticas, o que pode ter contribuído para o enfraquecimento da competitividade e do mecanismo natural de descoberta de preços, favorecendo a acomodação dos lances próximos ao teto (os agentes ofertantes perceberam a possibilidade de estabelecer como alvo o preço de contratação da solução mais onerosa).
23. Mesmo a modelagem adotada não sendo a alternativa mais flexível, deve-se reconhecer as dificuldades concretas enfrentadas pelo gestor, que se viu diante do dilema de insistir nas especificações anteriores, e ter o prosseguimento do certame obstaculizado na via judicial, ou alterar sua conformação para conseguir, mesmo que sob premissas menos vantajosas, suprir a capacidade de potência necessária para assegurar a capacidade necessária para o sistema elétrico. É preciso admitir, também, que a viabilidade de promover um leilão com diferentes fontes energéticas não é uma unanimidade entre os especialistas da área, podendo conduzir à seleção de tecnologias defasadas ou mais poluentes.
24. Outro aspecto que traz reflexo direto na competitividade do leilão é a definição do volume de potência a ser licitada. Quanto maior o volume a ser contratado, menor, em tese, será a disputa entre os potenciais fornecedores, que possuem capacidade limitada de investimento. Por esse motivo, a correta calibração da demanda é fundamental para evitar que a oferta efetiva se revele insuficiente para sustentar a dinâmica concorrencial do leilão, conduzindo a preços não eficientes, em detrimento ao interesse público.
25. Em relação a esse ponto, a crítica feita pela AudElétrica recai não sobre o dimensionamento do volume de potência, mas sobre o sigilo imposto pelo MME ao quantitativo, que apenas foi conhecido pela unidade especializada após a realização do certame. A ausência de informações prévias mais detalhadas acerca da demanda mínima de potência estimada pelos órgãos de planejamento acabou por limitar a possibilidade de avaliação tempestiva deste parâmetro pelo TCU.
26. Embora não sirva de argumento para qualquer sonegação de informação ao controle externo, deve-se ponderar que a potência a ser contratada é informação restrita exatamente por ser central para a condução do certame. Sua divulgação pode caracterizar crime contra a ordem econômica, nos termos da Lei 12.529/2011. É, portanto, justificável que sua circulação seja limitada ao máximo com o objetivo de evitar vazamentos. Mesmo inadmitindo qualquer medida que obste a fiscalização pelo

TCU, é certo que os dois aspectos, o da preservação do sigilo da informação e o da **accountability**, devem ser harmonizados de forma a resguardar ao interesse público.

27. Em termos factuais, não há como negar que o resultado do leilão foi frustrante, com deságios muito pequenos. Apesar de haver indícios de que a contratação dos produtos termelétricos do Leilão Aneel 2/2026 ocorreu em ambiente de competição mitigada, não há ainda elementos concretos que nos permitam determinar, com precisão, os fatores que conduziram a esse resultado.

28. Portanto, em que pese haver falhas decorrentes do atraso na realização do leilão e em sua modelagem, não se configuram razões suficientes para suspender o prosseguimento do certame. As impropriedades apontadas deverão ser objeto de recomendações para o desenvolvimento dos futuros leilões de potência.

#### Preços-Teto

29. Como já mencionado, os preços-teto para os produtos termelétricos sofreram aumento de cerca de 80% apenas três dias após a divulgação dos valores originais, o que direcionou a unidade especializada a investigar se a decisão dispunha de robustez técnica proporcional à magnitude das alterações implementadas.

30. A AudElétrica não considerou suficiente os fundamentos apresentados pela EPE, que alegou a necessidade de preservar a atratividade do leilão frente a condições economicamente restritivas decorrentes de um aumento da demanda. Mesmo assim, acabou admitindo que a estimativa inicial dos preços-teto não capturava, adequadamente, a realidade de mercado, o que justificaria sua majoração. Nesse sentido, fez o seguinte registro:

*“46. Não obstante, para o reajustamento dos preços-teto, a EPE considerou custos (...) [a partir] dos dados declarados pelos agentes cadastrados no LRCAP 2026. A argumentação apresentada pela estatal, no entanto, é razoável: grande parte desses agentes não deve ter tido acesso aos custos atualizados de investimento ao tempo do cadastramento. Com relação a essa premissa, é importante recordar que o cadastramento é etapa antecedente, imediatamente posterior à publicação das diretrizes do leilão. Nesse momento, os agentes ofertantes sequer estabeleceram contato com os fornecedores, uma vez que ainda não sabem se seus projetos/plantas serão tecnicamente habilitados a participar do certame.*

*47. Nesse sentido, considerando que os custos de Capex cadastrados pelos agentes podem estar defasados frente a um aquecimento na demanda por turbinas a gás natural, a análise dos referenciais apresentados pela EPE é a alternativa mais razoável para a definição dos custos referenciais de Capex que deveriam nortear a definição dos preços-teto.” (destaquei)*

31. De fato, testemunhou-se, mais recentemente, uma expressiva reprecificação do mercado global de turbinas, decorrente da convergência de vetores industriais, macroeconômicos, geopolíticos e tecnológicos. Entre os principais causas desse movimento, destacam-se: (i) a retomada acelerada da demanda global por energia elétrica no pós-pandemia; (ii) a substituição gradual de fontes mais emissoras (carvão e óleo), que elevou a relevância do gás natural na transição energética; (iii) a universalização da utilização da inteligência artificial, que impulsionou investimentos em **data center** – ativos intensivos em consumo elétrico e dependentes de suprimento contínuo e estável; (iv) a estrutura concentrada da indústria fornecedora de turbinas (GE Vernova, Siemens Energy, Mitsubishi Power), que limita alternativas de fornecimento.

32. O pronunciado aumento no custo das turbinas também foi identificado pelos auditores da AudElétrica, que fizeram o seguinte registro:

*“53. As referências citadas indicam, no limite superior da faixa de referência, incremento de custos nos equipamentos de até 122%, entre 2024 e 2025. Não obstante, nota-se uma pequena redução e estabilização dos custos dos equipamentos nos projetos que entrarão em operação a*

*partir de 2026. Esse comportamento sugere que o pico da demanda por tais equipamentos já ocorreu ou que está próximo de ocorrer (...).” (grifei)*

33. Nesse cenário, de rápido escalonamento de custos, a discussão desloca-se, portanto, da necessidade de alteração dos preços-teto, reconhecida como pertinente, para a quantificação dos novos valores. Com o objetivo de esclarecer essa questão os auditores procuraram construir um modelo capaz de precificar os componentes do preço-teto.

34. Para a estimação do Capex, partiu-se dos referenciais contidos no PDE 2027 (data-base novembro/2017) aplicando-se um incremento de 122% no custo de equipamentos para se chegar a um montante de R\$ 6.217/kW, bem inferior ao valor utilizado no LRCAP 2026.

35. Contudo, como bem assinalado pelo diretor da unidade especializada, embora os referenciais do PDE elaborados pela EPE possuam bases robustas, eles não possuem a finalidade de orçamentação. Tais projeções visam atender o escopo regulatório de orientar o planejamento setorial para o período de dez anos, sinalizando tendências, estimando necessidades globais de investimento e indicando a viabilidade de atendimento da carga de longo prazo sob cenários macroeconômicos gerais.

36. Assim, a metodologia adotada pela equipe de fiscalização para quantificar o sobrepreço potencial no Capex não se mostra adequada para a consolidação de uma irregularidade de natureza financeira, uma vez que carece da precisão microeconômica exigível para tal finalidade.

37. Em relação ao custo de O&M Fixo, verificou-se que a EPE, ao calcular os custos com transporte por gasoduto e regaseificação/tancagem, adotou uma premissa de operação contínua de 8.760 horas por ano (24 horas por dia, 365 dias). Contudo, os contratos do Leilão Aneel 2/2026 consideram uma operação flexível estimada em apenas 120 horas anuais.

38. Ao ajustar o cálculo para as 120 horas reais de operação projetada, o custo específico anual de O&M Fixo se reduz pronunciadamente. Mais da metade do sobrepreço potencial apontado pela equipe de fiscalização, de R\$ 214 bilhões, pode ser atribuída a essas distorções na estimação do O&M Fixo.

39. Esse achado deve ser analisado com certa cautela. Afinal, apesar de a previsão de efetiva operação das usinas estar limitada a 120 horas por ano, as estruturas devem estar disponíveis permanentemente, uma vez que não há como prever, antecipadamente, os momentos exatos em que serão despachadas. Ou seja, as usinas deverão permanecer, constantemente, abastecidas de gás, aguardando o momento de serem demandadas. Isso agrega custos ao sistema, como exposto pela EPE (peça 26 do TC 004.937/2026-0):

*“(...) ‘conjunturalmente, o gás natural utilizado nas termelétricas flexíveis brasileiras tem origem, predominantemente, em terminais de regaseificação. Diferentemente do gás associado, que envolve fluxo contínuo do combustível, esse suprimento oferece flexibilidade por meio da aquisição de cargas e estocagem. Nos últimos anos, diversos empreendedores investiram na construção desses terminais, ancorados por usinas termelétricas que utilizam o gás como combustível.’ A empresa ainda complementa que ‘nesse contexto, projeta-se para o LRCAP 2026 um cenário em que a oferta de gás natural flexível pelas comercializadoras decorre, majoritariamente, de terminais de regaseificação. Assim, além do preço do gás, cobra-se um valor adicional destinado à remuneração da infraestrutura desses terminais, o chamado ‘custo de flexibilidade’. Esse custo tornou-se um componente estrutural das ofertas de gás natural, sendo inclusive considerado como um custo de oportunidade para agentes que não precisam remunerar diretamente um terminal de regaseificação.’*

*As informações acima convergem com a análise técnica da EPE de que certos componentes de custo associados à flexibilidade operativa e à garantia de disponibilidade do suprimento de gás natural possuem natureza econômica predominantemente fixa, por estarem vinculados à sustentação da infraestrutura e ao acesso contínuo ao combustível, e não ao volume efetivamente despachado. Tal constatação reforçou a necessidade de reavaliar sua alocação na estrutura de*

*cálculo do preço de potência, de modo a assegurar maior coerência econômica e regulatória entre o custo considerado e sua efetiva natureza de disponibilidade.” (destaquei)*

40. Observo, adicionalmente, que a análise desse tópico pela AudElétrica ainda não foi submetida ao contraditório e manifestação da EPE que, por certo, pode fornecer informações que auxiliarão a formar um juízo mais preciso sobre a adequabilidade dos valores utilizados para estimar essas parcelas do O&M Fixo. Por esse motivo, entendo que essa questão deverá continuar a ser investigada.

41. Por fim, no que diz respeito aos valores dos CVUs, observou-se que os valores declarados pelos agentes ofertantes é cerca de 40% superior aos Parâmetros Econômicos do PDE 2035. Esse aumento também merece ser esclarecido, mas cabem aqui as mesmas observações feitas em relação ao Capex, quanto à falta de precisão microeconômica do PDE para a configuração de sobrepreço.

42. Não tenho dúvidas de que, como já me manifestei em plenário em oportunidades anteriores, várias questões relativas aos novos preços-tetos estabelecidos no LRCAP 2026 ainda precisam ser mais bem fundamentadas. Por outro lado, os valores referenciais estimados pela equipe de fiscalização apresentaram limitações intrínsecas, além de haver a necessidade de informações complementares que poderão determinar a reformulação dos cálculos. Assim, em resumo, o exame dessa matéria deverá continuar a ser aprofundado neste processo antes que se possa chegar a uma conclusão sobre a adequação dos valores adotados no certame.

#### Essencialidade do Certame

43. Outra questão fulcral a ser enfrentada pelo Tribunal é a conveniência de se autorizar a continuidade dos procedimentos relativos ao LRCAP.

44. Nesse ponto, concordo plenamente com a unidade técnica, no sentido de que não se mostra aderente ao interesse público interromper a marcha contratual dos Leilões Aneel 2 e 3/2026, os quais, em que pese as ressalvas realizadas, contribuirão, inequivocamente, para assegurar mais confiabilidade à operação do sistema elétrico nacional.

45. Afinal, mesmo restando evidente o alto custo da solução, é preciso examinar a contratação sob o prisma de sua essencialidade para assegurar o suprimento de energia no exercício atual e nos próximos anos.

46. Eventual postergação do certame submeteria o País à ameaça de desabastecimento energético, decorrentes de restrições globais na cadeia de fornecimento de equipamentos e de riscos hidrológicos que podem comprometer a capacidade de geração hidrelétrica. Além disso, as alternativas imediatamente disponíveis configuram soluções incertas ou de maior custo (baterias, importação, usinas **merchant**).

47. Nesse contexto, a manutenção do LRCAP 2026 acaba por assumir papel relevante para a estabilidade, a segurança e a sustentabilidade do fornecimento de energia elétrica no país, sem prejuízo de que todos os pontos ainda não completamente esclarecidos continuem a ser examinados neste processo, com vistas ao aprimoramento do processo de contratação de potência.

#### Outras questões

48. Os elementos reunidos nos autos até agora não nos permitem concluir pela existência de ajuste anticoncorrencial entre os licitantes, ou mesmo identificar, de forma conclusiva, qualquer irregularidade praticada por agentes públicos.

49. Assim, neste momento, não há substrato fático que justifique o envio de cópia do processo ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) e à Polícia Federal (PF), como sugerido pela unidade técnica. Por outro lado, deve ser dado ciência desta decisão ao Ministério Público Federal por meio da Procuradoria da República no Distrito Federal, em atenção ao pedido de informações contido no Ofício 2.610/2026 – AHCL/PRDF/MPF, objeto do TC 007.429/2026-6, em apenso.

50. Quanto à participação da Aneel, não verifico a necessidade de que sua atuação seja investigada em processo apartado, ainda que seja necessária a avaliação dos atos de habilitação dos participantes do leilão. Como exposto no voto que resultou na homologação dos certames (peça 161), não incumbia à Agência revisar ou rediscutir escolhas discricionárias do Poder Concedente, especialmente aquelas relacionadas ao desenho do leilão. Assim, o escopo de sua atuação acabou se restringindo em averiguar a regularidade do procedimento licitatório, posição em que dispunha de limitado espaço de intervenção.

51. Por fim, considero que não há a necessidade de constituir processos apartados para a apuração das questões pendentes de esclarecimentos, que poderão continuar a ser desenvolvidas nos presentes autos. Do mesmo modo, julgo conveniente deixar para expedir eventuais determinações e recomendações corretivas ao término da fase de apuração, quando se presume que teremos uma convicção mais consolidada sobre os pontos debatidos.

### III

52. Ante todo o exposto, concluo por cientificar o Ministério de Minas e Energia da possibilidade de prosseguimento do 2º Leilão de Reserva de Capacidade de Energia Elétrica na forma de Potência (LRCAP 2026), bem como dos contratos dele decorrentes, sem prejuízo da continuidade do presente acompanhamento.

53. Adicionalmente, determino a restituição dos autos à Unidade de Auditoria Especializada em Energia Elétrica e Nuclear (AudElétrica) para que dê prosseguimento ao exame dos fatos apontados neste processo, por meio da continuidade deste acompanhamento, de forma a examinar a consistência técnica e regularidade das próximas etapas do LRCAP 2026, incluindo as assinaturas contratuais e a execução dos referidos ajustes, contemplando, além de outras questões técnicas que entender pertinentes, os seguintes pontos:

i) em relação à consistência e economicidade dos parâmetros de custo:

i.1) a coerência dos custos adotados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pelo Ministério de Minas e Energia (MME), em especial quanto: i) a estimação do Capex com incremento de 122%; ii) a consideração de despesas com transporte por gasoduto e regaseificação/tancagem que adotaram como premissa a operação contínua de 8.760 horas por ano (24 horas por dia, 365 dias) no O&M Fixo; iii) os valores dos CVUs em patamares cerca de 40% superior aos Parâmetros Econômicos do PDE 2035;

ii) em relação à competitividade e comportamento das propostas econômicas:

ii.1) as causas e as consequências da acentuada aproximação dos lances e propostas finais em relação aos preços-teto estabelecidos nas regras do leilão, sob a ótica do princípio da modicidade tarifária, notadamente a ocorrência de indícios de reduzida concorrência no certame, avaliando se o desenho regulatório, a segmentação dos produtos por fonte energética (com o estabelecimento de itens exclusivos para determinadas configurações tecnológicas), o volume de potência a ser licitada ou barreiras de entrada injustificadas inibiram a participação de novos agentes ou propiciaram a concentração de mercado;

iii) a regularidade e completude dos atos de habilitação e homologação, contratação e atos subsequentes, por parte da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel);

iv) apuração dos riscos associados às denominadas “geradoras de papel”, entidades que participaram do leilão de potência, mas que não dispõem de ativos ou estrutura técnica para executar as usinas a que se comprometeram.



Assim, divirjo, parcialmente, das conclusões da unidade técnica e VOTO no sentido de que o Tribunal adote a minuta de acórdão que submeto à consideração do Plenário.

TCU, Sala das Sessões, em 17 de junho de 2026.

**JORGE OLIVEIRA**  
Relator

## ACÓRDÃO Nº 1525/2026 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 008.289/2025-5.
- 1.1. Apensos: TC 012.595/2026-8; TC 006.423/2026-4; TC 011.529/2026-1; TC 016.971/2025-6; TC 006.981/2025-9 e TC 007.429/2026-6
2. Grupo II – Classe de Assunto: V – Acompanhamento
3. Interessado: Tribunal de Contas da União
4. Unidades: Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
5. Relator: Ministro Jorge Oliveira
6. Representante do Ministério Público: não atuou
7. Unidade Técnica: Unidade de Auditoria Especializada em Energia Elétrica e Nuclear (AudElétrica)
8. Representação legal: Camila Guedes Andrade (90634/OAB-MG); Harrison Alexandre Targino Junior (24412/OAB-PB); José Davi Cavalcante Moreira (52440/OAB-DF), Luigi Bruno de Lima Avalone Ramalho (125916/OAB-RJ); Alexandre Vitorino Silva (15774/OAB-DF), José Augusto Seabra Monteiro Vianna (24772/OAB-DF); Adriana Previato Kodjaoglanian Bragato (202223/OAB-SP), Luciana Nunes Freire (136022/OAB-SP); Andrei Barbosa de Aguiar (19250/OAB-CE) e Ubiratan Diniz de Aguiar (3625/OAB-CE); Stephanie Brunetto Car (97079/OAB-RS), Jessica Marcon Sarmiento de Souza (96400/OAB-RS); Fernanda Cristinne Rocha de Paula (56513/OAB-DF), Elcio Berquó Curado Brom (12000/OAB-GO) e outros

## 9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de acompanhamento do 2º Leilão de Reserva de Capacidade de Energia Elétrica na forma de Potência (LRCAP 2026), promovido pelo Ministério de Minas e Energia;

ACORDAM os ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em sessão do Plenário, por unanimidade, com fundamento nos arts. 240 e 241 do Regimento Interno deste Tribunal e ante as razões expostas pelo relator, em:

9.1. comunicar ao Ministério de Minas e Energia sobre a possibilidade, neste momento, de prosseguimento do 2º Leilão de Reserva de Capacidade de Energia Elétrica na forma de Potência (LRCAP 2026), bem como dos contratos dele decorrentes, sem prejuízo da continuidade do presente acompanhamento;

9.2. determinar à AudElétrica a continuidade deste acompanhamento, de forma a examinar a consistência técnica e regularidade das próximas etapas do 2º Leilão de Reserva de Capacidade de Energia Elétrica na forma de Potência (LRCAP 2026), incluindo as assinaturas contratuais e a execução dos referidos ajustes, contemplando, além de outras questões técnicas que entender pertinentes, os seguintes pontos:

9.2.1. em relação à consistência e economicidade dos parâmetros de custo:

9.2.1.1. a coerência dos custos adotados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pelo Ministério de Minas e Energia (MME), em especial quanto: i) a estimação do Capex com incremento de 122%; ii) a consideração de despesas com transporte por gasoduto e regaseificação/tancagem que adotaram como premissa a operação contínua de 8.760 horas por ano (24 horas por dia, 365 dias) no O&M Fixo; iii) os valores dos CVUs em patamares cerca de 40% superior aos Parâmetros Econômicos do PDE 2035;

9.2.2. em relação à competitividade e comportamento das propostas econômicas:

9.2.2.1. as causas e as consequências da acentuada aproximação dos lances e propostas finais em relação aos preços-teto estabelecidos nas regras do leilão, sob a ótica do princípio da modicidade tarifária, notadamente a ocorrência de indícios de reduzida concorrência no certame, avaliando se o desenho regulatório, a segmentação dos produtos por fonte energética (com o

estabelecimento de itens exclusivos para determinadas configurações tecnológicas), o volume de potência a ser licitada ou barreiras de entrada injustificadas inibiram a participação de novos agentes ou propiciaram a concentração de mercado;

9.2.3. a regularidade e completude dos atos de habilitação e homologação, contratação e atos subsequentes, por parte da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel);

9.2.4. apuração dos riscos associados às denominadas “geradoras de papel”, entidades que participaram do leilão de potência, mas que não dispõem de ativos ou estrutura técnica para executar as usinas a que se comprometeram;

9.3. autorizar a realização de diligências e, se for necessário, inspeção, destinadas ao cumprimento das medidas acima;

9.4. encaminhar cópia da presente decisão, bem como dos respectivos relatório e voto, ao Ministério de Minas e Energia, à Aneel, à EPE, ao ONS e à Procuradoria da República no Distrito Federal, esta última em atenção ao Ofício 2.610/2026 – AHCL/PRDF/MPF;

9.5. restituir os autos à Unidade de Auditoria Especializada em Energia Elétrica e Nuclear (AudElétrica).

10. Ata nº 23/2026 – Plenário.

11. Data da Sessão: 17/6/2026 – Ordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-1525-23/26-P.

13. Especificação do quórum:

13.1. Ministros presentes: Vital do Rêgo (Presidente), Walton Alencar Rodrigues, Benjamin Zymler, Bruno Dantas, Jorge Oliveira (Relator), Antonio Anastasia, Jhonatan de Jesus e Odair Cunha.

13.2. Ministros-Substitutos presentes: Augusto Sherman Cavalcanti, Marcos Bemquerer Costa e Weder de Oliveira.

(Assinado Eletronicamente)

VITAL DO RÊGO

Presidente

(Assinado Eletronicamente)

JORGE OLIVEIRA

Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)

CRISTINA MACHADO DA COSTA E SILVA

Procuradora-Geral