



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

NOTA TÉCNICA Nº 37/2024/DPOG/SNTEP

PROCESSO Nº 48360.000061/2022-28

INTERESSADO: GABINETE DO MINISTRO, SECRETARIA NACIONAL DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E PLANEJAMENTO, SECRETARIA EXECUTIVA, SUBSECRETARIA DE ASSUNTOS ECONÔMICOS E REGULATÓRIOS

1. ASSUNTO

1.1. Apresenta a minuta de portaria de diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 - LRCAP de 2024, fundamentada em uma proposta de aprimoramentos da caracterização e quantificação dos requisitos de potência do Sistema Interligado Nacional (SIN). A referida minuta de portaria será objeto de consulta pública a ser realizada pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

2. SUMÁRIO EXECUTIVO

2.1. A Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, alterou os arts. 3º e 3º-A da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, para permitir a realização de leilões para contratação de reserva de capacidade, sob a forma de potência.

2.2. O Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021, regulamentou a contratação de reserva de capacidade, na forma de potência, de que tratam os art. 3º e art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Nos termos do art. 2º do regulamento, a reserva de capacidade, na forma de potência, será contratada com vistas ao atendimento à necessidade de potência requerida pelo SIN com o objetivo de garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

2.3. Os estudos de suporte do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) apresentam a necessidade de contratação de capacidade de potência de forma recorrente, desde o PDE 2029. O requisito de capacidade de potência advém da necessidade de atendimento aos critérios gerais de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e mais recentemente foi sinalizado nos estudos do PDE 2032.

2.4. O MME, em parceria com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), vem trabalhando, desde o segundo semestre de 2022, no aperfeiçoamento da definição das características e obrigações a serem exigidas dos recursos contratados para fins de atendimento aos requisitos de potência do SIN.

2.5. Buscou-se tornar os recursos contratados mais aderentes e compatíveis com os requisitos de capacidade sistêmicos e operativos do SIN, e dessa forma, possibilitar a participação de variadas fontes e tecnologias.

2.6. Os estudos resultaram na Nota Técnica nº EPE/DEE/050/2023-R0 (SEI nº 0789453) e detalham uma proposta de aprimoramentos para o leilão de reserva de capacidade no formato de potência e subsidiam o MME no desenho das diretrizes propostas para o LRCAP 2024.

2.7. Em 9 de fevereiro de 2024, ocorreu a reunião da Comissão Especial dos Leilões de Energia Elétrica – CELEE, instituída pela Portaria MME nº 381, de 7 de outubro de 2019, na qual foram apresentadas, pelo MME, as diretrizes que orientam a realização do LRCAP de 2024. Na reunião, estavam presentes representantes da EPE, do ONS, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

2.8. A minuta de portaria de diretrizes aqui apresentada resulta de discussões e de contribuições da EPE, do ONS, da ANEEL e da CCEE.

2.9. Para apresentação aos agentes e interessados da sociedade civil, propõe-se a abertura de consulta pública, a qual busca o recebimento de contribuições ao texto da minuta de portaria do LRCAP de 2024.

3. ANÁLISE

3.1. Uma vez relatados os fatos que subsidiaram a proposição das diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024, o objetivo desta seção é apresentar e analisar as inovações trazidas para o certame.

3.2. De modo a facilitar a leitura, esta seção está dividida em oito blocos:

- a) Experiência do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2021;
- b) Aprimoramentos para o LRCAP de 2024;
- c) Tecnologias e fontes candidatas;
- d) Margens de escoamento remanescentes como critério de classificação para o LRCAP de 2024;
- e) Apresentação da Minuta de Portaria;
- f) Consulta Pública
- g) Dispensa da Análise de Impacto Regulatório (AIR)
- h) Justificativa para a Vigência Imediata do Ato - Atendimento ao [Decreto nº 10.139, de 28 de novembro de 2019](#)

O Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2021

3.3. O Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência surgiu como alternativa para endereçar a necessidade de contratação de potência que vem sendo sinalizada de forma recorrente desde o PDE 2029. O requisito de capacidade de potência advém da necessidade de atendimento aos critérios gerais de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), passando a ser indicado de forma explícita, a partir do PDE 2030, ocasião em que se calculou a necessidade de contratação específica para esse fim para 2026.

3.4. O estabelecimento de critérios específicos para o suprimento de potência foi realizado a partir da publicação da [Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019](#), que estabeleceu novas métricas para os critérios de suprimento de energia, além de explicitar a dimensão potência. Os parâmetros associados a essas métricas foram estabelecidos pela [Portaria MME nº 59, de 20 de fevereiro de 2020](#).

3.5. A contratação de reserva de capacidade para atendimento às necessidades de potência se tornou possível a partir da edição da Lei nº 14.120, de 2021, que alterou os art. 3º e 3º-A da Lei nº 10.848, de 2004, e inseriu a possibilidade de realização de licitações para contratação de reserva de capacidade, na forma de potência, de modo que os custos decorrentes dessa contratação fossem rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN que se beneficiam da disponibilidade dos recursos:

Art. 3º O Poder Concedente homologará a quantidade de energia elétrica ou de reserva de capacidade a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional e a relação dos empreendimentos, novos e existentes, que integrarão o processo licitatório, a título de referência. ([Redação dada pela Lei nº 14.120, de 2021](#))

(...)

Art. 3º-A. Os custos decorrentes da contratação de reserva de capacidade de que trata o art. 3º desta Lei, inclusive a energia de reserva, abrangidos, entre outros, os custos administrativos e financeiros e os encargos tributários, serão rateados entre todos os usuários finais de energia

elétrica do SIN, incluídos os consumidores referidos nos [arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995](#), e no [§ 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996](#), e os autoprodutores, estes apenas na parcela da energia elétrica decorrente da interligação ao SIN, conforme regulamento. [\(Redação dada pela Lei nº 14.120, de 2021\)](#)

3.6. Destaca-se o avanço trazido ao arcabouço legal com a otimização da alocação dos custos relacionados à contratação. Com o objetivo de garantir a estabilidade do sistema, a aquisição de potência passa a ser custeada por todos os consumidores, sem distinção entre ambientes de contratação livre e regulado, por meio do pagamento do Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP), proporcional ao consumo de energia elétrica. Essa solução, regulamentada pelo Decreto nº 10.707, de 2021, visa promover uma alocação mais adequada dos pagamentos em prol da segurança do sistema elétrico, além de uma distribuição eficiente dos custos e riscos do sistema como um todo.

3.7. A reserva de capacidade é uma forma de contratação que não depende de demanda de distribuidoras, sendo balizada em características e requisitos do sistema elétrico. A contratação de potência por meio dos Leilões de Reserva de Capacidade constitui um mecanismo para assegurar a segurança e a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica no SIN, reconhecendo a segurança como um bem comum. Essa abordagem promove uma distribuição dos custos associados entre todos os consumidores, evitando a imposição do ônus financeiro exclusivamente aos consumidores regulados. Ao considerar a segurança no fornecimento de potência como um bem comum, essa política reflete o entendimento econômico de que a responsabilidade pelo financiamento da estabilidade e confiabilidade do sistema deve ser compartilhada, assegurando que a carga financeira seja equitativa entre todos os usuários, em prol do bem-estar coletivo e da sustentabilidade do fornecimento energético.

3.8. Realizado em dezembro de 2021, o primeiro LRCAP trouxe mais um avanço para garantir o suprimento do SIN. Foi o primeiro leilão destinado à aquisição de reserva de capacidade na forma de potência, sem exigência obrigatória do fornecimento de energia.

3.9. O objetivo do leilão foi o atendimento ao requisito de potência do sistema, por meio da contratação proveniente de fontes capazes de fornecer segurança operativa. Entendeu-se, naquele momento, que empreendimentos termelétricos despachados de maneira centralizada seriam os mais adequados devido às suas características de confiabilidade e disponibilidade. Não havia uma preocupação em se realizar um leilão orientado por fontes, mas sim na capacidade de prover recursos que tivessem características relacionadas ao despacho e disponíveis a qualquer tempo para o ONS.

3.10. Ademais, o arcabouço regulatório ainda incipiente no que tange a tecnologias como armazenamento e resposta da demanda, bem como incertezas regulatórias para a contratação de hidrelétricas, aliadas ao ineditismo de uma contratação de capacidade, demandou uma abordagem mais conservadora, admitindo, naquele momento, apenas fontes termelétricas cujas disponibilidades de entrega do requisito de potência fosse possível a qualquer tempo e duração.

3.11. Em se tratando dos produtos negociados, o LRCAP de 2021 previa a contratação de dois produtos: (i) Energia; e (ii) Potência. No primeiro, novos empreendimentos termelétricos com inflexibilidade operativa de até 30% (trinta por cento) poderiam negociar a energia associada à geração inflexível na modalidade quantidade. No Produto Potência, as usinas termelétricas novas ou existentes poderiam ofertar disponibilidade de potência em MW.

3.12. A negociação se deu apenas no Produto Potência, não havendo lances para o Produto Energia. Como a motivação para a realização do LRCAP de 2021 era prover segurança e confiabilidade ao sistema elétrico, por meio da contratação de potência e não de energia, o leilão foi bem sucedido, uma vez que a demanda de potência alocada para o certame foi atendida.

3.13. A inclusão do produto energia no referido leilão foi motivada pela possibilidade de complementar as receitas do gerador, o que poderia contribuir com o financiamento dos projetos novos com inflexibilidade. Contudo, a hipótese de que a comercialização de energia proveniente de geração inflexível seria necessária para viabilizar a oferta de potência não se mostrou verdadeira. O resultado do certame demonstrou que é possível adquirir o requisito de capacidade de potência a partir de geração flexível, sem a necessidade de compra de energia associada.

3.14. Assim, superada a discussão sobre a necessidade de contratação de energia associada, para fins de viabilização de empreendimentos termelétricos que possam prover o requisito de capacidade desejado, não se vislumbra a necessidade de contratação de energia no LRCAP de 2024.

Aprimoramentos para o LRCAP de 2024

3.15. O LRCAP de 2021, adotou como requisito a necessidade de entrega de disponibilidade de potência pelos empreendimentos vencedores em todos os momentos do contrato, descontadas a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e a Indisponibilidade Programada (IP).

3.16. Para o LRCAP de 2024, buscou-se reavaliar os requisitos exigidos para os recursos contratados de tal forma que sejam ainda mais aderentes e compatíveis com as necessidades reais de capacidade sistêmica e operativa do SIN.

3.17. Uma primeira mudança a ser destacada diz respeito à remuneração pela energia gerada. Nos momentos de necessidade do sistema, a energia gerada será remunerada pelo maior valor entre o Custo Variável Unitário (CVU) e o Preço Líquido das Diferenças (PLD) horário. De outro modo, para a energia gerada fora dos momentos de necessidade sistêmica, como, por exemplo, devido às restrições de rampas de partida e tempo mínimo operativo (*unit commitment*), sugere-se que a remuneração seja pelo PLD horário dos momentos em que houve injeção de energia no sistema, mesmo que o PLD seja inferior ao CVU do empreendimento. Essa proposta fez parte dos aprimoramentos apontados no estudo realizado, no segundo semestre de 2022, sob coordenação da EPE, com o apoio do ONS, que resultou na Nota Técnica EPE/DEE/050/2023-R0 (SEI nº 0789453)

3.18. O documento apresenta o tratamento específico proposto para as restrições operativas de *unit commitment* (rampas de acionamento, de desligamento e tempo mínimo de permanência ligado e desligado). As usinas termelétricas precisam ser acionadas com antecedência mínima que respeite o tempo necessário para a tomada de carga, bem como devem permanecer ligadas por um tempo mínimo, observadas as restrições de geração mínima e de rampa de descida de carga. Assim, podem ser necessários períodos de despacho superiores àqueles identificados como necessários para o sistema, sobretudo quando esse despacho se dá para fazer frente a momentos de ponta.

3.19. A regulação vigente estabelece que os custos associados à geração fora da ordem de mérito proveniente de *unit commitment* que excede o PLD serão ressarcidos por meio dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS) que, por sua vez, serão rateados por todos os consumidores. Diferente disso, propõe-se que os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 tenham a geração associada a restrições operativas de *unit commitment* remuneradas exclusivamente pelo PLD horário. Dessa maneira, transfere-se aos agentes a responsabilidade de estimar e precificar, conforme sua estratégia comercial, de forma mais fidedigna possível, os custos associados à geração por *unit commitment* que, eventualmente, não venham a ser recuperados pelo PLD.

3.20. Com esse mecanismo de pagamento aos agentes, espera-se ainda que, por meio da competitividade, os empreendimentos que possuam maior flexibilidade operativa obtenham vantagem frente as usinas menos flexíveis, resultando em uma seleção mais adequada às necessidades do sistema e permitindo revelar o custo do serviço de atendimento à ponta, sem que parte desse custo esteja sendo absorvida pelos ESS.

3.21. Em complementariedade ao incentivo econômico à flexibilidade dado pelo mecanismo acima descrito, o ONS, na Carta CTA-ONS DGL 0275/2024 (SEI nº 0861820), de 19 de fevereiro de 2024, propõe o estabelecimento de requisitos mínimos de flexibilidade para usinas termelétricas, a saber:

- Tempo mínimo de permanência na condição ligado (Ton) menor ou igual a 8 horas, que inclui o tempo necessário para as rampas de acionamento e desligamento das Unidades Geradoras;
- Tempo mínimo de permanência na condição desligado (Toff) menor ou igual a 8 horas;
- Tempo total de rampa de acionamento (R-up) menor ou igual a 1 hora e 30 minutos;
- Tempo total de rampa de desligamento (R-dn) menor ou igual a 1 hora; e
- Razão entre a Geração mínima das Unidades Geradoras e a Geração máxima das Unidades Geradoras (Gmin/Gmax) menor ou igual a 70% (setenta por cento).

3.22. Ressalta-se que os vendedores estarão expostos ao mercado de curto prazo para recuperação dos custos associados a energia de *unit commitment*. Portanto, tais requisitos mínimos, além de permitirem ao Operador maior flexibilidade para a modulação da carga, têm o intuito de reduzir a exposição do agente vendedor quando acionado para atendimento à potência, para o qual será remunerado pelo seu CVU apenas nos momentos de necessidade do sistema.

3.23. No que se refere à disponibilidade das usinas, propõe-se para o LRCAP de 2024 mecanismos que reforcem o compromisso de entrega de potência pelos empreendimentos vencedores. Além disso, o risco relativo à incerteza de despacho pelo ONS ficará alocado ao empreendedor, inclusive no que se refere à quantidade de partidas e paradas, bem como ao tempo de operação e à quantidade de energia produzida.

3.24. Pela disponibilidade da potência contratada, os empreendedores farão jus à uma receita fixa, em R\$/ano, a ser recebida em doze parcelas mensais. Essa receita poderá ser reduzida conforme apuração mensal do desempenho operativo da usina, observando-se a efetiva disponibilidade e o atendimento aos requisitos mínimos de flexibilidade operativa.

3.25. Nesse sentido, considerando que o objetivo do LRCAP de 2024 é o atendimento das necessidades sistêmicas de potência, o contrato referente aos empreendimentos termelétricos deverá prever redução mínima de 5% da parcela mensal da receita fixa para cada hora em que a potência requerida pelo ONS não for entregue pela usina. Por sua vez, para os empreendimentos hidrelétricos, a redução da receita fixa ocorrerá em decorrência da indisponibilidade da unidade geradora, observando a redução mínima de 5% da parcela mensal para cada hora de indisponibilidade. Essas reduções da receita fixa serão limitadas a 50% para cada mês de apuração e devem ser aplicadas independente da apuração da TEIF. A exceção à aplicação ocorrerá apenas para as Indisponibilidades Programadas (IPs) das usinas, desde que realizadas nos períodos previamente definidos pelo ONS, conforme regulação da ANEEL.

3.26. Destaca-se que para horizonte de planejamento da operação de médio prazo, no Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – Ciclo 2024 a 2028 (PAR/PEL 2023), o ONS indica que as pontas de carga irão se intensificar no horário noturno quando serão necessários elevados despachos de geração térmica, trazendo novos desafios para a operação do SIN. Há ainda a expectativa da necessidade de geração para atendimento de potência em resposta às variações de demanda no Sistema Sudeste/Centro-Oeste e Sul, ao fim da tarde, nos momentos de diminuição de geração fotovoltaica, e quando não houver geração eólica suficiente ou intercâmbios entre as regiões.

3.27. Desse modo, mecanismos que induzam maior compromisso com a entrega da potência requerida pelo ONS são essenciais, especialmente, diante dos cenários de coincidência de carga elevada e baixa geração nas usinas eólicas e fotovoltaicas, que demandam recursos adicionais para se evitar o uso da reserva operativa nos horários de ponta de carga.

3.28. Menciona-se que a ANEEL, no Ofício nº 362/2023 – DIR/ANEEL (SEI nº 0830420), de 17 de novembro de 2023, destaca a questão da localização da potência contratada em leilões de reserva de capacidade, tendo em vista a existência de restrições à transmissão de energia elétrica no SIN. Embora a minuta da Portaria de Diretrizes não especifique a localização dos empreendimentos, o tema pode ser objeto de discussão durante a consulta pública ora proposta

Tecnologias e fontes candidatas

3.29. Uma das evoluções trazidas no LRCAP de 2024 é a participação de usinas hidrelétricas. A partir da melhor caracterização do requisito de entrega, é possível vislumbrar a participação de diferentes fontes e um avanço na capacidade do leilão de revelar o preço do serviço de capacidade de potência.

3.30. O recurso contratado deve ser capaz de prover disponibilidade de potência nos momentos de necessidade do sistema. Deve, portanto, ter capacidade de entrega de toda a potência contratada para despacho do Operador na programação diária ou na operação em tempo real. Além das fontes termelétricas, atendem a tal requisito e passam a poder participar do leilão, as hidrelétricas despachadas centralizadamente.

3.31. Quanto às fontes termelétricas, nesse primeiro momento, não foram especificadas quais combustíveis candidatos à habilitação técnica no LRCAP 2024, a fim de permitir maiores

contribuições na etapa de consulta pública. No fechamento da referida consulta, a partir das contribuições recebidas, será avaliada a conveniência e oportunidade da participação de determinadas usinas termelétricas.

3.32. Os sistemas de armazenamento em baterias, embora também capazes de atender a esses requisitos sob certas condições, não foram incluídos no LRCAP de 2024 por ainda carecerem de melhor suporte normativo. Destaca-se que as adequações regulatórias para inserção no SIN de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis, constam na Agenda Regulatória da ANEEL 2024-2025^[1], com previsão de conclusão em 2024.

3.33. A inserção de sistemas de armazenamento na matriz elétrica brasileira tem ocupado um espaço importante nas discussões do Planejamento do Setor Elétrico nos últimos anos, devido à capacidade de resposta instantânea e à flexibilidade operativa e locacional desses sistemas, candidatos potenciais a diversas aplicações no setor elétrico brasileiro, inclusive no atendimento à ponta do sistema. Ademais, o armazenamento de energia elétrica por meio de baterias é uma solução adotada mundialmente para diversas finalidades, como, por exemplo, serviços ancilares.

3.34. Por outro lado, ainda não se tem uma regulamentação devidamente madura que permita a inclusão de tais sistemas em escala, dando-lhes tratamento adequado conforme suas especificidades.

3.35. Os desafios que se apresentam envolvem o estabelecimento de requisitos específicos para autonomia, eficiência energética, precificação da energia disponibilizada, comando de despacho, definição do modelo dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e de Distribuição (CUSD), bem como da definição do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) e de Distribuição (MUSD) a serem contratados e da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e de Distribuição (TUSD) a ser paga no carregamento e fornecimento de potência, limites e restrições operativos, alocação dos riscos etc.

3.36. Além disso, as baterias apresentam ciclo de operação limitado em algumas horas, precisando ser recarregadas e, portanto, impossibilitando, por vezes, seu acionamento em períodos em que o recurso precisa estar disponível para atender as necessidades de potência do sistema.

3.37. Dadas essas particularidades que exigem considerável inovação para a formatação do produto a ser contratado e operado, bem como a iminência da regulamentação pela ANEEL, entende-se a necessidade de postergar a possibilidade de participação de sistemas de armazenamento sob a forma de baterias no Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência.

3.38. Entretanto, considerando os atributos positivos para a segurança e garantia do suprimento elétrico, como a rapidez e versatilidade de instalação, flexibilidade de acionamento e de funcionamento, capacidade de disponibilidade instantânea de potência e possibilidade de localização próxima à carga, com conseqüente redução de custos em transmissão e de perdas, torna de grande vantagem a introdução deste recurso ao sistema, uma vez que sejam ultrapassados os desafios de operação e de regulação, equacionando de maneira adequada os dilemas e riscos envolvidos.

3.39. Assim, espera-se que esse recurso seja considerado em certames futuros, seja nos leilões de contratação de reserva de capacidade na forma de potência seja nos leilões de transmissão ou de prestação de serviços ancilares.

3.40. Quanto à participação de usinas hidrelétricas, entende-se que a partir dos processos de descotização de uma série de usinas até 2027, torna-se viável uma oferta hidrelétrica relevante que não estaria alcançada pelo regime de cotas criado pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, em virtude da legislação atual. Desse modo, como um primeiro movimento no sentido da utilização desse recurso nas contratações de reserva de capacidade na forma de potência, propõe-se a possibilidade de participação, no LRCAP de 2024, apenas da ampliação de potência de usinas hidrelétricas não abarcadas no regime de cotas, por meio da instalação de novas unidades geradoras específicas para esse fim.

[1] <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/instrumentos-regulatorios/agenda-regulatoria>

Margens de escoamento remanescentes como critério de classificação para o LRCAP de 2024

3.41. No que se refere à adoção de margens remanescentes de escoamento do SIN como critério de classificação para o Leilão, permanece a preocupação do LRCAP de 2021, relacionada aos riscos de que empreendimentos que venham a se sagrar vencedores do certame possam vir a ter sua entrega de energia e potência restringidas por gargalos nos sistemas de transmissão ou de distribuição. Nesse sentido, propõe-se a utilização de cenário energético empregados pela EPE e pelo ONS para a definição do déficit de ponta, portanto, condizente com as condições que motivaram o acionamento da potência contratada.

Apresentação da Minuta de Portaria

3.42. Nos item seguintes, são apresentados os dispositivos que constam na minuta de portaria de diretrizes para a realização do LRCAP de 2024 (SEI nº 0869531).

3.43. As diretrizes foram objeto de reunião da CELEE, realizada em 9 de fevereiro de 2024, que contou com a participação da EPE, do ONS, da ANEEL e da CCEE. Além disso, a proposta de ato normativo foi discutida em reuniões realizadas entre as equipes do Departamento de Planejamento e Outorgas da Geração de Energia Elétrica (DPOG), da Subsecretaria de Assuntos Econômicos e Regulatórios (SAER), da Secretaria Executiva, todos do MME, da ANEEL, da EPE, do ONS e da CCEE.

3.44. A minuta de portaria de diretrizes está estruturada em quatro capítulos:

- a) Capítulo I - Do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024;
- b) Capítulo II - Do Cadastramento e da Habilitação Técnica;
- c) Capítulo III - Do Edital e dos Contratos; e
- d) Capítulo IV – Das Disposições Finais.

3.45. O dispositivo inicial da portaria define o objeto do ato, bem como o objetivo do Leilão, qual seja, garantir o atendimento à necessidade de potência requerida pelo SIN, por meio da contratação de fontes de geração que tenham disponibilidade de potência para ser despachada nos momentos requeridos pelo ONS.

Capítulo I - Do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024

3.46. Para a definição do montante total de reserva de capacidade a ser contratado, serão utilizados estudos da EPE e do ONS, respeitados os critérios de suprimento do CNPE, em cumprimento ao art. 4º do Decreto nº 10.707, de 2021. A metodologia proposta consta nos estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia.

3.47. Em seguida, a minuta determina que o certame deverá ser implementado pela ANEEL e realizado em agosto de 2024.

3.48. No LRCAP de 2024, serão três produtos:

I - **Produto Potência Termelétrica 2027**, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica, novos e existentes, sem inflexibilidade operativa.

II - **Produto Potência Termelétrica 2028**, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica novos e existentes, sem inflexibilidade operativa.

III - **Produto Potência Hidrelétrica 2028**, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de ampliação de capacidade instalada de usinas hidrelétrica existentes, despachadas centralizadamente, e que não foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

3.49. Consta na minuta de portaria artigo que define a forma de remuneração das contratações referentes aos Produtos Potência Termelétrica e Hidrelétrica, bem como à redução de receita em razão da não entrega da potência requerida pelo ONS.

3.50. Pela disponibilidade da potência contratada, o titular do empreendimento fará jus à receita fixa, em R\$/ano, a ser paga em doze parcelas mensais, as quais poderão ser reduzidas conforme a

apuração do desempenho operativo em meses anteriores. A apuração do desempenho operativo será realizada em base mensal, observando-se a efetiva disponibilidade e, no caso de usinas termelétricas, os requisitos mínimos de flexibilidade operativa definidos na Portaria.

3.51. Além disso, fica alocado ao empreendedor o risco relativo à incerteza de despacho do seu empreendimento pelo ONS, inclusive no que se refere à quantidade de partidas e paradas, bem como ao tempo de operação e à quantidade de energia produzida.

3.52. De modo a reforçar o compromisso de entrega de potência, sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela ANEEL, fica estabelecido que a não entrega da potência requerida por empreendimentos termelétricos implicará a redução mínima de 5% da parcela mensal para cada hora de potência não entregue. De modo semelhante, a indisponibilidade de unidade geradora hidrelétrica implicará a redução mínima de 5% da parcela mensal para cada hora de indisponibilidade. Em ambos os casos, a redução total será limitada a 50% para cada mês de apuração.

3.53. Destaca-se que a redução da receita fixa por não entrega da potência requerida pelo ONS deverá ser aplicada independente da apuração da TEIF. Por outro lado, as IP do empreendimento, desde que realizadas em períodos previamente definidos pelo ONS, conforme regulação da ANEEL, não estarão sujeitas à referida redução de receita.

3.54. Na sequência, as diretrizes fazem referência às metodologias de cálculo da contribuição de potência da ampliação de empreendimentos de geração hidrelétrica e das garantias físicas das usinas termelétricas.

3.55. No que tange às UHEs, a EPE, por meio do Ofício nº 0157/2024/DEE/EPE (SEI nº 0869405), de 4 de março de 2024, encaminhou o Informe Técnico EPE-DEE-IT-017/2024-r0 – “Definição de contribuição de potência das usinas hidrelétricas para o Leilão de Reserva de Capacidade de 2024” (SEI nº 0869402), de 1º de março de 2024, no qual apresenta metodologia para definição da quantidade máxima de potência que pode ser comercializada pelas hidrelétricas em leilões de potência. Esses documentos estarão disponíveis para receber contribuições dos interessados e serão publicados juntamente com a Consulta Pública das diretrizes do LRCAP de 2024.

3.56. As Usinas termelétricas participantes do Leilão poderão ter suas garantias físicas de energia revisadas à luz da legislação vigente e negociá-las conforme as regras de comercialização.

Capítulo II - Do Cadastramento e da Habilitação Técnica

3.57. O cadastramento seguirá as regras usualmente adotadas para os leilões de energia. Os empreendedores deverão preencher e encaminhar à EPE a ficha de dados constante do Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia (AEGE) e demais documentos, conforme instruções disponíveis no seu sítio na internet, bem como a documentação referida na Portaria nº 102, de 22 de março de 2016, que estabelece as condições para cadastramento de empreendimentos de geração, com vistas à Habilitação Técnica.

3.58. Excepcionalmente, para os empreendimentos termelétricos a gás natural, o parecer resultante da análise da viabilidade do fornecimento de gás natural do empreendimento, emitido pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, poderá ser apresentado à EPE até a data limite de cadastramento.

3.59. Está previsto que não serão habilitados tecnicamente os empreendimentos termelétricos que apresentem CVU superior a um valor que ainda será estabelecido, bem como aqueles empreendimentos com CVU nulo. Recomenda-se a fixação de um limite máximo para fins de habilitação técnica, de modo a impedir declarações desarrazoadas que acarretem custos desproporcionais aos consumidores finais, admitindo-se que contribuições à Consulta Pública possam orientar a definição desse valor.

3.60. A Portaria nº 102, de 2016, estabelece as condições para cadastramento e habilitação técnica de empreendimentos de geração para fins de participação em leilões de energia nova, de fontes alternativas e de reserva junto à EPE. Assim, a minuta de portaria contém dispositivo que determina a

não habilitação de empreendimentos cadastrados que não atendam às referidas condições, ressalvadas as excepcionalidades já previstas na própria minuta de portaria.

3.61. Inclusive, estabelece-se a impossibilidade de declaração de inflexibilidade de geração anual, sendo permitida a participação de termelétricas totalmente flexíveis com capacidade de modulação, para atender às necessidades relativas às variações instantâneas da demanda e de demanda máxima. O intuito é limitar a quantidade de energia compulsória a ser introduzida no sistema vinculada à geração inflexível.

3.62. Não será habilitada parcela existente de usinas hidrelétricas. Poderão se cadastrar para participação no leilão, apenas novas ampliações de usinas hidrelétricas desde que não pertencentes ao regime de cotas que trata a Lei nº 12.783, de 2013.

3.63. Também fica vedada a participação de empreendimentos existentes que possuam contratos de venda de energia ou de potência, registrados na CCEE, vigentes após a data de início de suprimento do LRCAP, de 2024, bem como empreendimentos vencedores de leilões regulados, ainda que não adjudicados. O objetivo é inabilitar empreendimentos que já estejam sendo considerados na oferta de disponibilidade de potência do SIN, de modo a não contratar usinas que não contribuam com capacidade adicional ao sistema.

3.64. Além disso, a minuta não autoriza a habilitação de empreendimentos termelétricos com previsão de despacho antecipado, bem como usinas cujo Barramento Candidato não tenha capacidade de escoamento de geração suficiente para a respectiva potência injetada.

3.65. Propõe-se que os empreendimentos candidatos apresentem requisitos de flexibilidade operativa de modo a permitir ao ONS uma operação mais eficiente e que traga menores custos ao consumidor. São apresentados a seguir, os requisitos a serem atendidos pelos geradores, conforme informado pelo ONS na Carta CTA-ONS DGL 0275/2024 (SEI nº 0861820)

- a) Ton menor ou igual a 8 horas, este tempo inclui o tempo necessário para as rampas de acionamento e desligamento das Unidades Geradoras;
- b) Toff menor ou igual a 8 horas;
- c) R-up menor ou igual a 1 hora e 30 minutos;
- d) R-dn menor ou igual a 1 hora; e
- e) Gmin/Gmax menor ou igual a 70% (setenta por cento).

3.66. Para o cálculo da disponibilidade de potência de empreendimentos termelétricos será considerada a disponibilidade máxima da usina, utilizados os parâmetros do projeto, ao passo que para a ampliação das UHEs será utilizada metodologia a ser definida pela EPE.

Capítulo III - Do Edital e dos Contratos

3.67. Em consonância com a legislação em vigor, a proposta de diretrizes determina que caberá à ANEEL elaborar o edital e seus anexos, incluindo os respectivos Contratos de Potência de Reserva de Capacidade - CRCAPs, bem como adotar as medidas necessárias para a promoção do Leilão, em conformidade com as diretrizes indicadas na minuta de portaria proposta.

3.68. Os CRCAPs terão os seguintes períodos de suprimento:

- 7 (sete) anos para o Produto Potência Termelétrica 2027, com início de suprimento em 1º de julho de 2027.

- 15 (quinze) anos para o Produto Potência Termelétrica 2028 e para o Produto Potência Hidrelétrica 2028, com início de suprimento em 1º de janeiro de 2028.

3.69. Essa indicação será refinada, no decorrer da Consulta Pública, mediante estudos em desenvolvimento pela EPE e pelo ONS, realizados com base no critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à potência no sistema, estabelecidos pela Resolução CNPE nº 29, de 2019, com parâmetros definidos na Portaria MME nº 59, de 2020, o que pode ensejar na alteração do início de suprimento dos contratos ou na criação de diferentes produtos com entregas em diferentes horizontes após a análise das contribuições recebidas na Consulta Pública.

3.70. A minuta propõe diretrizes específicas a serem previstas nos CRCAPs, quais sejam:

- I - os vendedores farão jus à remuneração resultante do leilão após o início de suprimento e após a entrada em operação comercial do empreendimento;
- II - o cálculo da Receita Fixa - RF será de exclusiva responsabilidade do vendedor e deverá abranger, entre outros:
 - a) o custo e remuneração de investimento (taxa interna de retorno);
 - b) os custos de conexão ao Sistema de Transmissão ou de Distribuição;
 - c) o custo de Uso do Sistema de Transmissão ou de Distribuição;
 - d) os custos fixos de Operação e Manutenção - O&M;
 - e) os custos de seguro e garantias do empreendimento e compromissos financeiros do vendedor;
 - f) os tributos e os encargos diretos e indiretos;
 - g) os custos decorrentes da obrigação de disponibilidade permanente para despacho a critério do ONS, incluindo custos de armazenamento de combustível; e
 - h) os custos decorrentes da obrigação de manutenção da disponibilidade da potência contratada ao longo de todo o contrato, incluindo eventuais investimentos.
- III - a Receita Fixa terá como base de referência o último mês do cadastramento e será calculada levando em conta o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA verificado entre o último mês do cadastramento e o mês de realização do Leilão; e
- IV - cláusulas de abatimento ou ressarcimento da Receita Fixa por indisponibilidade ou não entrega da potência requerida.

3.71. A minuta proposta inova e propõe que o vendedor não estará isento da obrigação de entrega de disponibilidade de potência, mesmo que dentro do limite da TEIF, exceto nas Indisponibilidades Programadas (IP) realizadas nos períodos previamente definidos pelo ONS, conforme regulação da ANEEL.

3.72. Assim, os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 deverão estar disponíveis sempre que houver a necessidade de atendimento à capacidade de potência, sujeitos a reduções de receitas nas apurações mensais, limitadas a 50% de sua receita fixa do mês de apuração.

3.73. A minuta dispõe ainda que empreendimentos contratados não farão jus à remuneração proveniente do Encargo por Restrições Operativas por *Unit Commitment*, sendo a geração associada ao *Unit Commitment* valorada pelo PLD. A proposta visa garantir a receita variável aos geradores nos períodos em que são chamados ao despacho por mérito ou nos despachos fora da ordem de mérito (para atendimento da segurança elétrica ou segurança energética do SIN) e permitir que eles sejam remunerados ao preço *spot* (atualmente, o PLD horário) durante os momentos de geração provenientes de suas restrições operativas (acionamento da rampa, desligamento e intervalo mínimo de permanência ligado e desligado).

3.74. A parcela de energia associada ao empreendimento de geração será recurso do agente gerador e poderá ser livremente negociada nos termos das regras de comercialização.

3.75. A minuta mantém a possibilidade de antecipação da entrada em operação comercial dos empreendimentos, desde que gere benefício para o SIN, indicado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE. Para tanto, sugere-se que o empreendedor solicite a antecipação à ANEEL, que consultará o CMSE quanto ao interesse na antecipação.

3.76. A minuta contempla também diretriz referente aos prazos de contratos de gás com “horizontes rolantes”, que tem como objetivo ampliar o número de supridores de gás natural por meio da redução dos prazos dos contratos de suprimento de gás natural (*Gas Supply Agreement – GSA*),

promovendo um maior alinhamento das regras do Setor Elétrico com as práticas do mercado de gás natural.

3.77. Apesar disso, eventuais riscos decorrentes da redução do prazo de suprimento de gás natural poderiam ser mitigados por meio de regras de renovações intermediárias (por isso “horizonte rolante”), as quais tem como objetivo garantir que, na hipótese de fracasso da renovação, haja tempo hábil para a contratação de novos empreendimentos. Para o presente leilão, os prazos de comprovação foram ajustados tendo em vista a duração dos CRCAPs nos seguintes termos:

- a comprovação de suprimento de gás natural por um período mínimo inicial de 7 (sete) anos; e
- período adicional de 5 (cinco) anos ou equivalente à duração remanescente do CRCAP.

3.78. Assim, caso não seja renovada a comprovação de disponibilidade de combustível para o período remanescente, o CRCAP será rescindido após o término do último ano do contrato de combustível em vigência.

3.79. Registra-se ainda que a faculdade de renovação dos contratos de suprimento de combustível não enseja a revisão das cláusulas econômicas do CRCAP.

3.80. Adicionalmente, fica permitida a aceitação de recursos ou reservas contingentes para comprovação de combustível de empreendimentos a gás natural nacional, condicionada à comprovação junto à EPE na forma de Reservas em até 18 meses após a realização dos leilões. Caso não seja comprovada a disponibilidade de combustível nos prazos e condições estabelecidas, o CRCAP deverá ser rescindido.

3.81. Propõe-se que o edital do leilão preveja como requisito de participação que os empreendimentos não tenham se sagrado vencedores de Leilões regulados, mesmo que ainda não adjudicados, e que não tenham Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, Contratos de Energia de Reserva - CERs ou CRCAPs, registrados na CCEE, vigentes em período de suprimento coincidente, ainda que parcialmente, com o previsto no CRCAP relativo ao LRCAP de 2024.

3.82. O objetivo é garantir que não sejam contratados empreendimentos que possam ter compromissos de comercialização de energia ou potência concorrentes aos objetivos pretendidos pelo LRCAP de 2024. Conforme já mencionado, esse requisito não se aplica nos casos de ampliação de empreendimentos hidrelétricos participantes do Produto Potência Hidrelétrica 2028, desde que a ampliação não tenha se sagrado vencedora de Leilões regulados, mesmo que ainda não adjudicados, e não possua CCEAR, CERs ou CRCAPs registrados na CCEE.

3.83. A minuta de portaria de diretrizes propõe ainda que sejam adotadas margens remanescentes de escoamento do SIN como critério de classificação dos certames.

3.84. Quanto à utilização das margens de escoamento remanescentes do SIN como um critério para a classificação no Leilão, a preocupação anteriormente expressa pelo LRCAP de 2021 se mantém, evidenciando os riscos de restrições na entrega de energia e potência para os projetos vencedores, devido a possíveis limitações nas redes de transmissão ou distribuição. Diante disso, sugere-se a adoção de cenários energéticos elaborados pela EPE e pelo ONS na determinação do déficit de ponta, refletindo assim as condições que justificam o despacho da potência contratada.

3.85. Destaca-se que os empreendimentos vendedores poderão alterar características técnicas após a outorga, desde que a alteração não comprometa o montante de disponibilidade de potência comercializado no Leilão.

Capítulo V – Das Disposições Finais

3.86. Para fins de realização do Leilão de Reserva Capacidade de 2024, deverá ser publicada Portaria específica detalhando a sistemática a ser adotada.

3.87. Finalmente, a minuta de portaria apresenta dispositivo destinado a fixar o Programa Mensal de Operação (PMO) que será a referência para cálculo das garantias físicas e apresenta a cláusula de vigência da Portaria.

3.88. Dado que o ato não impõe obrigações imediatas, não há óbice para que sua entrada em vigor se dê a partir da publicação.

Consulta Pública

3.89. Propõe-se a abertura de Consulta Pública, até 29 de março de 2024, para receber contribuições com relação à minuta de Portaria com as diretrizes para realização do LRACP de 2024, bem como com relação à metodologia estudada pela EPE para definição de contribuição de potência das UHEs.

Dispensa da Análise de Impacto Regulatório (AIR)

3.90. Para a operacionalização da Análise de Impacto Regulatório (AIR), conforme estabelece o art. 16, do Decreto nº 10.411 de 2020, foi editada a Portaria Normativa MME nº 30, de 22 de outubro de 2021, que instituiu, no âmbito do MME, o Programa de Análise de Impacto Regulatório.

3.91. A referida Portaria, além de estabelecer os objetivos, diretrizes e competências das unidades envolvidas na AIR, detalha no art. 16 as hipóteses de não aplicabilidade de AIR:

Art. 16. A edição, a alteração ou a revogação de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados pelo Ministério de Minas e Energia será precedida de AIR.

Parágrafo único. O disposto no caput não se aplica a atos normativos:

I - de natureza administrativa, cujos efeitos sejam restritos ao Ministério de Minas e Energia;

II - de efeitos concretos, destinados a disciplinar situação específica, cujos destinatários sejam individualizados;

III - que visam à correção de erros de sintaxe, ortografia, pontuação, tipográficos ou de numeração de normas previamente publicadas; IV - que visam a consolidar outras normas sobre determinada matéria, sem alteração de mérito;

V - que visam à revogação ou atualização de normas obsoletas, sem alteração de mérito;

VI - atos de natureza recorrente, que apresentem pouca variação em relação a edições anteriores; e VII - necessários à realização dos Leilões de que tratam o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, e o Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021. (grifo nosso)

3.92. Constata-se que o inciso VII, do parágrafo único do art. 16 da Portaria Normativa MME nº 30, de 2021, estabelece que os atos necessários à realização de Leilões, inclusive os regulamentados pelo Decreto nº 10.707, de 2021, não precisam de AIR. Por esse dispositivo fica, então, claro que as diretrizes do LRACP de 2024 se enquadra na hipótese de não aplicabilidade de AIR, visto se tratar de Leilão regido pelo Decreto nº 10.707, de 2021.

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

3.93. Tendo em vista a importância do processo para o mercado de energia elétrica, bem como para as instituições e agentes envolvidos no processo, 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)

3.94. O processo de consulta pública deve proporcionar prazos razoáveis para a elaboração das contribuições por parte dos interessados, bem como para a análise por parte do poder público. Nesse sentido, para que seja possível realizar uma oitiva prévia da sociedade e conferir transparência e previsibilidade ao processo, é fundamental que as diretrizes do certame, bem como a metodologia de definição da contribuição de potência sejam submetidas à consulta da sociedade com a maior brevidade possível.

3.95. Dessa forma, entende-se necessário que a divulgação da Consulta Pública contendo as Diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade de 2024 produza efeitos imediatos após sua publicação.

4. DOCUMENTOS RELACIONADOS

4.1. Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-050/2023-r0 (SEI nº 0789453).

4.2. Carta CTA-ONS DGL 0275/2024 (SEI nº 0861820).

4.3. Informe Técnico EPE-DEE-IT-017/2024-r0 – “Definição de contribuição de potência das usinas hidrelétricas para o Leilão de Reserva de Capacidade de 2024” (SEI nº 0869402)

4.4. Minuta de Portaria que estabelece a abertura de Consulta Pública (SEI nº 0869574)

4.5. Minuta de Portaria de Diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica, a partir de empreendimentos de geração, novos e existentes, que acrescentem potência elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, denominado “Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 – LRCAP de 2024” (SEI nº 0869531).

5. CONCLUSÃO

5.1. Pelo exposto, sugere-se o envio desta Nota Técnica à Consultoria Jurídica (CONJUR) para a análise da viabilidade jurídica da edição do ato normativo proposto para abertura da Consulta Pública (SEI nº 0869574).

5.2. Recomenda-se, também, o encaminhamento da presente análise para apreciação pelo Senhor Ministro de Estado de Minas e Energia para avaliação final de conveniência e oportunidade da abertura de consulta pública sobre a matéria até 29 de março de 2024, disponibilizando-se os documentos listados na seção 4 no Portal de Consultas Públicas do MME.



Documento assinado eletronicamente por **Cássio Giuliani Carvalho, Assessor(a) Especial**, em 06/03/2024, às 11:27, 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, Subsecretário de Assuntos Econômicos e Regulatórios**, em 06/03/2024, às 11:30, 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 **Isabela Sales Vieira, Diretor(a) de Programa**, em 06/03/2024, às 12:29, 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 **Rui Guilherme Altieri Silva, Diretor(a) de Programa**, em 06/03/2024, às 12:29, 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, Diretor(a) do Departamento de Planejamento e Outorgas de Geração de Energia Elétrica**, em 06/03/2024, às 14:15, 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 **Marlian Leao de Oliveira, Coordenador(a) de Estudos de Apoio à Expansão**, em 06/03/2024, às 14:21, 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 **André Grobério Lopes Perim, Coordenador(a)-Geral de Expansão de Geração**, em 06/03/2024, às 14:29, 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 **0868826** e o código CRC **A5E39F38**.

Referência: Processo nº 48360.000061/2022-28

SEI nº 0868826