

**EXMO. SR. JUIZ FEDERAL DA 6ª VARA FEDERAL CÍVEL DA SEÇÃO
JUDICIÁRIA DO DISTRITO FEDERAL**

Ação Civil Pública nº **1061755-17.2026.4.01.3400**

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, pessoa jurídica de direito privado, empresa pública federal vinculada ao Ministério de Minas e Energia – MME, com sede na Esplanada dos Ministérios, Bloco U, Sala 744, Brasília/DF, CEP 70065-900 e escritório central na Praça Pio X, nº 54, 7º andar, Centro, Rio de Janeiro/RJ, CEP 20091-040, inscrita no CNPJ sob o nº 06.977.747/0002-61, com endereço eletrônico conjur@epe.gov.br (**doc. 1**) vem, por seus advogados (**doc. 2**), com base no art. 335 e seguintes do Código de Processo Civil - CPC, apresentar sua

CONTESTAÇÃO

em face da Ação Civil Pública em referência, apresentada pela **FEDERACAO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE CEARA – FIEC**, pessoa jurídica de direito privado, inscrita no CNPJ sob o nº 07.264.385/0001-43, localizada na Av. Barão de Studart, nº 1980, 5º andar do Edifício Casa da Indústria, Aldeota, no município de Fortaleza - CE, CEP nº 60120-024, e pelo **SINDICATO DAS INDUSTRIAS DE ENERGIA E DE SERVICOS DO SETOR ELETRICO DO ESTADO DO CEARA – SINDIENERGIA**, inscrito no CNPJ sob o nº 06.001.761/0001-44 e com endereço na Av. Barão de Studart, nº 1980, 1º andar, Aldeota, Fortaleza/CE - CEP 60.120-901, com base nas razões de fato e de direito a seguir expostas.

I – DOS FATOS

1. Em 23/10/2025, o MME anunciou, por meio das Portarias Normativas nº 118/2025 e 119/2026, a realização dos 2º e 3º Leilões de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2026 - LRCAP (o primeiro foi realizado em 2021), marcados para os dias 18/03/2026 e 20/03/2026, respectivamente. O 2º LRCAP destinou-se à contratação de usinas termelétricas a gás natural, carvão mineral e hidrelétricas e o 3º LRCAP à contratação de usinas termelétricas a óleo e biodiesel.
2. Em 18/05/2026, foi ajuizada a presente Ação Civil Pública (ACP) pela FIEC e pelo SINDIENERGIA, em face da União, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e da EPE, tendo por objetivo supostamente proteger direitos transindividuais e preservar princípios constitucionais que regem o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e a administração pública.
3. As Demandantes sustentam, em síntese, a violação dos princípios da modicidade tarifária, da ordem econômica, da livre concorrência, da segurança energética, da proteção ao meio ambiente, do desenvolvimento sustentável, da eficiência, da moralidade administrativa e dos direitos dos consumidores pelos LRCAPs 2026.
4. Como causa de pedir, a ACP se baseia na alegação da existência de relevantes controvérsias jurídicas, regulatórias, econômicas e concorrenciais relacionadas aos LRCAPs 2026.
5. Como pedidos, as Autoras requerem a declaração de nulidade dos atos administrativos, regulatórios e procedimentais relacionados aos LRCAPs 2026; e, subsidiariamente, a declaração de nulidade parcial dos atos dos LRCAPs

2026 relacionados à definição dos preços-teto, à segmentação dos produtos licitados, aos critérios de dimensionamento da potência contratada e às restrições concorrenciais eventualmente identificadas na modelagem regulatória adotada.

6. O processo foi inicialmente distribuído à 1ª VFCE e tombado sob o nº 0037110-93.2026.4.05.8100.

7. Em decisão proferida em 20/05/2026, o I. Juízo da 1ª VFCE negou a concessão da tutela de urgência *inaudita altera pars* formulada pelas Demandantes, determinando aos Réus a apresentação de manifestação acerca do pedido liminar e contestação.

8. Após apresentadas as manifestações preliminares, o I. Juízo da 1ª VFCE reexaminou a questão e, em 08/06/2026: (i) concedeu a tutela de urgência para determinar a suspensão imediata da homologação dos resultados dos LRCAPs 2026 e da celebração dos respectivos Contratos de Potência de Reserva de Capacidade, até que a questão fosse apreciada pelo juízo da 6ª VFDF na ACP nº 1048511-21.2026.4.01.3400 ou até que fossem devidamente esclarecidas as destacadas inconsistências apontadas nos autos; e (ii) reconheceu a conexão entre a presente ação e a ACP nº 1048511-21.2026.4.01.3400, em trâmite na 6ª VFDF, declinando a competência em favor daquele Juízo, que primeiro conheceu de demanda conexa de abrangência nacional.

9. Em 09/06/2026, o presente feito foi redistribuído para a 6ª VFDF e tombado sob o nº 1061755-17.2026.4.01.3400.

10. Em 10/06/2026, o I. Juízo da 6ª VFDF reapreciou o pedido liminar e proferiu decisão indeferindo o pedido de tutela de urgência formulado pelas Autoras.

11. Paralelamente, a diretoria da ANEEL homologou, em 21/05/2026 e 09/06/2026, o resultado e adjudicação do objeto dos LRCAPs 2026.

II – DO DIREITO

12. Como será demonstrado abaixo, não merecem prosperar as alegações das Autoras, que se baseiam em premissas totalmente equivocadas sobre o processo de planejamento dos leilões de energia.

13. Para formação do juízo decisório, faz-se necessário começar a explanação explicando como funcionam os leilões de energia.

Sistemática de funcionamento dos leilões de energia

14. A energia elétrica no Brasil é comercializada por meio de dois ambientes distintos: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Entretanto, os leilões de energia elétrica ocorrem exclusivamente no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada, em razão de limitação legal expressamente prevista no art. 2º, caput, da Lei nº 10.848/2004, que dispõe:

*Art. 2º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, **mediante contratação regulada**, por meio de licitação, conforme regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, disporá sobre:*

(grifo nosso)

15. Nesse contexto, o modelo brasileiro de contratação regulada estabelece que a expansão e o suprimento do mercado das distribuidoras devem ocorrer por meio de processos licitatórios públicos, os leilões, assegurando modicidade tarifária, segurança do suprimento e isonomia entre os agentes.

16. Os leilões de energia no Brasil operam sob diferentes modalidades, dentre as quais se destacam: (i) Leilão de Energia Nova; (ii) Leilão de Energia de Fontes Alternativas; (iii) Leilão de Energia de Reserva; (iv) Leilão de Energia Existente; (v) Leilão de Reserva de Capacidade; (vi) Leilão Estruturante; (viii) Leilão para Sistemas Isolados.

17. Dentre essas diferentes modalidades de leilão, o Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência tem como objetivo principal assegurar a confiabilidade e a segurança do Sistema Interligado Nacional, por meio da contratação de capacidade de geração disponível para atender o sistema em momentos de pico de demanda.

18. Diferentemente dos leilões tradicionais, que contratam energia associada à produção contínua (MWh), esse tipo de leilão prioriza a **disponibilidade de potência** (MW). O foco está na capacidade do empreendimento de estar apto a gerar quando acionado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

19. O LRCAP, nessa linha, não tem por objeto a contratação ordinária de energia elétrica em base contínua. Trata-se de mecanismo voltado à contratação de disponibilidade de potência, isto é, capacidade apta a contribuir para a segurança de suprimento do Sistema Interligado Nacional – SIN, especialmente nos momentos de maior necessidade do sistema.

20. Essa distinção é essencial. Um sistema elétrico pode apresentar disponibilidade energética média adequada e, ainda assim, enfrentar insuficiência de potência em determinados horários, em especial nos momentos de ponta de carga ou em situações de baixa contribuição de fontes não despacháveis. A contratação de potência busca assegurar que o sistema disponha de recursos capazes de atender à demanda nesses momentos críticos, com disponibilidade e flexibilidade compatíveis com as necessidades operativas do SIN.

21. Assim, uma vez tendo sido apresentada a sistemática dos leilões de energia e, em especial, dos LRCAPs, passa-se a explicar, do ponto de vista técnico, as incoerências presentes na argumentação das Autoras.

O papel da EPE nos LRCAP

22. A atuação da EPE nos LRCAPs 2026 é de natureza estritamente técnica e estratégica, servindo como suporte para as decisões do MME e da ANEEL. A participação técnica da EPE no certame, baseada em cenários do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), da própria EPE, do Plano da Operação Energética 2025-2029 (PEN 2025) do ONS e métricas estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) abrange desde o planejamento inicial até a validação de dados no momento da sessão pública.

23. Assim, em relação aos LRCAPs 2026, a EPE contribuiu de diferentes maneiras, desde o planejamento e até o dimensionamento da demanda, cálculo do CMR e preços-teto, cadastramento e habilitação técnica dos empreendimentos, e definição da capacidade de escoamento de geração.

24. **Por fim, cabe registrar que a EPE não edita as portarias de diretrizes, não aprova os editais, não conduz a sessão pública dos certames,**

não homologa os resultados e não celebra os CRCAPs – vez que tais competências pertencem às instituições legal e regulamentarmente responsáveis para tal. A análise da atuação da EPE nos LRCAPs 2026, portanto, deve ser delimitada ao seu papel técnico de subsidiar o planejamento energético e os processos decisórios conduzidos pelas autoridades competentes.

25. É imperativo destacar que o planejamento energético conduzido pela EPE é blindado por uma estrutura estritamente profissional e meritocrática. As áreas finalísticas responsáveis pelos estudos dos LRCAPs 2026 — notadamente as Superintendências de Geração (SGR), Transmissão (STE) e Estudos Econômicos (SEE) — são lideradas exclusivamente por empregados concursados de carreira, altamente qualificados, com trajetória acadêmica e profissional consolidadas, que ocupam cargos em comissão (CC) e funções gratificadas (FG) por critérios de competência técnica.

26. Essa configuração institucional garante que as metodologias de cálculo de demanda e preços-teto não sofram interferências exógenas, assegurando a impessoalidade e a objetividade exigidas pelo interesse público.

Definição da demanda de potência contratada

27. A primeira alegação das Demandantes a ser afastada é trazida pelo Capítulo IV.1 da petição inicial, segundo a qual supostamente haveria erro na definição da potência a ser contratada por meio dos LRCAPs 2026. Alega-se que houve uma superestimação da demanda de potência contratada, que ultrapassou os 18 GW, montante considerado excessivo para as reais necessidades de reserva do sistema.

28. Conforme se passa a demonstrar, a necessidade de contratação de potência não foi excessiva ou arbitrária, e não houve confusão entre contratação de energia e contratação de potência.

29. Nos termos do art. 4º do Decreto nº 10.707/2021, compete ao MME definir o montante total de reserva de capacidade a ser contratada, com base em estudos da EPE e do ONS,¹ respeitados os critérios gerais de garantia de suprimento estabelecidos pelo CNPE.

30. Trata-se, portanto, de governança institucional compartilhada, na qual a definição do montante não decorre de ato isolado da EPE, mas de processo técnico-institucional que combina estudos de planejamento da expansão, avaliações operativas do sistema e decisão ministerial fundada nos critérios oficiais de suprimento.

31. Cumpre explicitar que o “montante de potência a contratar” corresponde à capacidade necessária para atendimento ao sistema elétrico, apurada com base nos critérios oficiais de garantia de suprimento. Não se trata, portanto, de “discrecionabilidade técnica” por parte da EPE nesse cálculo, mas de avaliação técnica orientada por parâmetros normativos, modelos de simulação reconhecidos e procedimentos de planejamento adotados de forma transparente.

32. Conforme as regras de governança dos LRCAPs 2026, a EPE participou da elaboração dos estudos que fundamentaram **o montante total de potência a ser contratado**. Esta definição da necessidade de reserva estratégica foi feita de forma coordenada com o ONS, visando a garantir a segurança

¹ **Decreto nº 10.707/2021:** Art. 4º *Para a realização dos leilões de reserva de capacidade de que trata o art. 3º, o Ministério de Minas e Energia definirá o montante total de reserva de capacidade a ser contratada, com base em estudos da Empresa de Pesquisa Energética e do Operador Nacional do Sistema Elétrico, respeitados os critérios gerais de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética.*

operativa do SIN, conforme previsto no art. 2º da Portaria Normativa MME nº 118/2025 e no art. 4º do Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021.

33. Importa destacar que a necessidade de potência adicional no SIN já vinha sendo identificada em estudos anteriores da EPE e do ONS. No âmbito da EPE, os ciclos recentes do PDE vêm registrando a crescente relevância dos requisitos de potência para a segurança de suprimento do SIN, em razão da transformação da matriz elétrica, da maior participação de fontes renováveis variáveis e da necessidade de atendimento aos momentos críticos de carga.

34. Essa trajetória foi posteriormente reforçada no PDE 2035², que voltou a indicar necessidade crescente de potência adicional no SIN ao longo do horizonte decenal. No referido estudo, os requisitos de potência calculados pelas métricas oficiais de suprimento já aparecem a partir de 2026, em patamar da ordem de 3.000 MW, evoluindo para aproximadamente 7.000 MW em 2027, 10.000 MW em 2028 e 19.000 MW em 2031.

35. No mesmo sentido, o ONS também vem reiterando, em seus Planos da Operação Energética,³ alertas quanto ao atendimento dos critérios de suprimento de potência. O PEN 2022 já registrava violação dos critérios de suprimento de potência no horizonte estrutural, e o PEN 2025 apontou aprofundamento dessas violações no período de 2026 a 2029, com descumprimento dos parâmetros associados à LOLP e ao CVaR da Potência Não Suprida.

² Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>

³ Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-energetico>

36. É importante consignar que tanto a EPE quanto o ONS não são as instituições que fixam os parâmetros acima mencionados, mas limitam-se a aplicá-los nas suas atividades finalísticas.

37. Esse histórico demonstra que o LRCAP 2026 decorre de diagnóstico técnico reiterado, amadurecido ao longo dos ciclos de planejamento da expansão (EPE) e da operação (ONS), e não de avaliação isolada ou construída apenas para justificar o certame ora questionado.

38. Portanto, **a necessidade de contratação de potência não foi definida de forma arbitrária pela EPE.** Estudos técnicos elaborados pela EPE e ONS apresentaram as premissas, a metodologia e os resultados do cálculo dos requisitos de potência, com vistas a subsidiar o LRCAP 2026.

39. As avaliações da EPE e do ONS foram conduzidas de maneira independente, mas com alinhamento de premissas e considerações associadas aos recursos e às condições hidroenergéticas do SIN, havendo convergência quanto à identificação da necessidade de potência no horizonte analisado. Os requisitos foram calculados com base no *deck* de dados do PMO de janeiro de 2026, com exclusão das termelétricas *merchant*, justamente porque tais usinas poderiam ofertar disponibilidade no LRCAP 2026.

40. A definição da necessidade de potência decorreu de avaliação técnica conjunta, com base em critérios de segurança de suprimento, estudos probabilísticos e premissas operativas. Os estudos elaborados pela EPE e ONS observaram estritamente os critérios de garantia de suprimento definidos pela Resolução CNPE nº 29/2019 e Portaria MME nº 59/2020. Tais critérios foram estabelecidos pelo CNPE e são referência consensual entre as instituições do setor elétrico brasileiro para fins de aferição da adequabilidade do atendimento.

41. Cabe destacar que a Resolução CNPE nº 29/2019 estabeleceu a composição das métricas do critério geral de garantia de suprimento, contemplando dimensões associadas ao atendimento à energia e à potência. Em relação à potência, a aplicação do critério considera, entre outras métricas, o risco explícito de insuficiência de oferta de potência, medido pela LOLP, e a severidade dos piores cenários de potência não suprida, medida pelo CVaR da Potência Não Suprida. Os parâmetros associados a essas métricas foram definidos pela Portaria MME nº 59/2020, cabendo à EPE e ao ONS aplicá-los nos estudos técnicos de planejamento e operação.

42. Alegam as Demandantes que a metodologia utilizada pelo ONS e pela EPE (métricas LOLP e CVaR) é excessivamente conservadora, o que teria desvirtuado a reserva eventual para transformá-la em uma expansão estrutural maciça e desnecessária. Tais alegações, contudo, não se sustentam.

43. As métricas LOLP e CVaR da Potência Não Suprida são complementares: a LOLP mede a probabilidade de ocorrência de eventos de insuficiência de potência, e o CVaR, por sua vez, mede a severidade dos piores cenários, isto é, a profundidade do déficit caso esses eventos ocorram. Portanto, a metodologia não avalia apenas se há risco de déficit, mas também qual seria a dimensão desse risco nos cenários mais críticos.

44. Essa abordagem é usual em estudos de adequabilidade, pois eventos pouco frequentes podem produzir consequências relevantes para a segurança do suprimento. Trata-se, portanto, de avaliação de confiabilidade do atendimento em base horária e probabilística, e não de simples comparação entre energia média disponível e carga anual esperada.

45. Assim, a contratação discutida nos LRCAP 2026 está relacionada à necessidade de capacidade disponível nos momentos críticos do sistema, e não à contratação de energia para atendimento médio da carga.

46. Os critérios supracitados foram aprimorados ao longo dos anos, tendo sido amplamente debatidos com a sociedade e agentes do setor elétrico por meio de consulta pública realizada em 2019 e de diversos estudos técnicos que subsidiaram a definição dos atuais limites de $LOLP \leq 5\%$ e $CVaR_{5\%}(PNS) \leq 5$ [%Demanda]⁴, definidos pela Portaria MME nº 59/2020, o que demonstra a robustez destes critérios. **Não se trata da adoção de “parâmetros probabilísticos altamente conservadores”, como alegado pelas Demandantes, mas de métricas probabilísticas que medem o risco efetivo de faltar capacidade para atender o sistema nos momentos de maior consumo.**

47. Além disso, a metodologia empregada não foi concebida de forma casuística ou reservada. Ao contrário, os critérios de suprimento e os aprimoramentos metodológicos que embasam o cálculo dos requisitos sistêmicos foram objeto de documentação técnica, divulgação pública e debate com os agentes do setor, inclusive em processos de consulta pública⁵. Houve, portanto, transparência, previsibilidade e possibilidade de escrutínio da sociedade sobre os fundamentos utilizados.

⁴ Vide diversos documentos disponíveis em <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/modernizacao-do-setor-eletrico/criterio-de-garantia-de-suprimento>

⁵ Consulta Pública nº 194 de 22/08/2025. Disponível em: <https://consultas-publicas.mme.gov.br/home>

48. Destaca-se que tanto o PDE 2035 da EPE,⁶ quanto o PEN do ONS⁷ já demonstraram objetivamente a necessidade de expansão de capacidade, uma vez que constatavam a violação dos limites da LOLP e do CVaR da Potência não suprida a partir de 2026, confirmando o risco de déficits de suprimento e a necessidade de contratação no LRCAP 2026.

49. **Não se trata de "violações marginais", mas de risco efetivo de faltar capacidade para atender o sistema nos momentos de maior consumo.** Com efeito, os principais desafios operativos estão relacionados à necessidade de capacidade firme e controlável para atendimento ao sistema nos momentos de pico de consumo.

50. Com efeito, os LRCAPs 2026 visaram ao atendimento de requisitos sistêmicos do SIN. Confundir o termo "reserva de capacidade" como sendo algo de natureza substitutiva ou provisória é uma grave imprecisão técnica das Demandantes. Não se trata de mero "seguro", mas de um requisito de potência atualmente escasso.

51. Por fim o LRCAP é justamente o instrumento previsto para contratação de capacidade quando os estudos setoriais indicam risco de insuficiência para atendimento aos critérios de segurança de suprimento. A contratação, nesse contexto, não é excepcionalidade indevida, tampouco substituição da contratação de energia, mas medida compatível com a finalidade legal e regulatória de preservar a confiabilidade do SIN.

Metodologia do Preço-Teto e Custo Marginal de Referência (CMR)

⁶ Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>

⁷ Disponível em <https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-energetico>

52. O segundo foco de argumentação das Demandantes, trazido no Capítulo IV.2 da petição inicial, se concentra no preço-teto do leilão, com diversos questionamentos quanto à metodologia e revisão dos valores. Com efeito, as Autoras alegam que a revisão dos preços-teto ocorreu sem fundamentação técnica robusta, sem transparência nas memórias de cálculo e sem a realização de uma Análise de Impacto Regulatório (AIR).

53. Primeiramente, é preciso esclarecer que o preço-teto, ou Custo Marginal de Referência (CMR), não corresponde ao preço necessariamente contratado pelo consumidor. Trata-se de parâmetro limite de aceitação de lances no leilão. O preço efetivamente contratado decorre da dinâmica competitiva do certame, da oferta habilitada, dos lances apresentados e das regras aplicáveis.

54. Em leilões competitivos, o preço-teto cumpre dupla função. De um lado, protege o consumidor contra propostas acima de determinado patamar técnico-econômico. De outro, precisa estar calibrado em nível suficiente para atrair oferta e permitir competição efetiva. Um preço-teto subdimensionado pode frustrar o leilão, reduzir participantes, impedir a contratação da potência necessária e, ao final, gerar custo sistêmico superior ao consumidor.

55. Essa preocupação não é apenas teórica. Estudos técnicos realizados pela EPE registraram que a definição de preço de reserva em leilões é tarefa complexa, e que um preço-teto muito baixo pode gerar ausência de propostas, concorrência insuficiente ou fracasso do certame.

56. Por isso, **não procede a ideia de que preço-teto mais baixo seja, por si só, sinônimo de modicidade tarifária.** Em leilões de contratação de potência, modicidade deve ser compreendida como menor custo total ao consumidor, compatível com segurança de suprimento, competição efetiva e viabilidade da contratação.

57. Em outras palavras, a fixação de preço-teto em patamar artificialmente baixo não protege necessariamente o consumidor. Ao contrário, pode reduzir a oferta, inibir a participação de agentes aptos, comprometer a competição e frustrar a contratação do montante necessário de potência. Nessa hipótese, o aparente ganho tarifário imediato pode se converter em custo sistêmico maior, seja pela necessidade de contratação futura em condições menos favoráveis, seja pelo aumento do risco de atendimento do sistema.

58. Feito este esclarecimento conceitual, é preciso destacar que a EPE contribuiu tecnicamente na formulação das bases econômicas para a fixação dos preços-teto do LRCAP 2026, a cargo do MME.

59. **Cabe esclarecer que a metodologia de cálculo do CMR não foi alterada.** Estudos técnicos realizados pela EPE registraram expressamente que a alteração dos valores decorreu de premissas supervenientes, e não de modificação metodológica. A metodologia adotada pela EPE vem sendo aplicada de forma consistente ao longo dos últimos anos e aprimorada continuamente mediante análises complementares e refinamento de premissas.

60. Assim, a revisão dos valores não representou abandono metodológico nem correção de eventuais erros grosseiros. O que ocorreu foi o **aprimoramento de premissas econômicas diante de informações adicionais que indicaram insuficiência das premissas originalmente consideradas para refletir adequadamente a realidade econômica dos empreendimentos.**

61. Uma segunda alegação das Demandantes é que a revisão dos preços-teto teria ocorrido em intervalo muito curto, sugerindo improviso ou ausência de motivação. Essa conclusão não se sustenta.

62. As propostas iniciais de cálculo do CMR, foram encaminhadas ao MME por meio do Ofício nº 089/2026/DEE/EPE, de 06/02/2026, sendo baseadas nas informações disponíveis no cadastramento dos empreendimentos de geração (aproximadamente 368 projetos com 126 GW cadastrados), ou seja, refletindo as melhores informações disponíveis até aquele momento.

63. Após a divulgação dos valores nos editais aprovados pela ANEEL, a EPE recebeu informações adicionais e contribuições técnicas de agentes a respeito de parâmetros de custos, com valores distintos daqueles observados na maioria dos registros originalmente feitos no AEGE. Essa diferença evidenciou assimetria informacional relevante entre os dados declarados antes e depois da divulgação dos preços-teto.

64. A discrepância não foi aceita automaticamente. Ela motivou nova pesquisa técnica pela EPE, após solicitação do MME sobre custos de CAPEX, O&M e disponibilidade de equipamento, que confirmou os fatos relevantes e levou à revisão r2 do relatório, encaminhada ao MME pelo Ofício nº 0101/2026/DEE/EPE, de 12/02/2026, posteriormente aprovada pela ANEEL em reunião pública extraordinária de 13/02/2026.

65. **O curto intervalo temporal, portanto, não demonstra imprevisto, mas sim atuação tempestiva diante de informação superveniente relevante, em processo regulatório com cronograma definido e com potencial impacto sobre a efetividade da contratação.** Manter os valores iniciais, mesmo após a identificação de insuficiência relevante das premissas, poderia ter sido mais gravoso ao interesse público do que revisar os parâmetros antes da realização do certame.

66. A atuação tempestiva, nesse contexto, não revela fragilidade técnica; revela dever de diligência da Administração diante de informação superveniente

relevante, antes da consumação do certame e enquanto ainda era possível ajustar premissas para preservar sua efetividade.

67. Assim, diferentemente do alegado pelas Autoras, a revisão dos preços-teto ocorrida entre 10/02/2026 e 13/02/2026 não foi um ato abrupto, mas o fechamento de um ciclo de validação de dados de mercado. A rapidez da atualização reflete a eficiência da Administração em processar premissas supervenientes e choques de mercado globais antes da publicação do Aviso de Licitação, visando justamente evitar o esvaziamento do certame por subdimensionamento de custos, o que comprometeria a expansão e adequação dos requisitos impostos pelo Sistema Interligado Nacional. O cronograma célere está calcado em memórias que justificam tecnicamente a adequação dos novos parâmetros aos custos reais.

68. A revisão dos preços-teto foi estruturada em três fundamentos técnicos principais: (i) choque de mercado global e fundamentação do uso de percentil mais elevado da amostra; (ii) consideração de CAPEX de *retrofit* para usinas existentes; e (iii) aprimoramento das premissas de custos operacionais, incluindo O&M fixo e fator “a”.

69. **Esses fundamentos afastam a ideia de uma majoração arbitrária.** A reavaliação técnica da EPE mostrou a necessidade de atualizar valores de referência utilizados para CAPEX, O&M fixo e fator “a”, com o objetivo de mitigar o risco de subdimensionamento do preço de reserva do leilão, o que poderia afetar a atratividade do certame e a efetividade concorrencial da contratação.

70. O primeiro pilar está associado à atualização das referências de mercado para equipamentos e serviços. A EPE considerou a elevação de custos observada no mercado internacional de equipamentos termelétricos, em contexto de restrições na cadeia de suprimentos, maior pressão sobre

fornecedores e aumento dos custos de implantação de projetos intensivos em capital.⁸

71. Setores de energia em todo o mundo passam por necessidade similar ao Brasil necessitando de equipamentos de partida rápida e múltiplos acionamentos, levando a um aumento significativo na demanda por turbinas e motores. Os motivos são a eletrificação dos processos, a intensificação da inserção de renováveis variáveis nas matrizes, mas principalmente grandes cargas (Data Centers) que elevaram a demanda por equipamentos, duplicando ou até triplicando preços.

72. Portanto, a adoção de parâmetro mais prudencial deve ser compreendida nesse contexto de assimetria informacional, heterogeneidade da amostra e risco de subdimensionamento. Não se trata de escolha arbitrária do maior valor disponível, mas de calibragem técnica para evitar que um teto artificialmente baixo reduza a oferta, iniba a competição ou frustrate a contratação. **O preço-teto não é pagamento garantido; é limite de aceitabilidade, e a competição permanece responsável por revelar os preços finais dos lances.**

73. O segundo pilar está associado ao reconhecimento de que usinas existentes não necessariamente têm custo de investimento nulo. Para assumir novo compromisso de disponibilidade de potência, com obrigações de performance, flexibilidade e disponibilidade, podem ser necessários investimentos de recomissionamento, adequação, manutenção relevante, substituição de equipamentos e preparação para operação confiável ao longo do período contratual.

⁸ Tais fatos são confirmados em publicação recente da Agência Internacional de Energia, disponível em: <https://www.iea.org/reports/key-questions-on-energy-and-ai>. Acesso em 12/06/2026.

74. Assim, a EPE adotou premissa técnica voltada a refletir que empreendimentos existentes também podem demandar investimentos relevantes para cumprir novas obrigações contratuais de disponibilidade, especialmente quando submetidos a exigências futuras de performance e confiabilidade. Essa premissa foi registrada nos documentos técnicos que instruem o processo.

75. O terceiro pilar está associado ao aprimoramento das premissas operacionais, especialmente O&M fixo e fator “a”, de modo a tornar o preço-teto mais aderente às características técnicas e econômicas dos empreendimentos elegíveis. No caso do fator “a”, trata-se de parâmetro associado à métrica de competição do produto potência, voltado a refletir diferenças de flexibilidade operativa entre empreendimentos. Esses ajustes não configuram favorecimento, mas prudência técnica para evitar que o preço-teto desconsidere custos reais associados à continuidade, adequação e confiabilidade da prestação do serviço de potência.

76. **A utilização de informações provenientes de agentes de mercado não caracteriza captura regulatória, favorecimento ou ausência de motivação.** Em setores técnicos, intensivos em capital e sujeitos a cadeias globais de equipamentos, informações de mercado são insumos relevantes para aferir custos, prazos, disponibilidade de equipamentos, condições de implantação e riscos dos projetos.

77. O ponto juridicamente relevante é saber se essas informações foram aceitas automaticamente, ou se foram submetidas à análise crítica. No caso, como já exposto nos itens anteriores, a EPE reavaliou a qualidade estatística e econômica da amostra, realizou nova pesquisa e confirmou tecnicamente os fatos trazidos pelos empreendedores antes de propor a revisão. Esses registros

constam das documentações técnicas produzidas pela EPE com a fundamentação para a revisão do preço.

78. Portanto, as manifestações setoriais foram tratadas como insumos técnicos, e não como decisões vinculantes. A decisão técnica da EPE decorreu da análise crítica desses elementos, associada a referências de mercado, informações de fabricantes, reavaliação da base de dados cadastrados e atualização de premissas econômicas. Ouvir o mercado não é ser capturado pelo mercado; em matéria de custos de investimento e cadeia de suprimentos, ignorar informações qualificadas poderia conduzir a decisão menos aderente à realidade e mais arriscada para o interesse público.

79. O elemento decisivo, portanto, não foi a origem privada das informações, mas sua consistência técnica, sua aderência a referências externas de mercado e sua compatibilidade com a reavaliação estatística e econômica promovida pela EPE.

80. Por fim, destaque-se que a mudança no preço-teto foi feita para garantir que não haveria descobertura contratual no curto prazo e risco de atraso para o médio prazo. Em 2021, em um cenário de escassez hídrica que poderia levar a um apagão nacional, foi conduzido o Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) com a finalidade de contratar usinas em curtíssimo prazo. A receita média das usinas no PCS foi mais 5 (cinco) vezes o valor da receita média do LRCAP 2026 de 2,34 R\$ mi/MW.ano.

Receita Fixa, CVU e alegação de dupla remuneração

81. A alegação de dupla remuneração entre Receita Fixa e CVU, veiculada no Capítulo IV.2 da petição inicial, também não se sustenta a partir da metodologia utilizada.

82. O preço da disponibilidade de potência termelétrica é composto por duas parcelas: (i) parcela associada à Receita Fixa dividida pela disponibilidade de potência; e (ii) parcela associada ao Fator “A” multiplicado pelo CVU.

83. Essa estrutura separa a remuneração dos custos fixos de disponibilidade dos custos variáveis associados à operação. A Receita Fixa remunera a disponibilidade do empreendimento e os custos fixos necessários para manter o ativo apto ao despacho. O CVU representa custos variáveis associados ao despacho, como combustível e operação variável.

84. Com relação ao CVU, cumpre esclarecer que as diretrizes do leilão (Portarias Normativas MME nº 118 e 119/2025) definiram os limites superiores desse parâmetro, correspondentes ao maior CVU constante no Programa Mensal de Operação (PMO) do mês de publicação do normativo.

85. Relatório técnico⁹ produzido pela EPE definiu expressamente que a Receita Fixa da disponibilidade de potência termelétrica se destinaria à remuneração dos custos fixos anuais, incluindo investimento, conexão, uso dos sistemas, O&M fixo, seguros, garantias, tributos e custos decorrentes da obrigação de disponibilidade permanente. Também esclareceu que o CVU engloba custos operacionais do empreendimento, exceto aqueles considerados na formação da Receita Fixa.

86. Não há dupla remuneração quando uma parcela remunera disponibilidade e outra reflete custos variáveis esperados de despacho, ponderados por uma métrica de flexibilidade. Além disso, a parcela variável considerada no preço da disponibilidade não representa geração compulsória

⁹ EPE-DEE-IT-016/2025-r1. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-912/Fator%20a%20-%20Leil%C3%A3o%20Capacidade%202026_r1.pdf

anual. Ela decorre da aplicação do Fator “A”, constante de flexibilidade operativa usada para fins de comparação econômica entre empreendimentos, e não garantia de despacho ou pagamento automático por energia não gerada.

87. Cumpre destacar ainda que a competição e remuneração das usinas no LRCAP 2026 se deu em função da receita fixa correspondente à disponibilidade de potência das mesmas, resultando em valores expressos em R\$/MW.ano. Logo, quando a Autora apresenta de valores em R\$/MWh, é necessária cautela nas comparações, posto que os números apresentados são inferências e dependem no nível de despacho das usinas.

88. O modelo anterior de contratação, baseado em energia, já não reflete as atuais necessidades do sistema elétrico e, por isso, o LRCAP busca a contratação de capacidade, remunerada na forma de receita fixa proporcional à potência ofertada. Ademais, é de se esperar o acionamento das usinas em intervalos de tempo menores, nos momentos de maior demanda e, com isso, a contribuição energética tende a ser menor neste modelo, razão pela qual a métrica R\$/MWh não se mostra adequada e não foi praticada no certame.

Modicidade tarifária, competição e custo total ao consumidor

89. Ainda em atenção aos argumentos aduzidos pelas Autoras nos Capítulos IV.1 e IV.3 da petição inicial, ponderamos que a análise da modicidade tarifária não pode se limitar à comparação nominal de preços-teto ou à soma bruta de receitas contratuais. O ponto relevante é o custo total ao consumidor, considerando segurança de suprimento, risco de não contratação, custo de soluções emergenciais, flexibilidade operativa, geração compulsória, despacho não econômico e efeitos sobre a integração de fontes renováveis.

90. Estudos técnicos realizados pela EPE apresentaram avaliação econômica e sistêmica da contratação de potência flexível no LRCAP 2026, comparando o novo modelo com contratos termelétricos legados estruturados como contratos de energia. Ora, contratos legados incorporam custos adicionais associados à inflexibilidade operativa, incluindo geração mínima obrigatória, tempos mínimos de permanência ligados e deslocamento de geração renovável. Tais custos não aparecem diretamente no preço contratual, mas são suportados pelo sistema e pelo consumidor.

91. A análise da EPE converte os custos dos contratos legados, baseados em energia, para base homogênea em R\$/MW.ano, incorporando custos operativos adicionais associados à inflexibilidade. A aplicação dessa metodologia indica custo equivalente da ordem de R\$ 2,95 milhões/MW.ano para contratos legados, quando considerados os efeitos operativos. Esses fatores induzem despacho térmico mesmo em situações em que há disponibilidade de fontes mais baratas, elevando o custo global do sistema.

92. Comparativamente, os resultados do LRCAP 2026 situam-se em patamares inferiores, refletindo modelagem que privilegia flexibilidade operativa e despacho apenas quando necessário. Essa mudança reduz custos operacionais, melhora a eficiência do despacho e aumenta a capacidade de integração de fontes renováveis.

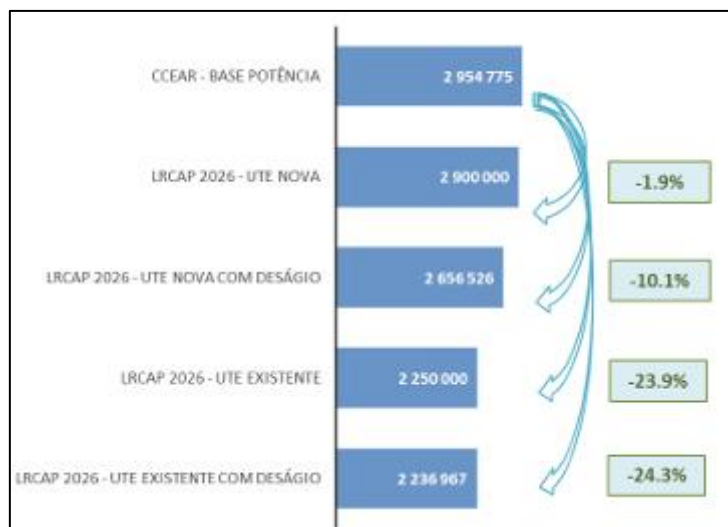
	Como era antes (CCEAR)	Como ficou agora (CRCAP)
Contratação	Termelétricas eram contratadas pelas distribuidoras que	Recursos são contratados e os custos alocados proporcionalmente ao

	declarassem demanda por energia (custo alocado assimetricamente entre as diferentes distribuidoras).	consumo de cada agente (cativos/livres/especiais etc.)
Remuneração	Remuneração por Energia (R\$/MWh)	Remuneração por Potência (R\$/MW·ano)
Flexibilidade	Usinas com inflexibilidade contratual e restrições operativas mais elevadas.	Usinas com elevada flexibilidade
Despacho	Geração térmica mesmo quando não necessária	Despacho apenas quando necessário

93. Assim, estudos técnicos realizados pela EPE apontaram reduções de custo de até 24% na reconstrução do parque existente, custo evitado de aproximadamente 10% para novos empreendimentos e economia estimada ao consumidor de até R\$ 8 bilhões por ano.

Comparação de custos (R\$/MW.ano) com os deságios¹⁰

¹⁰ Para maiores detalhes: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-912/Informe%20Vencedores%20LRAP%20G%C3%A1s,%20Carv%C3%A3o%20e%20UHE%2014.pdf>. Acesso em 12/06/2026.



94. **Também não se pode concluir pela ausência de competição apenas a partir de deságio reduzido ou concentração de vencedores.** O resultado de um leilão de capacidade depende de produto contratado, prazo de suprimento, atributos técnicos requeridos, oferta habilitada, custo de equipamentos, condições de financiamento, risco de implantação, disponibilidade de combustível, capacidade de entrega, restrições reais de mercado e necessidade sistêmica do produto. Deságio é indicador relevante, mas não prova isolada de regularidade ou irregularidade.

95. Portanto, as narrativas trazidas nos Capítulos IV.1 e IV.3 da petição inicial, no sentido de que o LRCAP implicaria aumento de custo ao consumidor e que o deságio de apenas 5,52% verificado no certame indicaria fragilidade concorrencial e reduzida pressão competitiva são, no mínimo, incompletas. Há custo de contratação, mas também há custo evitado, redução de rigidez operativa, menor necessidade de geração térmica compulsória e melhor aproveitamento dos recursos renováveis disponíveis.

A existência de alternativas tecnológicas

96. Em diversas passagens da petição inicial, as Autoras usam o fato de existirem alternativas tecnológicas para suprimento de potência em relação às fontes eleitas para integrar a carteira dos LRCAPs 2026 como argumento para fragilizar o certame.

97. A existência de alternativas tecnológicas, como sistemas de armazenamento por baterias e programas de resposta da demanda, todavia, não invalida os LRCAPs 2026. Tais alternativas são relevantes para a evolução do setor elétrico e podem compor, em outros mecanismos ou certames, o portfólio de recursos destinados à flexibilidade, capacidade e segurança de suprimento. Entretanto, sua utilização concreta depende de desenho de produto, requisitos técnicos, maturidade regulatória, disponibilidade comercial, prazos de entrega, critérios de habilitação, garantias de performance e diretrizes específicas de política energética.

98. No caso do LRCAP 2026, o produto foi estruturado conforme diretrizes ministeriais e parâmetros regulatórios específicos, voltados à contratação de disponibilidade de potência com características de flexibilidade operativa. A EPE, nesse contexto, avaliou tecnicamente os empreendimentos elegíveis segundo as regras definidas pelas autoridades competentes.

99. Importa destacar que a EPE não desconsidera a relevância dos sistemas de armazenamento e da resposta da demanda. Ao contrário, desde 2019 vem desenvolvendo estudos sobre a possibilidade de contratação de sistemas de armazenamento, especialmente diante da crescente necessidade de flexibilidade, capacidade e melhor aproveitamento dos recursos renováveis no SIN. Desde 2024, a EPE também vem subsidiando o MME com informações técnicas sobre metodologia locacional e requisitos técnicos aplicáveis a sistemas

de armazenamento, de forma a permitir melhor extração dos benefícios que essa tecnologia pode prover ao sistema.

100. A relevância dos sistemas de armazenamento também é reconhecida nos PDEs, que sinalizam a cada edição a redução de custos dessas tecnologias e a expansão indicativa cada vez nos cenários de referência. O PDE 2035, por exemplo, aponta um acréscimo de 6,6 GW de soluções de armazenamento no horizonte de dez anos. O mesmo ocorre com a resposta da demanda, que sempre figura no portfólio de expansão de menor custo para atendimento às necessidades futuras de capacidade, flexibilidade e confiabilidade.

101. Além disso, a EPE tem auxiliado o MME na análise das contribuições apresentadas na Consulta Pública relativa ao LRCAP Armazenamento e na construção técnica da respectiva portaria de diretrizes. Entre os documentos submetidos a escrutínio público estavam não só a minuta de portaria de diretrizes do certame, mas também os documentos da EPE contendo requisitos técnicos para os BESS, as Instruções de Cadastramento dos projetos, a proposta de metodologia locacional, a metodologia de precificação e bonificação locacional. Portanto, são inúmeros documentos e iniciativas da EPE para viabilizar a contratação de sistemas de armazenamento no SIN.

102. Quanto à suposta exclusão deliberada de tecnologias de armazenamento por baterias (BESS), cumpre esclarecer que o planejamento energético busca o equilíbrio entre atributos de confiabilidade e custo sistêmico. As análises da EPE são neutras tecnologicamente, fatalmente observadas por meio das recomendações técnicas promovidas pelo PDE, aprovado pelo MME, e baseadas em requisitos do sistema e referenciais de custos que são delineadas por um Modelo de Decisão de Investimentos (MDI), de código aberto, público e sujeitos a contribuições, melhorias e escrutínio público, a qualquer momento e oportunidade.

103. Embora os sistemas BESS possuam mérito técnico reconhecido, a escolha pelas fontes hidrelétricas e termelétricas despacháveis nos LRCAPs 2026 decorreu por uma opção da Poder Concedente da necessidade de potência firme para atendimento aos requisitos de LOLP e CVaR. Não há, portanto, desvio de finalidade, mas sim o uso do instrumento regulatório adequado (LRCAP) para a necessidade sistêmica identificada.

Vedação de incursão do Poder Judiciário no mérito administrativo

104. É preciso destacar que a presente demanda incorre em evidente tentativa de deslocar para o Poder Judiciário o exame de questões inerentes ao planejamento setorial energético, atividade típica do MME e submetida a critérios técnico-discrecionários que escapam ao controle jurisdicional, afrontando o princípio constitucional da separação dos poderes, conforme art. 2º, *caput*, da Constituição Federal.

105. O planejamento energético nacional constitui função administrativa de caráter político, cuja execução compete ao MME, conforme art. 1º, inciso I, do Anexo I do Decreto nº 11.492/2023.

Constituição Federal

Art. 174. Como agente normativo e regulador da atividade econômica, o Estado exercerá, na forma da lei, as funções de fiscalização, incentivo e planejamento, sendo este determinante para o setor público e indicativo para o setor privado.
(...)

Decreto nº 11.492/2023

Art. 1º O Ministério de Minas e Energia, órgão da administração pública federal direta, tem como áreas de competência os seguintes assuntos:

I - políticas nacionais de aproveitamento dos recursos energéticos, incluídos recursos hídricos, eólicos, solares, nucleares e de demais fontes;

106. O Poder Judiciário não pode se imiscuir no mérito administrativo, salvo em hipóteses de ilegalidade, desvio de finalidade ou manifesta irrazoabilidade, o que, ao contrário do alegado no Capítulo VI da petição inicial, evidentemente não se verifica no caso concreto.

107. A decisão de incluir ou não determinadas fontes energéticas nos leilões, como as usinas termelétricas a carvão mineral, insere-se em política pública legítima, abrangendo variáveis técnicas, econômicas, sociais, ambientais, orçamentárias e de segurança energética que não podem ser substituídas pela atuação de um juiz.

108. Nessa linha de raciocínio, cumpre ao Poder Judiciário, ao apreciar demandas como a que ora se apresenta, atentar para a repercussão sistêmica de suas decisões. Como ensina o consagrado doutrinador Luís Roberto Barroso¹¹:

*Cabe aos três poderes interpretar a Constituição e pautar sua atuação com base nela. Mas, em caso de divergência, a palavra final é do Judiciário. **Essa primazia não significa, porém, que toda e qualquer matéria deva ser decidida em um tribunal.** Para evitar que o Judiciário se transforme em uma indesejável instância hegemônica, a doutrina constitucional tem explorado duas ideias destinadas a limitar a ingerência judicial: a de capacidade institucional e a de efeitos sistêmicos. **Capacidade institucional envolve a determinação de qual poder está mais habilitado a produzir a melhor decisão em certa matéria. Temas envolvendo aspectos técnicos ou científicos de grande complexidade podem não ter no juiz de direito o árbitro mais qualificado, por falta de informação ou de conhecimento específico. Também o risco de efeitos sistêmicos imprevisíveis e indesejáveis podem recomendar***

¹¹ BARROSO, Luis Roberto. “O Controle de Constitucionalidade no Direito Brasileiro”. Saraiva, 5ª Edição, p. 368/369.

uma posição de cautela e de deferência por parte do Judiciário. O juiz, por vocação e treinamento, estará preparado para realizar a justiça do caso concreto, a microjustiça, sem condições, muitas vezes, de avaliar o impacto de suas decisões sobre um segmento econômico ou sobre a prestação de um serviço público. (grifos nossos)

109. A pretensão deduzida pelas Autoras instrumentaliza o Poder Judiciário como arena de contestação de escolhas administrativas válidas, buscando invalidar decisões que não se enquadram em sua visão particular de política energética.

110. Ademais, a declaração de nulidade dos resultados homologados dos LRCAPs 2026 e dos respectivos contratos deles decorrentes não é medida neutra. Pode produzir risco reverso relevante ao planejamento energético, à segurança de suprimento, à previsibilidade regulatória e ao custo total ao consumidor.

111. Os estudos mencionados ao longo da presente contestação indicam necessidade de contratação de potência ao longo do horizonte. O ofício conjunto EPE/ONS destaca desafios operativos para atendimento à ponta de carga noturna, especialmente em cenários hidrológicos desfavoráveis entre setembro e dezembro e em dias de baixa contribuição eólica.

112. Caso a contratação seja frustrada ou atrasada, o sistema ficará mais exposto a risco de atendimento em momentos críticos, com maior probabilidade de acionamento de soluções conjunturais, operativas ou emergenciais, potencialmente mais onerosas e menos eficientes do que a contratação planejada.

113. Impõe-se reconhecer a impossibilidade de incursão judicial no mérito do planejamento energético, o que resulta na rejeição dos pedidos formulados na petição inicial.

Consequências práticas da decisão

114. Conforme acima mencionado, a diretoria da ANEEL homologou, em 21/05/2026 e 09/06/2026, o resultado e adjudicação do objeto dos LRCAPs 2026.

115. Não se está, portanto, diante de mera discussão abstrata acerca de regras editalícias ou de procedimentos preparatórios de certames futuros. Ao contrário, os atos administrativos impugnados na presente demanda já produziram efeitos concretos, culminando na celebração de compromissos e na formação de legítimas expectativas por parte dos agentes setoriais, com repercussões diretas sobre o planejamento da expansão do sistema elétrico nacional.

116. Nesse contexto, decisões judiciais sobre a validade dos referidos certames não podem ser proferidas sem a rigorosa observância do disposto no art. 20 da Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro – LINDB (Decreto-Lei nº 4.657/1942), segundo o qual:

Art. 20. Nas esferas administrativa, controladora e judicial, não se decidirá com base em valores jurídicos abstratos sem que sejam consideradas as consequências práticas da decisão.

Parágrafo único. A motivação demonstrará a necessidade e a adequação da medida imposta ou da invalidação de ato, contrato, ajuste, processo ou norma administrativa, inclusive em face das possíveis alternativas.

117. A norma consagra verdadeiro dever de consequentialismo jurídico, impondo ao julgador a análise dos impactos concretos decorrentes da invalidação de atos administrativos já consumados, especialmente em setores de infraestrutura caracterizados por elevada complexidade técnica, forte regulação estatal e planejamento de longo prazo, como ocorre no setor elétrico.

118. No caso dos autos, a eventual declaração de nulidade dos LRCAPs 2026 produziria consequências extremamente gravosas para o interesse público e para a segurança energética nacional.

119. Em primeiro lugar, haveria comprometimento do planejamento energético conduzido pelo Poder Público, com reflexos negativos sobre a segurança de suprimento de energia elétrica.

120. Os leilões de reserva de capacidade constituem instrumento fundamental da política setorial, destinando-se a assegurar a disponibilidade futura de potência necessária para o atendimento da demanda de energia elétrica em condições adequadas de confiabilidade. A eliminação superveniente da disponibilidade de potência contratada nos LRCAPs 2026 poderia reduzir as margens de segurança operacional do Sistema Interligado Nacional, aumentando a exposição do país a situações de déficit de potência, despacho emergencial de usinas mais onerosas e adoção de medidas excepcionais para preservação da confiabilidade do sistema.

121. Em segundo lugar, a invalidação dos LRCAPs 2026 no atual estágio em que os certames se encontram geraria profunda incerteza regulatória.

122. Com efeito, a invalidação dos leilões após sua homologação acarretaria severa insegurança jurídica para os agentes econômicos que participaram dos certames de boa-fé, formularam propostas, assumiram

obrigações e realizaram investimentos com base na presunção de legitimidade dos atos praticados pela Administração Pública. Tal cenário tenderia a elevar a percepção de risco regulatório do setor elétrico brasileiro, com reflexos negativos sobre a atração de investimentos, o custo de capital dos empreendimentos e, em última análise, sobre os próprios consumidores de energia.

123. Em terceiro lugar, e não menos relevante, eventual desfazimento dos resultados homologados poderia exigir a realização de novos processos licitatórios, cuja organização e conclusão demandariam tempo considerável, ampliando o período de incerteza de suprimento e potencialmente criando lacunas na estratégia de contratação de reserva de capacidade necessária ao atendimento do mercado nacional.

124. Assim, à luz do art. 20 da LINDB, **qualquer pretensão de invalidação dos LRCAPs 2026 exige demonstração concreta de que os benefícios decorrentes da medida superariam os graves prejuízos institucionais, regulatórios e operacionais dela decorrentes, bem como a análise de alternativas menos gravosas aptas a preservar simultaneamente a legalidade administrativa e a estabilidade do setor elétrico.**

125. Ausente tal demonstração, a pretendida anulação dos certames mostra-se incompatível com o regime jurídico estabelecido pela LINDB e com os princípios da segurança jurídica, da proteção da confiança legítima, da continuidade do serviço público e da preservação da confiabilidade do sistema elétrico nacional.

126. Por mais este motivo, requer-se a improcedência dos pedidos formulados na presente demanda.

III - DOS PEDIDOS

127. Os elementos de fato e de direito aqui colacionados demonstram que a atuação da EPE no LRCAP 2026 foi motivada, documentada e compatível com suas competências institucionais.

128. Quanto ao requisito de potência, a avaliação conjunta EPE/ONS indica necessidade sistêmica de contratação de potência, calculada com base em premissas técnicas, critérios de suprimento e metodologias próprias, com trajetória convergente entre as instituições.

129. Quanto aos preços-teto, a metodologia de cálculo do CMR permaneceu inalterada. A revisão decorreu de aprimoramento de premissas econômicas e operacionais, com base em informações supervenientes, reavaliação de dados, referências de mercado, consideração de CAPEX de *retrofit* e atualização de parâmetros como O&M fixo e fator “a”.

130. A alegação de dupla remuneração não se sustenta, pois a metodologia separa Receita Fixa, CVU e fator “a”, distinguindo custos fixos de disponibilidade e custos variáveis associados ao despacho. O uso de informações de agentes de mercado foi realizado como insumo técnico, submetido à avaliação crítica, e não como decisão vinculante.

131. A análise econômica do LRCAP deve considerar o custo total ao consumidor, e não apenas preços nominais. Quando comparado em base homogênea com contratos legados, o LRCAP 2026 revela racionalidade sistêmica, maior flexibilidade operativa e potencial redução de custos associados à inflexibilidade.

132. Assim, as alegações da petição inicial não demonstram ilegalidade apta a justificar juízo de procedência dos pedidos formulados pela Autora. Revelam, quando muito, divergência sobre premissas econômico-regulatórias

complexas que, conforme acima mencionado, integram a esfera discricionária do ato administrativo e, nesta medida, são insindicáveis perante o Poder Judiciário.

133. Destarte, de acordo com as razões de fato e de direito acima delineadas, a EPE requer:

- a) seja reconhecida a inviabilidade jurídica dos pedidos formulados pelas Autoras que buscam a revisão de atos administrativos discricionários, técnicos e complexos, inseridos na esfera de competência exclusiva do Poder Executivo, notadamente do MME e da EPE;
- b) seja declarado que o Poder Judiciário não pode substituir a Administração Pública na tomada de decisões de planejamento energético nacional, razão pela qual deve ser indeferido qualquer pedido destinado a alterar diretrizes de política energética, restringir fontes elegíveis para participação em certames, e invalidar decisões administrativas desprovidas de ilegalidade;
- c) que **todos os pedidos formulados pelas Autoras sejam julgados improcedentes**, por ausência de demonstração de ilegalidade, dano ou violação ao ordenamento jurídico; e
- d) a intimação de todos os atos processuais na pessoa do advogado BRUNO ABREU BASTOS, inscrito na OAB/RJ nº 138.772, sob pena de nulidade.

134. Protesta pela produção de todas as provas permitidas em Direito, especialmente a documental. Informa, outrossim, que a documentação comprobatória dos fatos informados pela EPE relacionados ao cálculo da demanda e do preço-teto dos LRCAPs 2026 foi classificada como reservada, nos termos do inciso V do Art. 25 do Decreto nº 7.724/2012, razão pela qual a EPE não faz a sua juntada nesta manifestação

Rio de Janeiro, 16 de junho de 2026.

Luisa Domingues Ferreira Alves
OAB/RJ nº 145.218
OAB/DF nº 85.714

Wladimir Soares de Brito Filho
OAB/RJ nº 167.332

Bruno Abreu Bastos
OAB/RJ nº 138.772