

## Consulta Pública MME nº 160/2024

**Objetivo:** Receber contribuições à minuta de Portaria contendo as Diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica, a partir de empreendimentos de geração, novos e existentes, denominado “Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 - LRCAP de 2024”.

**Data limite para envio de contribuições:** 26/04/2024

**Data de envio das contribuições da SPIC:** 26/04/2024

### Documentos analisados:

- ✓ **Minuta de portaria de diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 - LRCAP de 2024**
- ✓ **CTA-ONS DGL 0275/2024: Requisitos de flexibilidade operacional no Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, de 2024**
- ✓ **Informe Técnico - Definição de contribuição de potência das usinas hidrelétricas para o Leilão de Reserva de Capacidade de 2024**
- ✓ **NOTA TÉCNICA nº 37/2024/DPOG/SNTEP**
- ✓ **Nota Técnica EPE-DEE-NT-050/2023-R0 - Leilão de Reserva de Capacidade –Avaliação de Aprimoramentos para Contratação**
- ✓ **Ofício nº 0157/2024/DEE/EPE**

O presente documento traz as contribuições da empresa SPIC Brasil referente à minuta de portaria de diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 - LRCAP de 2024.

A necessidade de potência está presente nos estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) desde o PDE 2029. A iniciativa de realização de Leilões de Reserva de Capacidade tem sido louvável para atender aos critérios gerais de garantia de suprimento, não só associados à energia, mas também à potência.

A inclusão do produto hidrelétrico no LRCAP 2024 mostra a preocupação do MME em contratar recursos que atendam os requisitos de despachabilidade e flexibilidade e que, além disso, também ofereçam preços competitivos.

Dessa forma, um dos pontos de destaque nessa contribuição é a possibilidade de participação de UHs contratadas no regime de cotas nos Leilões de Reserva de Capacidade, conforme detalharemos a seguir.

Desde já agradecemos a oportunidade de colaborar com a discussão de um tema tão relevante para o bom funcionamento do setor elétrico brasileiro.

## PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

- Inclusão das UHEs prorrogadas ou licitadas que estejam no regime de cotas;
- Explicitar na “Portaria de Diretrizes” que o acréscimo de capacidade instalada que poderá ser ofertado no leilão decorrerá tanto de **ampliação** quanto de **repotenciação** de UHEs;
- Considerar o adiamento da data de realização do leilão (sugestão: novembro/2024) para que mais projetos de ampliação e repotenciação de UHEs possam se habilitar para participar do leilão, incrementando o número de competidores;
- Flexibilizar o atendimento à Portaria MME 102/2016 quanto aos requisitos para Cadastramento e Habilitação Técnica para os projetos de ampliação e repotenciação de UHEs, uma vez que a estrutura para instalação de unidades geradoras novas já está construída;
- Retirar a obrigatoriedade de apresentação de CUST ou CUSD assinado 75 dias antes da realização do leilão;
- Retirada da penalidade por não entrega de 5% da parcela mensal para cada hora de indisponibilidade.

## CARACTERIZAÇÃO DO PRODUTO DO LEILÃO: POTÊNCIA

1. Atualmente apenas a Garantia Física de Energia é comercializada no mercado brasileiro, e não a Garantia Física de Potência. Entretanto, cabe ressaltar que há uma associação contratual entre a Garantia Física vendida e a potência disponibilizada pelas usinas. Isso se evidencia pelo fato de alguns contratos de comercialização de energia elétrica apresentarem valores da potência associada a essa energia negociada.

2. Nos CCEAR’s celebrados em decorrência de Leilões de Energia Nova, por exemplo, a vinculação entre energia contratada e respectiva potência se mostra de forma clara em um dos seus anexos, que traz os parâmetros técnicos e comerciais da usina a que o contrato está vinculado.

3. Em virtude dessa associação no âmbito do contrato, faz-se necessária a delimitação da parcela da potência instalada da usina que está atrelada a um determinado montante de Garantia Física de Energia.

4. A potência associada constitui o limite da modulação da energia contratada, ou seja, o seu valor expressa a máxima quantidade de energia que pode ser vendida em qualquer período de comercialização, que, atualmente, corresponde a uma hora.

5. A título de exemplo, no caso das usinas hidrelétricas, pode-se tomar o que consta nas minutas de CCEAR’s, que estabelecem os montantes de Potência Associada correspondentes a 1,5 vezes o valor da Energia Contratada. Esse fator tem sido adotado há muitos anos para esses contratos, conforme consta na Nota Técnica nº 128/2008-SEM/ANEEL:

*“(...) nos CCEARs por quantidade (energia existente e energia nova), os valores de potência associada decorrem da utilização de um fator de capacidade médio de usinas hidrelétricas do SIN (0,66).”*

6. Como o fator de capacidade de uma usina hidrelétrica expressa a razão entre a garantia física e a potência instalada, a Potência Associada correspondente a uma vez e meia o valor da energia contratada converge para a parcela da potência instalada da central geradora que está comprometida com aquela contratação de Garantia Física.

7. Portanto, se determinada usina tiver contratos de venda que limitam a modulação da energia ao valor da potência associada àquela energia, é possível conhecer a fração da capacidade instalada da usina vinculada à energia já contratada e, por consequência, a parcela da potência não associada a contratos de comercialização de energia.

8. Em relação à contratação de energia em regime de cotas, diferentemente dos CCEARs que utilizam o Fator de Capacidade médio, o Fator de Capacidade calculado com base nos parâmetros (potência e garantia física) estabelecidos no contrato de concessão de cada usina hidrelétrica (prorrogada ou licitada) define a quantidade de potência que está vinculada (comprometida) à Garantia Física de Energia alocada ao regime de cotas.

9. Dessa forma, este mesmo Fator de Capacidade será aplicado ao adicional de potência da usina que passe por processo de repotenciação e/ou ampliação para determinar a parcela desta potência adicional que ficará comprometida com o regime de cotas e a parcela que poderá ser livremente negociada pelo agente no Leilão de Reserva de Capacidade, conforme detalhado a seguir.

## **POSSIBILIDADE DE PARTICIPAÇÃO DE UHES COTISTAS EM PROCESSO DE REPOTENCIAÇÃO E AMPLIAÇÃO COM A OFERTA DA POTÊNCIA ACRESCIDA AO SIN**

10. Cabe mencionar que algumas usinas hidrelétricas com contratos de concessão vigentes no regime de cotas (usinas cotistas) se encontram em processo de modernização, com possibilidade de repotenciação<sup>1</sup> das unidades geradoras existentes ou adição de novas unidades geradoras (ampliação<sup>2</sup>), o que levaria a um aumento de suas capacidades instaladas.

---

<sup>1</sup> Entende-se como REPOTENCIAÇÃO: a substituição ou reforma de equipamento em instalação de geração existente, estando contemplada no conceito de MELHORIA dos contratos de concessão dos Leilões nº 012/2015 e 001/2017. Mesmo que haja aumento de capacidade instalada, a REPOTENCIAÇÃO de unidades geradoras existentes estaria afastada do conceito de AMPLIAÇÃO, uma vez que, conforme Submódulo 12.4 do PRORET, a AMPLIAÇÃO de UHES estaria restrita à instalação de unidades geradoras adicionais. Dessa forma, de acordo com os Esclarecimentos ao Edital do Leilão nº 01/2017-ANEEL, referente à contratação de concessões de usinas hidrelétricas em regime de alocação de cotas de garantia física nos termos da Lei nº 12.783/2013, eventual revisão da garantia física decorrente de MELHORIA, entre estas a REPOTENCIAÇÃO, seria alocada na proporção de 70% para o regime de cotas e 30% para livre dispor do agente.

<sup>2</sup> Entende-se como AMPLIAÇÃO: “a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalação de geração existente ou a adequação dessa instalação, visando aumento da capacidade de geração. Caracteriza-se como ampliação o aumento de potência instalada para atendimento ao aproveitamento ótimo, com acréscimo de unidades geradoras.”, de acordo com o item 3 do Submódulo 12.4 do PRORET, aprovado pela RESOLUÇÃO

11. As decisões de investimento dos processos de modernização das referidas usinas cotistas estão em curso e algumas das referidas decisões poderão ser afetadas pela possibilidade ou não de participação nos leilões de reserva de capacidade.

12. A proposta do MME, submetida à CP nº 160/2024, permite a habilitação técnica de usinas hidrelétricas, desde que acrescentem potência elétrica ao SIN. No entanto, o inciso III do art. 4º, exclui as usinas cotistas.

*“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 hidrelétricas existentes, despachadas centralizadamente, e que não foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.”*

13. Vale destacar que o objetivo da realização do Leilão de Reserva de Capacidade, conforme a própria minuta de portaria divulgada, é *“garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, com vistas ao atendimento à necessidade de potência requerida pelo SIN, por meio da contratação de fontes de geração despacháveis centralizadamente”; e “contratar empreendimentos que deverão apresentar características de flexibilidade operativa que garantam o atendimento dos despachos estabelecidos na programação da operação pelo ONS, bem como aqueles determinados durante a operação em tempo real.”*, o que evidentemente é um produto que pode ser fornecido pelas usinas hidrelétricas cotistas ou não.

14. Vale ressaltar que o regime de cotas se refere exclusivamente à alocação de garantia física e não à contratação de potência. Dessa forma, a limitação regulatória existente quanto à possibilidade de comercialização se restringe ao acréscimo de garantia física de energia decorrente de ampliação.

15. Essa premissa fica clara no art. 25 da Resolução Normativa nº 1.009/2022 que trata das usinas hidrelétricas com concessão prorrogada:

*“Art. 25. A **Garantia Física da Usina** que tiver sua concessão renovada em observância ao disposto no Decreto nº 7.805, de 2012, e suas eventuais alterações, inclusive acréscimos decorrentes de futuras ampliações, será alocada integralmente, em regime de Cotas, às Distribuidoras do Sistema Interligado Nacional – SIN, por meio de Resolução da ANEEL.”*

16. Tal dispositivo vem reforçar o entendimento de que a obrigação de alocação da garantia física decorrente de ampliação se refere exclusivamente à energia e não à potência, sendo possível a potência acrescida por projetos de ampliação ou repotenciação ser objeto de negociação nos leilões de reserva de capacidade.

---

NORMATIVA (ANEEL) nº 818, DE 19 DE JUNHO DE 2018. Neste caso, eventual revisão da garantia física decorrente de AMPLIAÇÃO (adição de unidades geradoras) seria alocada 100% para o regime de cotas.

17. Com isso, teríamos a alocação do ganho de Garantia Física de Energia decorrente de ampliação para o regime de cotas (100%) e de repotenciação (70% para cotas/30% para o ACL).

18. Por essa razão, cumpre avaliar os cenários de aumento de capacidade instalada de usinas hidrelétricas contratadas em regime de cotas que:

- a) não resultam em aumento de garantia física de energia;
- b) levam a aumento de garantia física de energia abaixo do fator de capacidade vigente da usina;
- c) proporcionam aumento de garantia física de energia igual ou acima do fator de capacidade vigente da usina.

19. No cenário (a) em que a ampliação e repotenciação da usina hidrelétrica não resulta em aumento de garantia física, não há razão para aplicarmos as limitações mencionadas acima, tanto da Portaria MME nº 418/2013 quanto das previsões contratuais, uma vez que a restrição para alocação ao regime de cotas se refere justamente ao acréscimo de garantia física. Dessa forma, o aumento de potência instalada poderia ser negociado pelo gerador no Leilão de Reserva de Capacidade.

20. Conforme destacado no PDE 2030, uma das principais razões para promover a contratação de reserva de capacidade, cujos custos são compartilhados de forma equânime aos ambientes de contratação regulada e livre, é a adequada alocação de custos, já que, segundo o MME, *"boa parte das usinas que fornecem potência ao sistema atualmente são suportadas por contratos do ACR"*.

21. O Ministério ainda ressalta que, se o mercado regulado for o único responsável por fomentar o ingresso de usinas com atributo de despachabilidade – caso de UHEs com projeto de ampliação/repotenciação – haveria *"uma contratação de Garantia Física de Energia para o ACR com um valor consideravelmente mais alto do que a contratação promovida pelo ACL, o que aumentaria ainda mais o incentivo de migração entre os ambientes de comercialização, sem que o custo da adequabilidade do sistema fosse corretamente alocado entre todos os agentes de consumo do setor"*.

22. Dessa forma, reforça-se que, no cenário de ampliação/repotenciação de usina hidrelétrica sem ganho de garantia física, a potência associada a essa ampliação/repotenciação poderia ser livremente negociada no leilão de reserva de capacidade, de forma que os custos associados a esse aumento de potência serão rateados entre todos os consumidores que se beneficiam desse recurso energético que possui atributo de despachabilidade associado.

23. Entretanto, no cenário (b) em que a ampliação/repotenciação da usina hidrelétrica comprometida, total ou parcialmente, com o regime de cotas resulta em ganho de garantia física, mostra-se necessário confrontar, em termos percentuais, o aumento de potência versus o aumento de garantia física.

24. Como exemplo, retomando o racional dos itens 8 e 9 dessa contribuição, para uma usina com 1.000 MW de potência instalada e 700 MW<sub>méd</sub> de Garantia Física, seu Fator de Capacidade vigente, associado ao contrato de concessão, seria de 0,7. Caso ela fosse ampliada/repotenciada em 10% de sua potência, passando a ter 1.100MW e sua Garantia Física aumentasse em 3%, ou seja, 21 MW<sub>méd</sub>, poderíamos inferir que a potência associada ao aumento da Garantia Física seria de 30 MW (21/0,7), restando 70 MW (100-30) para serem ofertados no Leilão de Reserva de Capacidade.

25. Assim, todo o aumento de garantia física está sendo devidamente alocado às cotas e a potência associada a esse aumento de energia contratada no regime de cotas reflete o fator de capacidade da usina considerado quando da prorrogação/licitação da concessão, ou seja, o fator de capacidade calculado com base no contrato de concessão de cada usina cotista.

26. No cenário (c) de ampliação com aumento de garantia física igual ou acima do fator de capacidade da usina hidrelétrica comprometida com o regime de cotas, todo o ganho de potência proporcionado pela ampliação estará associado ao aumento da energia contratada na forma de cotas.

27. Considerando o enquadramento da repotenciação no conceito de MELHORIA dos contratos de concessão dos Leilões nº 012/2015 e 001/2017, uma vez que não se trata de adição de unidades geradoras, é importante ressaltar que o ganho de garantia física decorrente desse processo de repotenciação deve ser alocado na proporção de 70% para o regime de cotas e 30% para livre dispor do agente. Além disso, a potência instalada adicional seria passível de negociação no Leilão de Reserva de Capacidade, seguindo a mesma regra descrita no item 23 dessa contribuição.

28. Essa distinção entre repotenciação e ampliação é reforçada na Nota Técnica EPE-DEE-088/2019, na qual a EPE estuda os dois grupos de usinas separadamente e destaca a importante contribuição das UHEs que poderão passar por esses processos como forma de atender a demanda de potência indicada, à época, no PDE 2027.

*“Destaca-se que, considerando a sinalização do Plano Decenal de Energia 2027 referente à necessidade de contratação complementar de potência, a contribuição das repotenciações de UHE poderia atender parte dessa demanda. Dentre os benefícios trazidos por essa opção está a oferta de potência com uma fonte cujo custo marginal de operação é nulo.”*

29. A fim de uniformizarmos a terminologia usada na minuta de Portaria das diretrizes para o Leilão de Reserva de Capacidade, propõe-se que o termo utilizado seja **“acréscimo de capacidade instalada”** ao invés de ampliação, por exemplo no art. 4º, III da minuta, pois dessa forma ambas as situações (**ampliação e repotenciação**) estariam contempladas no referido leilão, respeitando-se as regras de alocação de garantia física estabelecidas para as usinas cotistas<sup>3</sup>, bem como estaria condizente com o art. 1º da minuta de Portaria de Diretrizes, quando este menciona a **“(…) a partir de empreendimentos de geração, novos e existentes, que acrescentem potência elétrica ao Sistema Interligado Nacional – SIN (…)”**.

---

<sup>3</sup> Ampliação: 100% do aumento de garantia física para o regime de cotas  
Repotenciação (melhoria): 70% para cotas/30% para o ACL

30. As usinas hidrelétricas possuem grande potencial para o incremento da capacidade de potência, além de fornecerem diversos benefícios para a operação do sistema. Diante disso, reconhecemos como muito acertada a decisão deste Ministério de incluí-las no LRCAP de 2024.

31. Cabe salientar que, conforme o Relatório de Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas EPE-DEE-088/2019-r0, o parque hidrelétrico conta com diversas oportunidades de disponibilização de oferta de potência. Esse é o caso de ampliações através de poços vazios, modelo que permite aproveitar a infraestrutura existente para a instalação de novas unidades. Considerando apenas as usinas com poços vazios, o parque hidrelétrico possui atualmente 7,2 GW disponíveis para ampliações.

32. No entanto, as diretrizes apresentadas na minuta de portaria estabelecem que um volume significativo da oferta não seria elegível para o certame – aproximadamente 40% do total.

33. Dessa forma, visando promover uma participação mais ampla das usinas hidrelétricas, em benefício da modicidade tarifária, é essencial a inclusão das usinas hidrelétricas cujas concessões foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783/2013.

#### **REPOTENCIAÇÃO E AMPLIAÇÃO**

34. Conforme mencionado no item anterior, tanto o acréscimo de capacidade instalada decorrente de ampliação (adição de unidade geradora nova) quanto decorrente de repotenciação de UHEs teriam como fornecer o produto hidrelétrico a ser contratado no leilão, não havendo razão técnica ou regulatória para essa exclusão. Dessa forma, sugere-se que a “Portaria de Diretrizes” traga de forma clara no seu texto que o acréscimo de capacidade instalada decorrente de ambas as situações poderá ser ofertado no leilão.

35. Dessa forma, sugere-se que apenas o termo “acrécimo de capacidade instalada” seja utilizado no texto da Portaria, pois essa terminologia abarcaria todas as situações que geram aumento da potência das usinas hidrelétricas ou termelétricas.

#### **CÁLCULO DO FATOR DE DISPONIBILIDADE**

36. Gostaríamos de ressaltar que outro fator que mostra não haver impedimento técnico e regulatório para a inclusão das UHEs no regime de cotas é a metodologia descrita pela EPE no Informe Técnico EPE-DEE-IT-017/2024-r0, de 01/03/2024.

*“Para este método, há que se considerar o parâmetro denominado Fator de Disponibilidade de Capacidade “FDispCap”, parâmetro adimensional estabelecido pela EPE em termos do percentual de potência disponível (MW) em relação à ampliação de potência instalada (MW). Neste momento, o uso do FDispCap é para fins exclusivos de estimativa da quantidade máxima de potência que pode ser comercializada pelas hidrelétricas no LRCAP, considerando as características das UHE e a segurança de suprimento do Sistema Interligado Nacional (SIN).”*

37. Qualquer usina, independente do seu formato de contratação atual, pode ter seu *Fator de Disponibilidade de Capacidade “FDispCap”* calculado.

#### **CADASTRAMENTO e HABILITAÇÃO TÉCNICA**

38. A minuta de Portaria, em seu art. 8º, estabelece que os empreendimentos interessados devem requerer cadastramento e habilitação técnica na EPE, encaminhando a Ficha de Dados e a documentação referida na Portaria MME nº 102, de 22 de março de 2016. Ocorre que a portaria estabelece a necessidade de apresentação de alguns documentos para habilitação, conforme seu art. 4º, que nos causam preocupação em relação aos prazos, tais como:

- *Licença Prévia - LP, a Licença de Instalação - LI ou a Licença de Operação - LO, ou autorizações/declarações ambientais emitidas pelo órgão ambiental competente.*
- *Estudos e relatórios ambientais exigidos no processo de licenciamento ambiental, a serem definidos pelo licenciador.*
- *Parecer ou documento equivalente, para o acesso à Rede Básica, emitido pelo ONS.*
- *Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica - DRDH, emitida pelo órgão competente, para empreendimentos hidrelétricos.*
- *Projeto Básico da Ampliação, devidamente aprovado pela ANEEL.*

39. Entendemos que, mesmo envidando máximos esforços, a obtenção destes documentos não depende apenas do empreendedor, sendo que o prazo para emissão pode ultrapassar a data limite proposta na minuta. Por outro lado, temos ciência da importância da sinalização dos órgãos que as análises – ambientais, elétricas, etc. – estejam em curso.

40. Por exemplo, do ponto de vista da conexão, o próprio estudo de margem do ONS já indicará a análise da viabilidade prévia – mesmo que carecendo de maiores detalhes – da conexão da usina à rede, dando o conforto necessário para habilitação do projeto. Então, não seria necessária apresentação de CUST assinado como requisito para a habilitação.

41. Desta forma, solicitamos que na portaria do leilão haja uma flexibilização para o cadastramento e habilitação técnica, não sendo exigidas as licenças e estudos ambientais citados, a DRDH e o Projeto Básico aprovado pela ANEEL, ficando estes documentos como risco do empreendedor conforme ocorre nos leilões de transmissão, por exemplo. Além disso, haveria uma otimização da utilização de recursos para fins de preparação do projeto para participação no leilão, uma vez que o empreendedor assumiria o risco de ganhar o leilão e obter os documentos autorizativos posteriormente (licença ambiental, DRDH e a aprovação do Projeto Básico da ampliação de UHE pela ANEEL).

42. Caso a flexibilização proposta não seja contemplada na revisão da minuta de Portaria de Diretrizes, sugerimos que seja incluído um dispositivo na portaria (parágrafo §1º no art. 3º), mencionando que serão aceitos somente os protocolos do pedido de licença ambiental, de DRDH e de aprovação do Projeto Básico na ANEEL, no caso de projetos de ampliação e de repotenciação de

UHEs existentes, uma vez que as intervenções no meio ambiente para a construção das usinas já ocorreram, não havendo impacto relevante que necessite ser reavaliado pelos órgãos ambientais e de recursos hídricos.

*Art. 3º A Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel deverá promover, direta ou indiretamente, o LRCAP de 2024, em conformidade com as Portarias nº 514/GM/MME, de 2 de setembro de 2011, nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016, na presente Portaria Normativa e com outras que vierem a ser estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia.*

*§1º Para os projetos enquadrados no art. 4º, III, não serão exigidos, para fins de cadastramento e habilitação técnica, os itens citados na Portaria nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016, art. 4º, §3º, VII, VIII e IX, bem como no art. 4º, §4º, IV, alínea "a".*

### **DATA DA REALIZAÇÃO DO LEILÃO**

43. Caso o MME entenda pertinente, sugerimos uma reavaliação da data agendada, considerando a previsão constante da Portaria nº 57/GM/MME, de 21 de dezembro de 2022. Dessa forma, ao invés de termos o leilão em 30/08/2024, propõe-se que o leilão seja realizado em novembro/2024. Essa prorrogação permitiria que mais projetos de ampliação e repotenciação de Usinas Hidrelétricas (UHEs) tivessem a oportunidade de se habilitar para participar do leilão.

44. É importante considerar que os projetos de ampliação e repotenciação de UHEs envolvem uma série de etapas e requisitos que demandam tempo para serem concluídos de forma adequada. Dentre esses requisitos, estão a obtenção de licenças ambientais e a preparação de memorial descritivo do projeto de ampliação a ser apresentado à ANEEL, entre outros exigidos pela Portaria MME 102/2016.

45. Dado o tempo necessário para cumprir todas essas etapas de forma completa e rigorosa, acreditamos que adiar o leilão para novembro de 2024 ofereceria aos potenciais participantes um prazo mais realista e adequado para a preparação de seus projetos. Isso garantiria uma concorrência mais ampla e robusta no certame.

46. Considerando a maior complexidade de desenvolvimento de projetos de ampliação e repotenciação de UHEs, sugere-se também que os Leilões de Reserva de Capacidade sejam no mínimo A-5.

47. No caso de UHEs, um dos caminhos críticos é o projeto do rotor da turbina, cujo desenvolvimento do perfil hidráulico leva aproximadamente 18 meses. Qualquer erro nesse projeto pode significar um empreendimento de baixo rendimento e mudar totalmente o resultado econômico do projeto.

48. Colocar para os empreendimentos hidrelétricos os mesmos prazos de usinas termelétricas ou outras fontes como baterias, é negligenciar de partida as vantagens da geração de energia hidráulica (limpa, confiável, estável e barata), que irá gerar energia por décadas.

49. Em suma, pedimos que sejam dadas oportunidades iguais para as diversas fontes de energia, ponderando os benefícios que cada fonte trará para o sistema elétrico uma vez que a geração hidráulica pode prover além de potência, também flexibilidade, inércia e reativos ao sistema e poderá prestar estes serviços 24 horas por dia, estes benefícios são um bônus que paga com sobra os poucos meses à mais que esta fonte precisa para ser implantada.

#### **APRESENTAÇÃO DO CUST OU CUSD**

50. Sugere-se a retirada do §5º do art. 8º da minuta de Portaria que se refere a apresentação do CUST para EPE. Considerando os prazos para elaboração dos estudos de fluxo de potência, de curto-circuito e da estabilidade eletromecânica, análise do ONS, emissão do Parecer de Acesso e assinatura do CUST, não vislumbramos a possibilidade de apresentar o CUST assinado 75 dias antes da realização do Leilão de Reserva de Capacidade, levando em conta que a data atual prevista é 30 de agosto de 2024.

*§ 5º Os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST ou os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD deverão ser apresentados à EPE em até setenta e cinco dias, antes da realização do Leilão, sob pena de não serem considerados para fins de Habilitação Técnica.*

51. Para o acréscimo de capacidade instalada em usinas existentes não seria indicada a assinatura do CUST ou até mesmo de um aditivo ao CUST existente antes do leilão, uma vez que tal contrato prevê uma série de obrigações, inclusive financeiras, ao gerador que só podem ser assumidas após a certeza de contratação da potência decorrente do projeto de ampliação ou repotenciação no referido leilão.

52. Dessa forma, caso o item não seja suprimido, seja modificado para que a apresentação do CUST referente ao acréscimo de potência contratada no leilão ocorra após o certame e somente se o gerador se sagrar vencedor.

#### **ADEQUAÇÃO DA PENALIDADE**

53. Questionamos a penalidade atualmente estabelecida para a indisponibilidade de unidades geradoras hidrelétricas, que implica em uma redução mínima de 5% da parcela mensal para cada hora de indisponibilidade, limitada a 50% para cada mês de apuração. Esta penalidade, embora tenha a intenção de incentivar a disponibilidade das unidades geradoras, pode ter impactos desproporcionais na receita dos geradores, especialmente em situações em que a indisponibilidade é inevitável devido a questões operacionais ou de manutenção.

54. Além disso, o §6º do art. 12 da minuta de Portaria de Diretrizes prevê que outras penalidades podem ser fixadas pela ANEEL. É importante evitar a sobreposição de penalidades, ou seja, a aplicação de multas ou qualquer outro tipo que tenham como causa o mesmo fato gerador, como por exemplo, a indisponibilidade da máquina em determinada hora ou o não atendimento a necessidade do sistema. Dessa forma, sugere-se a exclusão da penalidade de 5% por hora não

disponível. A penalidade aplicada não pode ser a mesma, independentemente do volume não entregue.

55. A penalidade máxima de 50% pode inviabilizar o negócio. A redução desse percentual mitigaria o risco de impactos financeiros excessivos para os geradores, tornando mais viável o prosseguimento dos projetos.

56. O art. 12, §6º, IV faz referência ao não atendimento ao despacho do ONS e o art. 5º, §3º, I faz referência à não entrega de potência requerida. Se essas penalidades não atendem exatamente ao evento – falha no atendimento –, no mínimo é possível inferir que a primeira está contida na segunda. Isto é, os tipos descritos para fins de apuração de penalidade, por suas características, ensejam dupla penalização por uma única violação.

57. Já em relação ao art. 12, §6º, III, o “*não atendimento aos compromissos de entrega de disponibilidade*” está intimamente relacionado ao inciso IV “*não atendimento ao despacho centralizado*”, uma vez que sempre que não ocorrer o atendimento ao inciso IV, o agente também não está atendendo o inciso III.

58. Importante reforçar que, em maior ou menor medida (i.e., se descumprimento de despacho do ONS, de não atendimento ao compromisso de entrega ou de declaração de indisponibilidade pelo ONS), todas as penalidades referem-se a um mesmo fato gerador, qual seja: a indisponibilidade da usina em um momento crítico para o sistema.

59. Ainda, em relação às penalidades, existem outros pontos que carecem de soluções mais claras.

60. É necessário diferenciar as penalidades para projetos que serão ofertados de repotenciação e ampliação.

61. No caso de repotenciação, a penalidade deve incidir especificamente sobre a indisponibilidade da unidade geradora hidrelétrica que ficou inoperante. Por exemplo, em uma usina hidrelétrica com cinco máquinas repotenciadas, a penalidade deve ser aplicada apenas sobre a receita referente à máquina que ficou indisponível.

62. Da mesma forma, para os casos de ampliação, a penalidade deve ser aplicada apenas à máquina que foi adicionada.

63. Quanto ao acúmulo de penalidades, é importante considerar que o excesso de penalidades pode tornar um empreendimento economicamente inviável, prejudicando sua participação no certame e diminuindo a competitividade.

### **CÁLCULO DE GARANTIA FÍSICA**

64. Outra questão que necessita de mais esclarecimentos diz respeito ao momento em que será calculada e divulgada a garantia física dos empreendimentos participantes do leilão, além de como será realizado o cálculo no caso de acréscimo de capacidade instalada em usinas hidrelétricas.

65. É crucial que este tema seja esclarecido antes da manifestação de interesse dos projetos em participar do leilão, pois os empreendedores precisam ter segurança e ser capazes de reproduzir o cálculo da garantia física.

66. Existem algumas perguntas que precisam ser respondidas: O cálculo da garantia física será realizado apenas para a nova máquina adicionada e ofertada? Em casos de repotenciação, haverá uma revisão completa da garantia física do empreendimento?

67. Sugere-se que seja incluído na portaria de diretrizes do LRCAP um dispositivo para realização do cálculo de garantia física das usinas hidrelétricas que participarem do certame.

### **CONCLUSÕES**

68. Considerando o ponto mais relevante para a SPIC Brasil e todo o exposto nesta contribuição à referida Consulta Pública, conclui-se que as usinas cotistas podem participar do Leilão de Reserva de Capacidade para contratação de potência, ofertando a capacidade instalada acrescida por repotenciação ou ampliação das UHEs.

69. Esperamos que as sugestões apresentadas sejam analisadas e consideradas pelo MME principalmente para permitir que mais empreendimentos possam participar do leilão, com alternativas limpas e competitivas.

**SPIC Brasil**