



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

NOTA TÉCNICA Nº 95/2022/DPE/SPE

PROCESSO Nº 48360.000033/2022-19

INTERESSADO: SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO - SPE/MME, ASSEC/GM-MME, SECRETARIA EXECUTIVA - MME

1. ASSUNTO

1.1. Análise das contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública (CP) nº 126, de 06 de maio de 2022, acerca da minuta de portaria de diretrizes e sistemática para a realização do Leilão para Contratação de Energia de Reserva proveniente de empreendimentos de geração termelétrica a partir de gás natural, nos termos do art. 20 da Lei nº 14.182, de 2021, denominado “Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Energia, de 2022” - LRCE-2022.

2. REFERÊNCIAS

- 2.1. Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021 - dispõe sobre a desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras);
- 2.2. Ofício nº 19/2022/SPE-MME - SEI 0607687;
- 2.3. Ofício n. 0618/2022/PR/EPE - SEI 0619924;
- 2.4. Decreto nº 11.042, de 12 de abril de 2022 - regulamenta os artigos 1º, 20 e 21 da Lei nº 14.182, de 2021 - Processo 48360.000259/2021-21;
- 2.5. Nota Técnica nº 46/2022/DPE/SPE, de 03 de maio de 2022, SEI 0607886;
- 2.6. Parecer nº 126/2022/CONJUR-MME/CGU/AGU - SEI 0621222;
- 2.7. Portaria nº 648/GM/MME, de 05 de maio de 2022 - Divulgar, para Consulta Pública, a minuta de Portaria contendo as Diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Energia, de 2022 - SEI 0621811; e
- 2.8. Contribuições recebidas na CP nº 126, de 2022 - SEI 0627984.

3. SUMÁRIO EXECUTIVO

3.1. O objetivo da presente Nota Técnica é apresentar a análise das contribuições oferecidas no âmbito da CP nº 126, de 2022, a qual disponibilizou para avaliação da sociedade a proposta de portaria que estabelece as diretrizes e a sistemática do LRCE-2022.

3.2. Após a análise das contribuições, recomenda-se a manutenção de grande parte da minuta proposta, com exceção dos seguintes pontos:

- a) Readequação das datas de cadastramento, da entrega de documentos e demais marcos, mantendo-se a data de realização do certame em 30 de setembro de 2022, conforme orientação da Coordenação da Comissão Especial dos Leilões de Energia Elétrica (CELEE), instituída pela [Portaria n. 381, de 7 de outubro de 2019](#);
- b) Revisão dos critérios de flexibilidade operativa a serem observados pelos empreendimentos participantes; e
- c) Restrição da indexação da parcela vinculada ao custo do combustível na geração de energia inflexível (RFcomb) em relação aos marcadores JKM e NBP, previstos na Portaria

MME nº 42, de 1º de março de 2007, com vistas a reduzir os riscos alocados aos consumidores de energia elétrica em relação à volatilidade dos preços internacionais de combustível.

4. ANÁLISE

4.1. A Lei nº 14.182, de 2021, que estabeleceu regras para a desestatização da Eletrobras, trouxe obrigações e condições para contratação de empreendimentos de geração em leilões regulados, conforme § 1º do art. 1º, art. 20 e art. 21.

4.2. De forma a dar clareza e facilitar o entendimento das obrigações constantes da Lei nº 14.182, de 2021, foi editado o Decreto nº 11.042, de 2022, que estabelece as definições e as condições gerais que deverão ser adotadas nas contratações de energia elétrica proveniente de geração termelétrica a partir de gás natural e de centrais hidrelétricas até 50 MW. A reorganização da redação dos arts. 20 e 21, bem como o esclarecimento de conceitos que constam nos mesmos dispositivos contribuem para a transparência e previsibilidade das regras a serem aplicadas nos certames.

4.3. Assim, tem-se que a minuta de portaria de diretrizes e de sistemática do LRCE-2022 estão alinhadas com o referido Decreto.

4.4. Por meio da Nota Técnica nº 46/2022/DPE/SPE (SEI 0607886), foi realizada análise da minuta de portaria de diretrizes e de sistemática para a realização do LRCE-2022.

4.5. Nesse sentido, o objetivo da presente Nota Técnica é o de apresentar a análise das contribuições oferecidas no âmbito da CP nº 126, de 2022, a qual disponibilizou para a sociedade a minuta de portaria de diretrizes e sistemática que será considerada no LRCE-2022, a ser realizado em 30 de setembro de 2022.

4.6. No âmbito da CP nº 126, de 2022, foram recebidas 103 contribuições, provenientes de 24 interessados, que serão tratadas de forma agregada na Tabela 1. Além da divisão em temas, destaca-se que **a análise individual das contribuições consta do Anexo I (SEI nº 0638755) desta Nota Técnica**. De pronto, cabe registrar que algumas contribuições recebidas fogem ao escopo da Consulta Pública instaurada, portanto, não cabe suas avaliações no âmbito desta Nota Técnica.

Tabela 1 - Consolidação das contribuições à CP nº 126, de 2022

Temas	Número de contribuições identificadas
01 - Cadastramento e Habilitação Técnica	10
02 - Produtos	1
03 - Sistemática	6
04 - Garantia Física / Lastro	19
05 - Modalidade de Contratação	2
06 - Requisitos Operativos e Inflexibilidade	18
07 - Margens de Escoamento	5
08 - Preço-Teto/CVU	7
09 - Reajuste da Receita Fixa	5
10 - Penalidades	4
11 - Outros	26
Total	103

Cadastramento e Habilitação Técnica

4.7. Inicialmente, e em atenção às contribuições relativas aos prazos das etapas necessárias para a realização do certame, informa-se que o cronograma do Leilão foi objeto de discussão com as instituições responsáveis pela elaboração do certame (Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Econômica (EPE), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)), de forma que novas datas foram compactuadas para

algumas etapas do certame, contudo, fica mantida a data de realização da sessão pública em 30 de setembro de 2022. Ademais, a CELEE foi alertada que a manutenção da mencionada data da sessão pública do certame necessitará de um esforço conjunto de todas as instituições e autoridades envolvidas na realização do leilão, mas também demandará dos empreendedores o esforço na obtenção das licenças, autorizações e outorga de uso do recurso hídrico, bem como a identificação de pontos do Sistema Interligado Nacional (SIN) com margem de escoamento disponível e, ainda, que sejam localizações favoráveis à logística de gás natural com as condições de contorno trazidas pela Lei 14.182, de 2021 e sua regulamentação.

4.8. A CP nº 126, de 2026, recebeu dez contribuições referentes a elegibilidade para participação no certame, cadastramento ou habilitação técnica, das quais três já foram contempladas no âmbito do Decreto nº 10.707, de 2022, duas consideradas na sistemática, uma em desacordo com as determinações da Lei nº 14.182, de 2021, duas poderiam inviabilizar outros modelos de negócios que não estejam conectados à malha de gás natural ou reduzir a competitividade do certame, além de uma contribuições atinente a datas e prazos, bem como à possibilidade de alteração de características técnicas dos projetos.

4.9. Com relação à sugestão da Simple Energy de possibilitar a participação de termelétricas existentes que se comprometam a realizar *retrofit* e troca do combustível diesel para o gás natural, é salutar atentar que o Decreto nº 11.042, de 2022, seguindo o disposto no Decreto nº 6.353, de 2008, estabelece que para a contratação de energia de reserva poderão ser contratados somente empreendimentos novos ou existentes quando esses acrescentem garantia física ao SIN, ou que não tenham entrado em operação comercial, até a data de publicação do referido Decreto. Ou seja, a contratação se restringe a empreendimentos novos ou à parcela ampliada de empreendimentos existentes. Dessa forma, não se vislumbra a possibilidade de usinas já outorgadas e que se encontram em operação, ainda que tenham sido submetidas a processo de *retrofit*, participarem do LRCE-2022, visto estarem em desacordo com o regulamento vigente.

4.10. A minuta de portaria, disponibilizada na CP nº 126, de 2022, a exemplo do Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021, trouxe consigo que não poderiam ser habilitados tecnicamente, pela EPE, os empreendimentos que tenham contratos de energia ou potência vigentes ou que tenham se sagrado vencedores de leilões regulados, inclusive, aqueles que ainda não tenham sido adjudicados, conforme transcrito a seguir:

Art. 7º Não serão Habilitados Tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos de geração:

(...)

VIII - empreendimentos que tenham se sagrado vencedores de Leilões regulados, mesmo ainda não adjudicados, ou que tenham Contratos de Venda de Energia ou Contratos de Potência de Reserva de Capacidade - CRCAPs, registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, vigentes cujo período de suprimento coincida, ainda que parcialmente, com aquele previsto no art. 11;

(...)

4.11. Após tratativas junto à EPE, avaliou-se que essa não possuía o ferramental necessário para analisar aspectos contratuais durante o processo de habilitação técnica. Assim, propõe-se que tal verificação fique sob responsabilidade de ANEEL, como requisito para participação no Leilão. A Agência foi consultada no período de consolidação e análise da presente Consulta Pública e sinalizou positivamente com a assunção de tal papel.

4.12. Nesse sentido, após entendimentos com a Agência, foi suprimido o inciso VII do art. 7º, e inserido o §4º no art. 9º, na Portaria, para que tal condição conste no Edital, nos seguintes termos:

CAPÍTULO III

DOS CONTRATOS

Art. 9º Caberá à Aneel elaborar o Edital, seus Anexos e os respectivos CERs, bem como adotar as medidas necessárias para a promoção do LRCE, de 2022.

(...)

§4º O Edital deverá prever como requisito de participação no Certame, que os empreendimentos não tenham se sagrado vencedores de leilões regulados, mesmo ainda não adjudicados, ou que não tenham Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR ou Contratos de Venda de Energia ou Contratos de Potência de Reserva de Capacidade - CRCAPs, registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, vigentes em período de suprimento coincidente, ainda que parcialmente, com aquele previsto no art. 11.

4.13. A empresa ENEVA sugeriu postergar em 40 dias a apresentação da licença ambiental por parte dos empreendedores. Desse modo, informa-se que está sendo concedido prazo adicional para a apresentação das licenças ambientais e das outorgas do uso d'água, nos seguintes termos:

Art. 6º.....

(...)

§ 3º Excepcionalmente para o LRCE, de 2022, não se aplica o prazo previsto no art. 4º, § 7º, inciso II, da Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, devendo a Licença Prévia - LP, a Licença de Instalação - LI ou a Licença de Operação - LO, emitida pelo órgão ambiental competente, em conformidade com a legislação ambiental, e a outorga de uso da água ou ato administrativo que ateste a disponibilidade hídrica, serem protocoladas na EPE até 19 de agosto de 2022.

(...)

4.14. É imperioso ressaltar que a equipe técnica do MME, da EPE e da ANEEL buscaram diferentes arranjos para possibilitar a apresentação da Licença Prévia ambiental (LP) em outra etapa que não seja durante a Habilitação Cadastral realizada pela EPE. Ponderadas as possibilidades e os riscos, tendo em vista o acompanhamento da implantação dos empreendimentos contratados do Procedimento de Contratação Simplificada (PCS), observou-se que os empreendedores não conseguem realizar uma gestão eficiente a ponto de apresentar o licenciamento em data posterior, o que resultaria na transferência de riscos aos pagantes da Energia de Reserva resultante deste leilão. Dessa forma, observando o cronograma proposto, buscou-se levar a LP ao ponto mais próximo possível ao leilão e à EPE para conclusão das suas análises observados os prazos administrativos e recursais de tal forma a reduzir o risco jurídico ao certame.

4.15. Em relação à fonte de suprimento, origem do gás natural e responsabilidade de implantação de infraestrutura associada, as sugestões encaminhadas, em sua maioria, tornariam as diretrizes mais restritivas, o que reduziria a competitividade do certame. Dadas as contribuições não acatadas, se faz necessário enfatizar alguns pontos:

a) O agente terá que se responsabilizar pela entrega de energia durante o período de suprimento e esse ficará sujeito as penalidades na ocorrência de atrasos, conforme regulação da ANEEL, ainda que estejam relacionados aos gasodutos e as outras infraestruturas associadas; e

b) Não há vedação quanto à participação de usinas termelétricas a gás natural em ciclo combinado, desde que atendam os requisitos estabelecidos nos documentos e atos administrativos que norteiam o presente Leilão.

4.16. Quanto à contribuição da ABEGAS, no sentido de vedar alterações na origem do gás natural no caso do fornecimento de gás nacional, a sugestão foi acatada para impedir que empreendedores se apropriem da preferência ao gás nacional proporcionada na sistemática do certame e depois alterem a origem do gás natural para importado. Inclusive, a fim de manter a isonomia no tratamento dos licitantes, e de forma a não alterar as condições de participação, no leilão, entende-se adequado manter essa mesma lógica para o empreendedor que venceu o certame com gás natural importado, que não poderá alterá-lo para o gás nacional.

4.17. Por fim, a ABEGAS sugere a exclusão do Art. 11, §§ 5º, 6º e 7º, *"devido à nova redação proposta na adequação dos prazos estabelecidos na portaria"*. Considera-se que a comprovação da disponibilidade de combustível é fundamental para conferir segurança aos contratos de suprimento de energia elétrica, razão pela qual a etapa não deve ser prescindida.

Produtos

4.18. Foi recebida contribuição referente aos produtos, em relação às diretrizes para o Leilão a ser realizado em 2023, que, por sua vez, não é objeto da minuta de portaria colocada para avaliação na CP nº 126, de 2022.

Sistemática

4.19. As contribuições da Eneva se consolidam no sentido de criar a oportunidade de instituir lastro para o agente e, deste modo, viabilizar a negociação da energia não contratada como reserva em outros leilões, ou mesmo no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Por este motivo, as contribuições estão em desacordo com o conceito presente nas diretrizes estabelecidas para o LRCE, de 2022. Contudo, a redação de alguns dispositivos pode ser aprimorada de modo a evitar interpretação indevida, tais como o do Art. 9º, § 8º, da Sistemática, de forma a deixar claro que a usina que ratificar a receita fixa terá inflexibilidade anual de geração de 70% associada à potência a ser contratada, respeitados os percentuais de inflexibilidade sazonal já declarados pelo agente na etapa de habilitação técnica.

4.20. A ABEEólica demonstrou preocupação com relação à eventual viabilização de outras infraestruturas "por fora" dos lances, sugerindo que as ofertas de preço de venda das usinas no certame devem demonstrar seus reais custos para sociedade, incluindo, custos de gasodutos e custos para conexão para transmissão, onde houver margem. Sobre esse ponto, ressalta-se que não há previsão de outros mecanismos custeados pela tarifa de energia elétrica para viabilização de outras infraestruturas. Os empreendimentos participantes do leilão deverão buscar viabilizar-se a partir do preço-teto definido para cada certame.

4.21. A ABRAGET fez ponderações em relação às margens de escoamento remanescente como critério de classificação. Sobre o tema, ressalta-se que a etapa inicial com disputa por margens de escoamento está consolidada nos leilões de energia nova e tem se mostrado bem sucedida, contribuindo para redução nos atrasos de entrada em operação devido à ausência de transmissão. Ademais, não se tem constatado perda de competitividade nos leilões com disputa de margem. E, ainda, considerando a data de início de suprimento para atendimento ao que estabelece a Lei, não há margem para outorga de novos empreendimentos de transmissão para viabilizar a efetiva entrega da Energia de Reserva ao SIN, ao ignorar tal fato, o poder público estaria retirando o risco do gerador e alocando o risco sobre os pagantes desta energia, o que se considera inadequado, posto que os empreendedores possuem liberdade para buscar o melhor ponto para conexão do seu empreendimento.

4.22. Sobre a sugestão da ABSOLAR para se considerar a capacidade remanescente do SIN para escoamento de geração, para fins de classificação dos lances no leilão, considera-se já contemplada no art. 12 da portaria de diretrizes.

4.23. A ABIPI sugere que a Etapa Contínua tenha mecanismo de preferência ao gás nacional semelhante ao proposto na Etapa Inicial, sem prejuízo para a contratação de gás de outras origens em caso de insuficiência de atendimento à quantidade demandada pelo gás nacional. Nesse sentido, reforça-se que após o atendimento ao critério de preferência, as usinas, independente da origem do gás, competem entre si, visto que não há vedação na Lei nº 14.182, de 2021, para gás de outras origens.

4.24. De fato, os critérios sugeridos pela ABIPI, de definição de critério de preferência para o gás natural nacional em ambas as Etapas, bem como a contratação de gás natural de outras origens para o atendimento do restante da demanda não atendida pelo gás natural nacional estarão presentes na Sistemática aprovada.

4.25. Porém, após análises mais detalhadas, optou-se por estabelecer um critério diferente do proposto em Consulta Pública, que previa que qualquer que fosse o preço do gás natural nacional ofertado, o empreendimento que possuísse tal condição teria prioridade sobre o gás natural de outras origens, e passaria da Etapa Inicial para a Contínua. Após a CP, chegou-se ao entendimento que a preferência deve acontecer nas duas Etapas, e deve considerar somente o caso em que os empreendimentos com distintas origens de gás tiverem o mesmo preço de lance, situação em que as usinas com gás nacional terão preferência sobre o gás importado, propondo-se a seguinte alteração na Sistemática:

Art. 6º

(...)

§ Xº Em caso de empate de PREÇOS DE LANCE na ETAPA INICIAL, em concordância com a preferência estabelecida em lei, o desempate será realizado conforme os seguintes critérios:

- I. no caso do PRODUTO NORDESTE MARANHÃO e do PRODUTO NORDESTE PIAUÍ, os EMPREENDIMENTOS que tenham gás natural cuja origem seja nacional serão ordenados prioritariamente sobre os EMPREENDIMENTOS que tenham gás natural de outras origens;
- II. no caso do PRODUTO NORTE, os EMPREENDIMENTOS que tenham gás natural cuja origem seja proveniente da Região Amazônica serão ordenados prioritariamente aos EMPREENDIMENTOS que tenham gás natural de outras origens;
- III. caso persista o empate, os EMPREENDIMENTOS serão ordenados pela ordem crescente de POTÊNCIA INJETADA;
- IV. caso persista o empate pelo critério previsto no inciso II, pela ordem decrescente do montante ofertado, em LOTES; e
- V. caso persista o empate pelo critério previsto no inciso III, por ordem cronológica de submissão de LANCES.

Art. 8º

(...)

§ 4º Em caso de empate de PREÇOS DE LANCE na ETAPA CONTÍNUA, em concordância com a preferência estabelecida em lei, o desempate será realizado conforme os seguintes critérios:

- I. no caso do PRODUTO NORDESTE MARANHÃO e do PRODUTO NORDESTE PIAUÍ, os EMPREENDIMENTOS que tenham gás natural cuja origem seja nacional serão ordenados prioritariamente sobre os EMPREENDIMENTOS que tenham gás natural de outras origens;
- II. no caso do PRODUTO NORTE, os EMPREENDIMENTOS que tenham gás natural cuja origem seja proveniente da Região Amazônica serão ordenados prioritariamente aos EMPREENDIMENTOS que tenham gás natural de outras origens;
- III. caso persista o empate, os empreendimentos serão ordenados pela ordem decrescente do montante ofertado, em LOTES; e
- IV. caso persista o empate pelo critério previsto no inciso II, por ordem cronológica de submissão de LANCES.

4.26. Quanto ao Produto Nordeste Piauí, foi sugerida pelo IBP a inclusão de redação para se limitar contratação em até 700 MW, que foi acatada, tendo em vista a compatibilização com o disposto no art. 3º § 5º do Anexo, bem como a homogeneização em relação à redação do Produto Nordeste Maranhão, nos seguintes termos:

ANEXO

Art. 2º

(...)

LVI – PRODUTO NORDESTE PIAUI: PRODUTO no qual será contratado até 700 MW (setecentos megawatts), a partir de EMPREENDIMENTO(S) cuja inflexibilidade média anual seja de 70%, a serem instaladas nas capitais ou regiões metropolitanas do Estado do Piauí, para início de suprimento até 31 de dezembro de 2027;

4.27. Em discussões com a CCEE, entendeu-se necessário ajustar a redação e as equações do § 6º, do art. 9 da Sistemática, conforme a seguir:

§ 6º O PROPONENTE VENDEDOR deverá, observando o disposto no art. 3º, § 15, ratificar a RECEITA FIXA que será proporcional aos LOTES a serem ratificados, cujo montante, por sua vez, será proporcional à POTÊNCIA de que trata o § 3º, conforme expressões a seguir:

$$LOTES_{final} = \frac{POT_{rat}}{POT} \times LOTES \quad (1)$$

$$RF_{final} = \frac{LOTES_{final}}{LOTES} \times RF \quad (2)$$

Sendo:

$LOTES_{final}$ = montante final de LOTES a ser ratificado pelo PROPONENTE VENDEDOR;

POT_{rat} = POTÊNCIA a ser contratada, sujeita à ratificação pelo PROPONENTE VENDEDOR na ETAPA DE RATIFICAÇÃO DE LANCES, calculada nos termos do § 3º;

LOTES = total de LOTES vinculado ao último LANCE VÁLIDO ofertado pelo PROPONENTE VENDEDOR;

RF_{final} = RECEITA FIXA final, a ser ratificada pelo PROPONENTE VENDEDOR, que compreende a RECEITA FIXA total, incluída as duas parcelas de que tratam o art. 2º, incisos I e II, da Portaria nº 42/GM/MME, de 1º de março de 2007;

POT = POTÊNCIA vinculada ao último LANCE VÁLIDO; e

RF = RECEITA FIXA do último LANCE VÁLIDO.

4.28. O ajuste no dispositivo da Sistemática segue o pressuposto que: (i) o montante de lotes ofertados pelo agente seja proporcionalizado pela potência, que de fato será contratada, em caso de ratificação, e (ii) a receita fixa que o empreendimento terá direito seja proporcional ao montante de lotes que serão de fato contratados. Complementa-se a isto, o fato de que proporcionalizar a receita fixa diretamente pela potência contratada e não pelos lotes, em caso de ratificação, não necessariamente implica em restituição, via equação constante no § 14 do art. 3º, do ICB correspondente ao último lance válido. Isto ocorre pois os lotes são apresentados como números inteiros, e caso a equação (1) resulte em algarismos significativos depois da vírgula, esta parcela é descartada.

Garantia Física / Lastro

4.29. Foram recebidas 19 contribuições relacionadas ao tópico em tela, muitas das quais solicitaram acesso ao teor do Ofício nº 0618/2022/PR/EPE. Assim, informamos que o MME publicará no portal da CP nº 126, de 2022, na data de divulgação da presente Nota Técnica, a íntegra dos estudos mencionados no citado Ofício. Qualquer questionamento sobre o teor da Nota Técnica específica, disponibilizada nesta Consulta Pública, deve ser endereçada à Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia para esclarecimento por meio de reunião técnica ou correspondência oficial aos postulantes.

4.30. A Eneva propôs ajuste no Art. 10, § 4º, inciso I da minuta de Portaria de forma a prever o caso do empreendimento marginal, em que a venda de toda a garantia física calculada pela EPE, para fins de habilitação técnica, pode não ser passível de contratação. Sugere ainda alteração no Art. 5º, §§ 1º e 2º, para que haja o estabelecimento, ao menos, de limites prévios para as revisões ordinárias de garantias físicas, como acontece para as Usinas Hidrelétricas (UHEs), nos termos do Art. 21, § 5º, do Decreto nº 2.655, de 1998, sem prejuízo da metodologia a ser definida em momento posterior.

4.31. Assim, considera-se atendida a sugestão de ajuste no Art. 10, § 4º, inciso I, permitindo venda abaixo da garantia física para os empreendimentos marginais que tenham ratificado lance, em que a venda deve ocorrer na proporção da quantidade de lotes ratificados. Contudo, ressalta-se que a diferença do que não for vendido não poderá ser comercializada em outro leilão, nem no ACL, pois o leilão não dará lastro. Dessa forma, cabe ao agente vendedor adequar o projeto, tendo em vista a energia contratada inferior à garantia física, por meio do instituto de Alteração de Característica Técnica.

4.32. Quanto ao estabelecimento de limites para uma eventual revisão de garantia física, informamos que o MME buscará adequar a garantia física dos empreendimentos à sua contribuição energética para o SIN, a luz das regras vigente, sem qualquer limitação prévia.

4.33. De forma semelhante, o IBP sugeriu a supressão do Art. 10, §4º, inciso I, para que os vendedores passem a não ter a obrigação de vender a totalidade da garantia física no leilão, descontadas perdas e consumo internos do empreendimento. Em sua justificativa, informa que *"a comercialização da energia, acima da inflexibilidade de 70%, deve ser uma opção do empreendedor, que, a depender da sua avaliação do cenário futuro e de seu apetite ao risco, pode decidir pela venda da totalidade da garantia física no Leilão ou pela venda bilateral"*. Sugestão não acatada, uma vez que o leilão não dará lastro, não cabendo contratações em outro leilões, nem no ACL.

4.34. Outra alteração, proposta pela Eneva, foi no Art. 10, § 4º, inciso V, de forma a possibilitar ao agente buscar outras receitas em caso de não comercialização da totalidade da garantia física. A sugestão não foi acatada, pois o leilão não dará lastro, não cabendo contratação em outros leilões, nem

no ACL. A sugestão também daria tratamento não isonômico entre o empreendimento marginal e o não marginal.

4.35. A Eneva propôs ainda ajuste no Art. 10, § 4º, inciso III, de forma a esclarecer que o recebimento do Preço Líquido de Diferenças (PLD) atribuível ao gerador ocorrerá no despacho por mérito de custo, quando a geração for superior à energia contratada. Sugestão não acatada, visto que quando o despacho for pela ordem de mérito, o gerador será remunerado pelo seu Custo Variável Unitário (CVU), conforme contrato.

4.36. A Abraceel manifestou apoio à não formação de lastro na contratação de 2.000 MW do presente leilão, por sua vez a APINE manifestou preocupação com a não constituição de lastro para os leilões dos 8.000 MW, argumentação semelhante a da Engie e da ABRACE que solicitam que a energia contratada, no LRCE-2022, constitua lastro. Sobre o tema, destaca-se a possibilidade de contratação de energia de reserva com lastro, conforme regra disposta no Decreto nº 11.042, de 2022. Deste modo, ressalta-se que a questão será avaliada na ocorrência de cada um dos leilões para contratação de UTEs a gás natural, estabelecidos pela Lei nº 14.182, de 2021, a depender da indicação de necessidade de recomposição de lastro, conforme estudos técnicos produzidos pela Empresa de Pesquisa Energética.

4.37. Em linha com a sugestão da Neoenergia para adequar a atribuição da geração acima da energia contratada valorada ao PLD ao gerador, a qual a empresa julga não está adequada, informa-se que esse ponto foi parcialmente atendido com a revisão do Art. 10, §4º, inciso III. A geração acima da inflexibilidade e fora da ordem de mérito será liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP), conforme regras de comercialização, e atribuída ao gerador.

4.38. Outra sugestão refere-se aos requisitos de flexibilidade, para possibilitar a modulação da inflexibilidade e sua sazonalização, tal como propostos na CP nº 126, de 2022, sejam de fato exigidos, e, em caso de declaração de inflexibilidade acima do estabelecido contratualmente, o tratamento mais adequado seria valorar essa energia ao PLD e distribuir esse montante da seguinte forma:

1 - A parcela equivalente a PLD-PLDx deve ser atribuída aos geradores hidrelétricos do MRE, a título de encargo associado ao deslocamento hidráulico por inflexibilidade, conforme proposto na Consulta Pública ANEEL nº 028/2021 ("CP 028").

2 - A parcela correspondente ao PLDx deve ser atribuída ao gerador termelétrico, compensado parte do seu custo variável.

4.39. Ainda sobre o tema, a ABRAGET sugere que para a venda da totalidade da garantia física, no LRCE - 2022, se tenha definida claramente de que forma ocorrerá a venda da energia correspondente à diferença entre a garantia física e a inflexibilidade de 70%, bem como a que preço.

4.40. Sobre o assunto, foi revisada a redação do §4º do art. 10, da minuta de Portaria de forma a deixar claro que: (i) quando o empreendimento for despachado na ordem de mérito, será remunerado pelo seu CVU; (ii) quando for despachado fora da ordem de mérito, quando solicitado pelo CMSE e/ou pelo ONS, será ressarcido por meio de Encargo de Serviço de Sistema (ESS), valorado ao CVU contratado no CER; e (iii) a geração acima da inflexibilidade não despachada pelo ONS nas situações (i) e (ii) será liquidada no MCP, conforme regras de comercialização, e atribuída ao gerador.

Modalidade de Contratação

4.41. No que concerne às contribuições da Energisa relacionadas à modalidade de contratação, consideram-se que as referidas assertivas estão fora do escopo da CP, pois a discussão foi superada com a promulgação da Lei nº 14.182, de 2021.

4.42. A ABRACE sugere que a contratação de usinas termelétricas estabelecida na Lei nº 14.182, de 2021, ocorra na modalidade por quantidade. A eventual alteração da modalidade dos contratos implica em rebatimentos relevantes em diferentes aspectos da contratação. Inicialmente, seria necessário redesenhar os CERs, uma vez que usinas termelétricas são usualmente contratadas por disponibilidade. Também seria necessária avaliar os impactos de tal alteração para a CONER, bem como na forma de remuneração dos geradores. Nesse sentido, e considerando o cronograma exíguo, entende-

se que tal alteração deverá ser objeto de discussão com as demais instituições e agentes do setor para melhor avaliação dos potenciais impactos e riscos.

Requisitos Operativos e Inflexibilidade

4.43. De início, é importante destacar que tais requisitos são propostos de modo a proporcionar flexibilidade à operação das usinas contratadas e viabilizar a modulação da geração inflexível, com vistas a alocar a maior parte dessa geração em dias úteis e uma parcela menor nos finais de semana e feriados. Dessa forma, espera-se uma alocação mais eficiente e de menor custo dessa geração para fins de atendimento à carga, razão pela qual mantém-se o entendimento pela definição de critérios de flexibilidade objetivos a serem observados pelos geradores.

4.44. Contudo, em atenção às contribuições recebidas, foi solicitado ao ONS uma reavaliação dos requisitos de flexibilidade operacional para o LRCE - 2022, tendo em vista a característica de alta inflexibilidade apresentada pelos empreendimentos participantes e de forma a não impor restrições não razoáveis que pudessem prejudicar a competitividade do certame.

4.45. Em correspondência eletrônica datada de 10 de junho de 2022 (SEI nº 0637357), o ONS encaminhou a revisão dos requisitos, a saber:

- a) T_{on} (tempo mínimo de permanência na condição ligado) ≤ 12 horas, este tempo inclui o tempo necessário para as rampas de acionamento e desligamento das unidades geradoras.
- b) T_{off} (tempo mínimo de permanência na condição desligado) ≤ 4 horas
- c) R_{up} (tempo total de rampa de acionamento) ≤ 7 horas
- d) R_{dn} (tempo total de rampa de desligamento) ≤ 1 hora
- e) G_{min}/G_{max} (Geração mínima das unidades geradoras / Geração máxima das unidades geradoras) $\leq 80\%$

4.46. Destaca-se que os requisitos mínimos de flexibilidade operativa ora propostos foram elaborados, segundo o ONS, levando em conta a duração dos patamares de carga descritos no Procedimento de Rede módulo 4, submódulo 4, tipo Operacional, revisão 2020.12. Abaixo segue transcrito as justificativas encaminhadas pelo Operador:

O requisito de T_{on} de, no máximo, 12 horas permite que a usina atenda à ponta de carga mantendo-se a possibilidade de desligá-la no patamar de carga subsequente.

Com relação à flexibilidade necessária para redução nos períodos de carga leve, identificou-se que valores de T_{off} de no máximo 04 horas permitem o desligamento da usina durante o patamar de carga leve. Sendo assim, fica preservada a flexibilidade operativa sendo possível desligar a usina nesse no patamar de carga leve e religá-la no patamar de carga média ou pesada, conforme a necessidade do SIN.

Com relação à flexibilidade para reduções de geração, sem desligamento de unidade geradora, identificou-se que o critério $G_{min}/G_{max} \leq 80\%$, garante a possibilidade de atender a vales de carga inferiores a 08 horas.

Constatou-se também que as rampas de acionamento de no máximo 7 horas são possíveis de serem alocadas mantendo-se a flexibilidade operativa, além de acomodar situações de partida fria. De forma similar, as rampas de desligamento de no máximo 1 hora são possíveis de serem alocadas nos períodos subsequentes ao período de geração demandado pelo SIN.

Por fim, destacamos que a definição dos requisitos acima expostos foi com base no parque gerador hoje disponível conforme declaração dos agentes ao ONS.

4.47. Adicionalmente, constatou-se que a verificação do atendimento a tais requisitos não seria factível durante a etapa de habilitação técnica dos projetos. Dessa forma, a obrigação de atendimento aos requisitos operativos deverá constar no CER e poderá ser referência para aplicação de penalidades, a critério da ANEEL.

4.48. Foi proposto que o edital do leilão estabeleça penalidades para o caso de descumprimento do nível máximo de inflexibilidade entre janeiro e maio, bem como que haja a possibilidade de

desligamento das termelétricas contratadas para minimizar impactos de *constrained-off* de usinas renováveis intermitentes. Considera-se que o assunto foi endereçado nos §§ 3º e 4º, inciso VII, do Art. 10, da minuta de Portaria, que trata da possibilidade de sazonalização e modulação da inflexibilidade.

Destaca-se que os limites de inflexibilidade mensal foram dados a partir de subsídios do ONS com o objetivo de prover maior flexibilidade e eficiência à operação, assim como de mitigar efeitos adversos provenientes do elevado índice de inflexibilidade das usinas participantes do leilão.

4.49. Finalmente, no que se refere a proposta da ABEGAS de alteração do Art. 10º, incisos IV e VII, para assegurar o atendimento ao disposto no Art. 7º, inciso X, entende-se que a operação do sistema, realizada pelo ONS, observa os níveis de inflexibilidades dos empreendimentos termelétricos.

Margens de Escoamento

4.50. De modo a mitigar situação de cortes de geração, a ABEEólica sugere a consideração da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração, para fins de competição e classificação dos lances no leilão na 1ª etapa (Etapa Inicial). Tal sugestão já constava na proposta original, sendo contemplada no Art. 12 da minuta de Portaria.

4.51. Sobre o tema, a ABEGAS enviou três contribuições, não acatadas, conforme justificativas abaixo:

- a) Alteração no Art. 4º, § 5º para *"reduzir o risco de interrupção de energia, como aconteceu recentemente com os apagões, e a segurança do sistema"*;
- b) Alteração no Art. 7º, inciso XIII para *"dar clareza quanto ao documento que embasa a capacidade remanescente do SIN"*;
- c) Propõe nova redação para o Art. 12, de forma a garantir que os interessados, no certame, tenham conhecimento da capacidade remanescente do SIN, antes do cadastramento; e
- d) Propõe nova redação para o Art. 13, para que sejam considerados os resultados dos Leilões de Energia Nova "A-5" e "A-6", a serem realizados em 15 de setembro de 2022, para garantir o fluxo de energia gerada, bem como a segurança do sistema.

4.52. Quanto ao item (a), informa-se que a discussão sobre critérios locacionais das usinas a serem contratadas foi superada tendo em vista a publicação do Decreto nº 11.042, de 2022. A proposição (b) não foi acatada, tendo em vista que o detalhamento constante na metodologia definida na Portaria nº 444/GM/MME, de 2016, é suficiente para compreensão dos documentos produzidos. Sobre o item (c), informa-se que a Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração é elaborada após o cadastramento, pois essa leva em consideração as informações do próprio cadastramento, também sendo de conhecimento público e disponível nos sítios eletrônicos da EPE, ONS e ANEEL. Finalmente, a proposta (d) não se viabilizaria, uma vez que não haveria tempo hábil para a elaboração da Nota Técnica e posterior habilitação de projetos após a realização dos Leilões "A-5" e "A-6".

Preço-Teto/CVU

4.53. Foram recebidas sete contribuições sobre o tema. A ABEEólica sugeriu que os critérios de atualização do preço-teto do leilão deveriam considerar apenas parâmetros de inflação nacional (IPCA). Nesse ponto, ressalta-se que as discussões sobre atualização do preço-teto pelo IPCA já foram superadas com a edição do Decreto nº 11.042, de 2022.

4.54. A ABRAGET, Eletronorte e *Mercurio Partners* sugerem atualização nos valores máximos do Custo de Combustível na Geração Inflexível Anual, bem como do CVU. Registra-se que, para os Leilões de Energia Nova "A-5" e "A-6", de 2022, que serão realizados em 16 de setembro de 2022, esses valores foram reavaliados pela EPE, resultando nos números propostos nos incisos V e VIII, do Art. 7º, sendo também adotados para o LRCE - 2022, que será realizado 14 dias após os Leilões A-5 e A-6, de 2022.

4.55. Por fim, a FGV submete proposição no sentido de explicitar que o custo de implantação de infraestrutura de transporte ou de processamento de gás natural a ser utilizado no empreendimento, se for o caso, deve estar contemplado no lance referente à receita fixa do empreendimento. A sugestão não foi acatada, uma vez que os empreendimentos termelétricos devem se viabilizar respeitando os preços-teto previamente definidos. Conforme informado em itens anteriores, as ofertas de preço de venda das usinas no certame devem demonstrar seus reais custos para sociedade, incluindo, custos de gasodutos e custos para conexão para transmissão, onde houver margem. Os empreendimentos participantes do leilão deverão buscar viabilizar-se a partir do preço-teto definido para cada certame.

Reajuste da Receita Fixa

4.56. A ABRACE, a ABRAGET, a Eneva e o IBP realizaram contribuições referentes ao reajuste da Receita Fixa vinculada ao custo do combustível de energia inflexível (RF_{Comb}).

4.57. A Nota Técnica nº 46/2022/DPE/SPE (SEI nº 0607886) que instruiu a abertura da CP nº 126, de 2022, sinalizou com a possibilidade de restringir a indexação da RF_{Comb} , especificamente em relação aos marcadores JKM e NBP. Importa mencionar que o reajuste da RF_{Comb} atrelada a esses índices, que têm como característica alta volatilidade, resulta em um maior risco assumido pelo consumidor.

4.58. Nesse contexto, por meio do Ofício nº 43/2022/SPE-MME, foi solicitado à EPE a avaliação de alternativas para a revisão dos critérios de reajuste dos combustíveis, atualmente dispostos na Portaria MME nº 42, de 2007, sobretudo em relação à parcela de geração inflexível (RF_{Comb}).

4.59. A EPE com base na solicitação do MME, elaborou a Nota Técnica Nº EPE-DEE-NT-038/2022-r0 (SEI nº 0633102) contendo propostas de aprimoramentos à Portaria MME nº 42, de 2007, bem como à portaria de diretrizes do LRCE - 2022, com vistas a um maior equilíbrio de custos e riscos financeiros alocados entre geradores e consumidores de energia elétrica nos próximos contratos, para empreendimentos a gás natural.

4.60. Nesse sentido, foi proposta a retirada dos marcadores NBP e JKM da RF_{Comb} , cuja fundamentação contida no item 2.1 do referido estudo da EPE segue abaixo:

Propõe-se a retirada da opção pelos marcadores NBP e JKM para definição da parcela RF_{Comb} na Portaria MME nº 42/2007. São os preços com maior volatilidade entre os disponíveis na referida Portaria, com recente elevação acentuada desde 2020 e crescente incerteza quanto à evolução dos preços futuros. Historicamente também cabe destacar que o marcador JKM sofreu grande pressão de preços entre 2011 e 2015 em função do aumento da demanda no sudeste asiático quando da restrição de oferta de energia nuclear no Japão, após o evento nuclear de Fukushima. Além disso, pelos estudos apresentados, entende-se que não haverá prejuízo na oferta de suprimento de gás natural ou GNL importado para empreendimentos termelétricos, tendo em vista a relevância do Brent e do Henry Hub na formação de preços do gás natural no Brasil, a perda de relevância do NBP e a baixa liquidez do JKM relativamente aos demais marcadores.

Quanto à forma, propõe-se que seja excluída da Portaria MME nº 42/2007, Art. 2º, § 4º, inciso I a seguinte redação:

~~NBP = média mensal das cotações dos dias úteis (European Gas Midpoints) do mês "j", do UK National Balancing Point - NBP, conforme publicado no Platts European Gas Daily;~~
~~JKM = média mensal das cotações dos dias úteis (Daily LNG markers) do mês "j", do Japan/Korea Marker - JKM, conforme publicado no Platts LNG Daily, (Redação dada pela PRF MME 318 de 11.08.2017);~~

Ressalta-se que, neste item, não se prevê alteração do Art. 3º da Portaria MME nº 42/2007, que trata do reajuste da parcela variável de geração (CVU).

Cabe destacar que esta medida reduz a exposição ao risco por parte dos consumidores apenas em termos probabilísticos, mas não a limita efetivamente ao longo dos contratos de energia.

4.61. Nesse sentido, considerando o elevado nível de inflexibilidade dos empreendimentos a serem contratados e visando reduzir os riscos impostos aos consumidores de energia elétrica em relação à volatilidade dos preços internacionais de combustível, propõe-se que a portaria de diretrizes do LRCE - 2022 apresente uma excepcionalidade à regra disposta na Portaria MME nº 42, de 2007, de modo a

restringir a indexação da RF_{Comb} em relação ao JKM e ao NBP. Assim, **exclusivamente para este Leilão e para empreendimentos que utilizarem gás importado, a parcela RF_{Comb} permanece sendo reajustada à luz das regras estabelecida pela Portaria nº 42, de 2007, porém sem a possibilidade de utilização indicadores NBP e JKM.**

4.62. Mantém-se, ainda, o tratamento específico para os empreendimentos que utilizem gás natural de origem nacional ou da região amazônica. Neste caso, como se tratam de custos de exploração nacionais, a receita fixa será corrigida apenas pelo IPCA tanto na parcela vinculada ao combustível associado à inflexibilidade (RF_{Comb}), como na parcela referente aos demais itens (RF_{Demais}).

4.63. Adicionalmente, de forma a não restar dúvida quanto aos indexadores passíveis de utilização para o reajuste da RF_{Comb} , propõe-se a inserção de dois critérios adicionais a serem observados na habilitação técnica dos projetos.

4.64. Os empreendedores, no que se refere ao reajuste da RF_{Comb} , não poderão declarar os parâmetros relacionados aos indexadores JKM e NBP para empreendimentos que utilizem gás natural importado, bem como não será permitida a utilização de indexadores diferentes do IPCA para o gás natural produzido nacionalmente ou na Amazônia Legal, nos seguintes termos:

Art. 7º Não serão Habilitados Tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos de geração:

...

VI - termelétricos que utilizem suprimento de gás natural importado e que apresentem valores maior que zero para os parâmetros c' e d' , dispostos no inciso I do §4º do art. 2º da Portaria nº 42/GM/MME, de 1º de março de 2007, para fins de reajuste da parcela RF_{Comb} .

VII - termelétricos que utilizem suprimento de gás natural nacional e que apresentem valores maior que zero para os parâmetros a' , b , c' , d' , e e' , dispostos no inciso I do §4º do art. 2º da Portaria nº 42/GM/MME, de 1º de março de 2007, para fins de reajuste da parcela RF_{Comb} .

4.65. Por fim, registra-se que eventual atualização do RF_{Comb} pelos índices IPCA e IGPM (50% cada), conforme sugestão da Eletronorte, onera o consumidor responsável pelo pagamento do Encargo de Energia de Reserva (EER). O IGP-M é fortemente afetado pelo dólar, por outro lado, a atualização por IPCA visa mitigar o risco de o consumidor final contratar empreendimento a gás natural de origem nacional e ficar exposto à volatilidade do câmbio e dos preços internacionais dos combustíveis.

Penalidades

4.66. Foram enviadas quatro contribuições relacionadas às penalidades e às garantias a serem previstas em edital e contratos. Entende-se que tal temática não deve ser tratada no âmbito das diretrizes, devendo ser endereçadas e analisadas quando da elaboração do edital e dos contratos.

Outros

4.67. Foram vinte e seis contribuições sobre temas diversos, em sua maioria relacionados a alterações de datas e prazos indicados na minuta de portaria. Conforme já relatado, o cronograma foi reavaliado e os principais marcos do leilão foram revistos. Ademais, registra-se contribuições fora de escopo e uma sugestão (inclusão do biogás no certame) que está em desacordo com a Lei nº 14.182, de 2021. O detalhamento das contribuições consta no Anexo I Análise das contribuições recebidas na CP nº 126/2021 (SEI nº 0638755).

4.68. Cabe destacar a contribuição da ABEEólica que se posicionou contrária à contratação de usinas termelétricas a gás natural, pois *"vai em movimento contrário ao conceito de planejamento da expansão da geração de forma eficiente e de menor custo"*. Sobre o tema, destaca-se que a discussão sobre a obrigação de contratação foi superada, tendo em vista a promulgação da Lei nº 14.182, de 2021.

Justificativa para a Vigência Imediata do Ato - Atendimento ao Decreto nº 10.139, de 2019

4.69. Tendo em vista o disposto na Lei nº 14.182, de 2021, a importância dos processos citados para o mercado de energia elétrica, bem como para as instituições e os agentes envolvidos nos processos de Leilões de Energia e Potência, entende-se **que a vigência do ato normativo resultante seja imediata**, com base no que dispõe o Decreto nº 10.139, de 2019, em seu art. 4º:

Art. 4º Os atos normativos estabelecerão data certa para a sua entrada em vigor e para a sua produção de efeitos:

I - de, no mínimo, uma semana após a data de sua publicação; e

II - sempre no primeiro dia do mês ou em seu primeiro dia útil.

Parágrafo único. O disposto neste artigo não se aplica às hipóteses de urgência justificada no expediente administrativo.

(grifo nosso)

4.70. A minuta de portaria define que o Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Energia, de 2022, deverá ser realizado em 30 de setembro de 2022. Salienta-se que para a consecução do referido leilão se faz necessário esforço conjunto do MME, da EPE, da ANEEL, da CCEE, do ONS, entre outras instituições que, dentro de suas respectivas competências, desempenham tarefas interdependentes, de tal modo que eventuais atrasos prejudicam e podem até inviabilizar o cumprimento dos prazos acordados, sendo que, no limite, podem impactar o atendimento de potência do SIN e atendimento à demanda por energia do país.

4.71. Assim, para que seja possível a realização do certame em 30 de setembro de 2022, é fundamental que a portaria de diretrizes e sistemática do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Energia, de 2022, produza efeitos imediatos após sua publicação.

5. DOCUMENTOS RELACIONADOS

5.1. Ofício nº 43/2022/SPE-MME, de 6 de maio de 2022 (SEI nº 0622459);

5.2. Nota Técnica nº 46/2022/DPE/SPE, de 3 de maio de 2021 (SEI nº 0607886);

5.3. Nota Técnica Nº EPE-DEE-NT-038/2022-r0, intitulada "*Subsídios para aprimoramentos da Portaria MME nº 42/2007 e das Receitas de Geração Termelétrica associadas aos combustíveis*", de 26 de maio de 2022 (SEI nº 0633102);

5.4. Nota Técnica No EPE-DEE-RE-022/2022-r0 intitulada "*Avaliação da Necessidade de Recomposição do Lastro do Sistema*", de 20 de abril de 2022 (SEI nº 0637430);

5.5. Requisitos de flexibilidade para o Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Energia, de 2022 - Operador Nacional do Sistema (SEI nº 0637358); e

5.6. Minuta de Portaria que estabelece as Diretrizes e Sistemática do Leilão para Contratação de Energia de Reserva proveniente de empreendimentos de geração termelétrica a partir de gás natural, nos termos do art. 20 da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, denominado "Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Energia, de 2022" - LRCE, de 2022 (SEI nº 0637431);

5.7. Anexo I Análise das contribuições recebidas na CP nº 126/2021 (SEI nº 0638755).

6. CONCLUSÃO

6.1. Por todo o exposto, de modo a fixar as Diretrizes e a Sistemática a ser aplicada ao Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Energia, de 2022, recomenda-se a publicação de portaria nos termos da minuta anexa a esta Nota Técnica (SEI nº 0637431), a qual foi elaborada em consonância com as discussões registradas nesta Nota Técnica.

6.2. Por fim, sugere-se o envio da referida minuta de portaria, juntamente com esta Nota Técnica, para apreciação da juridicidade da proposta pela Consultoria Jurídica deste Ministério, bem como posterior envio para conhecimento da Secretaria Executiva e, na sequência, encaminhamento para apreciação e deliberação final por parte do Senhor Ministro de Estado de Minas e Energia.

Documento assinado eletronicamente por **Gustavo Cerqueira Ataíde, Coordenador(a)-Geral da Expansão Eletroenergética**, em 20/06/2022, às 12:44, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Thiago Guilherme Ferreira Prado, Diretor(a) do Departamento de Planejamento Energético**, em 20/06/2022, às 13:31, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Frederico de Araujo Teles, Assessor(a) Especial**, em 20/06/2022, às 14:39, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Christiany Salgado Faria, Assessor(a)**, em 20/06/2022, às 14:43, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Gustavo Goncalves Manfrim, Chefe da Assessoria Especial de Assuntos Econômicos**, em 20/06/2022, às 16:35, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0631768** e o código CRC **54B0C1C3**.