



CONSULTA PÚBLICA MME Nº 160/2024

Portaria de Diretrizes para o Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024

A ENGIE Brasil Energia saúda este Ministério e, através do documento a seguir, apresenta suas contribuições à Consulta Pública nº 160 de 2024 referente ao Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP) de 2024, que visa aprimorar as diretrizes para a contratação de disponibilidade de potência a partir de empreendimentos que acrescentem nova capacidade ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

No âmbito desta consulta, destacamos a importância de cultivar um princípio fundamental: o estímulo à oferta, com foco em maximizar a competição no certame. Isso permitirá otimizar a aquisição dos produtos reduzindo os encargos a serem arcados pelos consumidores. Dessa forma, implementar aprimoramentos nas diretrizes de modo a viabilizar a participação do maior número de empreendimentos será crucial para o sucesso do certame.

Nesse sentido, gostaríamos de parabenizar o Ministério pela inclusão da participação de usinas hidrelétricas no LRCAP. Atualmente, o parque hidrelétrico conta com 7,2 GW de potencial expansão através de poços vazios que se mostra promissora para o certame, uma vez que é aproveitada a infraestrutura existente. Ademais, a ampliação de hidrelétricas é uma oportunidade de usufruir dos atributos de usinas de grande porte sem a necessidade de construir novos reservatórios, uma vantagem significativa em termos de impacto ambiental e de otimização do uso dos reservatórios existentes do SIN.

Contudo, as diretrizes propostas na minuta de portaria acabam por dificultar ou até mesmo impedir a participação 40% deste montante, que não seria elegível ou se tornaria inviável sem tratamento de questões contratuais. Logo, para garantir uma participação mais abrangente das usinas hidrelétricas e, conseqüentemente, promover tarifas mais acessíveis, é crucial trazer ajustes pontuais nas diretrizes propostas.

1. Tratamentos para incremento de ofertas do Produto Hidrelétrico

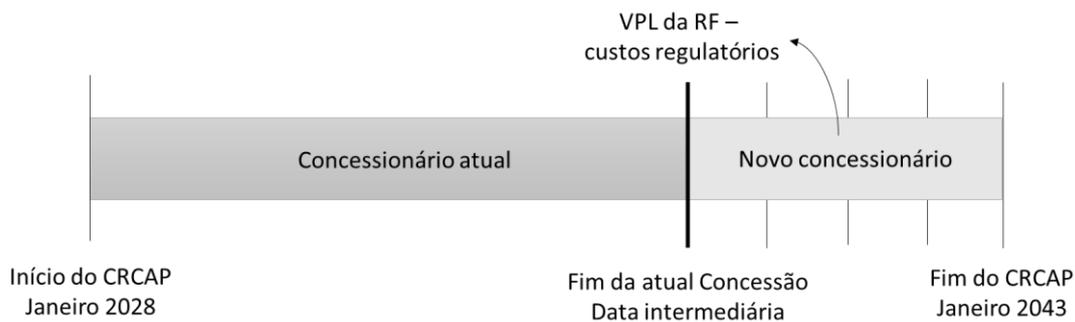
1.1. Usinas cujo término da outorga precede o término do CRCAP (Contrato de Reserva de Capacidade para Potência)

Cerca de 1GW da capacidade de ampliação por poços vazios tem outorgas findando entre 2029 e 2032, sendo, portanto, anteriores ao prazo de fornecimento do produto previsto no CRCAP. Algumas dessas usinas possuem infraestrutura estabelecida, tornando-se

participantes cruciais para promover uma competição robusta no leilão e a redução no encargo a ser pago por todos os consumidores.

Embora a minuta em análise não apresente barreiras diretas quanto à participação de empreendimentos com outorgas que expiram antes do prazo do CRCAP, há possibilidade de aprimoramento no que se refere a definição do tratamento a ser dado após o término da outorga, especialmente nos casos em que a usina não permaneça com o mesmo agente.

Para dar tratamento à questão sugerimos a inclusão de dispositivo na minuta de portaria que preveja a possibilidade de ressarcimento do resultado econômico do CRCAP que não foi auferido pelo agente em caso de término da outorga, consideradas eventuais extensões e prorrogações. Desse modo, os valores não recebidos pelo agente no período entre o término da outorga e o término do CRCAP, descontados os custos operacionais regulatórios, seriam trazidos a valor presente utilizando a taxa regulatória de remuneração de capital conforme esquema a seguir.



O valor seria pago em parcela única, podendo ser incluído na bonificação de outorga a ser paga pelo próximo concessionário, uma vez que o CRCAP - e todos seus direitos e deveres - serão assumidos por ele.

Em relação aos custos operacionais regulatórios sugerimos a utilização da base da GAG O&M, por se tratar de um valor amplamente utilizado pela ANEEL. Para identificar quanto do valor estaria atrelado apenas a nova capacidade é possível calcular uma GAG considerando as alterações na configuração da usina e compará-la com a original.

Seguindo a mesma lógica, para trazer o fluxo de caixa a valor presente sugerimos que seja utilizada a taxa regulatória de remuneração do capital vigente quando da realização do leilão, fixando-a no edital e no contrato, já amplamente conhecida pela Agência e aplicada em seus processos.

Destaca-se ainda que esta proposta pode ser implementada de forma infralegal, por meio da portaria de diretrizes do leilão. Isso se deve ao fato de que a Lei nº 10.848/04 confere

ao Executivo a competência para definir as condições de contratação da reserva de capacidade (Art. 3º-A, § 1º): ***“A regulamentação deverá prever a forma, os prazos e as condições da contratação de energia de que trata o caput deste artigo, bem como as diretrizes para a realização dos leilões a serem promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica, direta ou indiretamente”.***

2. Usinas licitadas nos termos da Lei nº 12.783/2013

Diante do objetivo da realização do LRCAP, nos parece que as usinas cotistas não deveriam estar inelegíveis, pois, assim como os demais empreendimentos, elas *“apresentam 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”.* Além disso, o grupo de usinas cotistas tem potencial de incrementar a oferta do produto hidrelétrico em 2GW, desse modo, é relevante avaliar como a garantia física dos empreendimentos ampliados se comporta para determinar as oportunidades de inclusão delas no certame.

Desta forma, 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.

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, tanto da Portaria MME nº 418/2013 quanto das previsões contratuais. Dessa forma, o aumento de potência instalada poderia ser negociado pelo gerador no Leilão de Reserva de Capacidade.

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.

Como exemplo, para uma usina com 1.000 MW de potência instalada e 700 MW_{méd} 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_{méd}, 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.

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.

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.

3. Requisitos de cadastramento e habilitação no certame

3.1. Licenciamento e Projeto Básico da Ampliação

Do exposto no Art. 8º da minuta de portaria em discussão fica estabelecido que os empreendimentos interessados no certame devem requerer cadastramento e habilitação técnica na EPE conforme Portaria nº 102/2016. Como, por exemplo:

- 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.
- Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica - DRDH, emitida pelo órgão competente, para empreendimentos hidrelétricos.
- Projeto Básico da Ampliação, devidamente aprovado pela ANEEL.

Contudo, o processo para obtenção da documentação mencionada requer a realização de estudos robustos e interações com diversos órgãos públicos que, além de estarem aquém do controle do empreendedor, demandam tempo de aprovação significativo.

Em relação a obrigatoriedade de entrega dos documentos antes do certame, nos parece que os entes públicos seriam onerados desnecessariamente com a demanda. Isso porque, são requeridos pedidos de alterações de potência que somente serão realizados pelos agentes que se sagrarem vencedores do leilão. Outro ponto a ser considerado é o desgaste de criar uma corrida junto aos órgãos com prazos que não são suficientes para uma análise adequada.

Cabe destacar ainda que boa parte dos empreendimentos existentes não necessitam de obras civis de grande porte ou atividades de significativo impacto ambiental adicionais aos já verificados para a operação do empreendimento.

Tendo em vista o prazo exíguo para realização do leilão e a expectativa do prazo de cadastramento e habilitação técnica dos projetos, solicitamos que haja uma flexibilização de modo a afastar a exigência de apresentação das licenças, estudos ambientais e aprovação pela ANEEL do Projeto Básico da ampliação, citados na Portaria nº 102/2016, antes do leilão. Adicionalmente, é oportuno considerar o protocolo de tramitação dos processos, estendendo a medida para documentações equivalentes definidas pelas Instituições responsáveis (Órgãos Licenciadores, Agência Nacional de Águas, ANEEL, etc).

3.2. Contratos de uso da rede de transmissão/distribuição

A minuta de portaria fornecida nesta consulta pública estipula, no Art. 8º, § 5º, que os empreendedores devem apresentar o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) ou o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) até 75 dias antes do certame para habilitação. Entretanto, no caso de expansões de capacidade em usinas existentes, não nos parece plausível realizar a assinatura dos contratos sem a garantia antes do certame, uma vez que esses implicam obrigações financeiras que só podem ser assumidas após o empreendimento se sagrar vencedor no leilão. A assinatura dos contratos de forma prematura apresenta risco também a modicidade tarifária, pois seria necessário precificar os riscos associados à possibilidade de rescisão dos contratos se a expansão não for viabilizada no leilão.

Desse modo, sugerimos que a apresentação do CUST que cubra a potência negociada no leilão ocorra após o certame e apenas pelos agentes que se sagrarem vencedores. Se o requisito permanecer prévio ao leilão, a sugestão é que o CUST apresentado seja o atual da usina, sem considerar eventuais ampliações.

4. Reconhecimento do direito a revisão de garantia física das usinas hidrelétricas

O eventual aumento da garantia física resultante do incremento de capacidade em uma usina é um fator essencial na elaboração da oferta para qualquer agente, pois a expectativa de uma nova receita tende a diminuir a receita fixa necessária para tornar o negócio viável. Além disso, o conhecimento prévio deste valor tende a diminuir o risco do agente. Isso se torna ainda mais relevante em um certame que tem como resultado o pagamento de encargo a ser rateado entre todos os consumidores.

Rememora-se que o Decreto nº 10.707/2021 prevê explicitamente este cenário em seu Art. 6º, sem diferenciações entre tecnologias.

Art. 6º A energia associada ao empreendimento que comercializar potência para reserva de capacidade, nos leilões de reserva de capacidade de que trata o art. 3º, constituirá

lastro para venda de energia, nos termos previstos no art. 2º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

§ 1º A energia associada de que trata o caput será recurso do vendedor e poderá ser livremente negociada nos termos previstos nas regras de comercialização.

A minuta de portaria disponibilizada, porém, prevê o cálculo de garantia física de energia exclusivamente para empreendimentos termelétricos, conforme Art. 7º.

Além disso, ainda que o empreendedor possa solicitar posteriormente uma revisão extraordinária de garantia física, isso implicaria em aumentar a percepção de risco a ser considerada no valor da oferta. Pensando na redução dos custos finais nos parece mais interessante divulgar a nova garantia física antes da realização do leilão, tal como já definido para a fonte termelétrica e realizado em outros certames.

Diante do exposto, sugerimos 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. Ademais, idealmente o valor seria divulgado antes da realização do certame em benefício da redução dos riscos e de seu reflexo nas ofertas.

5. Melhorias abarcadas pelo preço ofertado

A minuta de portaria destaca em seu Art. 12º que, entre os pontos a serem considerados para o estabelecimento da receita fixa, devem estar os custos a serem empreendidos com eventuais investimentos ao longo do contrato para melhoria do desempenho das unidades geradoras.

Diante do exposto, entendemos que possa haver risco de interpretação equivocada do dispositivo. Logo, é interessante esclarecer na redação da minuta que se trata dos investimentos direcionados às novas unidades geradoras fruto da ampliação da usina e não nas estruturas da usina e as demais unidades que não foram objeto deste leilão.

6. Penalidades

6.1. Sobreposição de penalidades e dosimetria

A minuta de portaria disponibilizada apresenta ao longo do texto inúmeras penalidades a que os agentes estarão sujeitos em caso de não atendimento aos compromissos contratuais e setoriais. Dentre essas é possível observar uma sobreposição de penalidades referentes ao não atendimento a necessidade do sistema como descrito, por exemplo, nos Art.12 § 6º IV - não atendimento ao despacho do ONS - e o Art.5 § 3º I - não entrega de potência. A questão se repete em mais penalidades descritas ao longo do documento o que reforça a percepção de sobreposição de penalidades. Dessa forma, sugerimos que seja ajustado o dispositivo para

esclarecer os pontos apresentados deixando a cobrança de penalidades vinculada a não entrega da disponibilidade.

Vale ressaltar ainda que a receita fixa dos empreendimentos é em sua maior parte um reflexo dos custos para a prestação do serviço. Assim, a sugestão de aplicar uma penalidade fixa que poderia chegar a 50% da receita do empreendimento pode inviabilizar a continuidade da prestação do serviço, impedindo inclusive os investimentos em melhorias para evitar recorrência das falhas. Além disso, a penalidade é a mesma independentemente da quantidade não entregue de potência. Logo, sugerimos a realização de proporcionalização do percentual de não atendimento da entrega da capacidade e a alteração da redução para 0,5% por hora.

6.2. Disponibilidade de potência para fins do LRCAP

Do que consta no Art. 4º e 6º da minuta de portaria, para fins de participação no LRCAP de 2024, o compromisso de entrega do produto potência hidrelétrica será a disponibilidade de potência, em MW, a ser calculada considerando a ampliação da potência das unidades geradoras e o fator de disponibilidade de capacidade aplicável a ser definido pela metodologia da EPE.

Nesse contexto, e considerando a característica de despacho centralizado ao qual as usinas hidrelétricas estão submetidas, entende-se que a avaliação da entrega do produto hidrelétrico deve se basear exclusivamente na da disponibilidade da usina que apurada pela Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (TEIP) e pela Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada (TEIFa).

Além do exposto, de acordo com o texto, seriam passíveis de penalização as indisponibilidades forçadas mesmo na hipótese de ocorrência que esteja dentro dos parâmetros de TEIF declarados. Ocorre que em um contrato com duração de 15 anos é natural que ocorram indisponibilidades forçadas logo, a minuta de portaria está prevendo a criação de um contrato que certamente irá penalizar todos os agentes contratados, o que não nos parece razoável, em especial tendo em vista que isso se refletirá em uma receita fixa mais elevada a ser exigida pelos geradores. Ademais, caso não haja expurgo do TEIF para a apuração das penalidades, o incentivo regulatório dado aos agentes é de que declarem valores de TEIF artificialmente baixos, o que não é desejado.

Portanto, para fortalecer o entendimento, bem como evitar interpretações não condizentes com a realidade da operação, sugerimos as alterações na redação da minuta de portaria de modo a esclarecer que a entrega será avaliada de acordo com a disponibilidade da usina apurada pela TEIP e TEIFa, como de praxe no setor.

Minuta de Portaria	Proposta ENGIE
<p>Art. 4º (...)</p> <p>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.</p>	<p>Art. 4º (...)</p> <p>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.</p>
<p>Art. 5º (...)</p> <p>§ 1º A apuração do desempenho operativo será realizada em base mensal, observando-se a efetiva disponibilidade e, para empreendimentos termelétricos, os requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o inciso V do art. 9º desta Portaria Normativa. (...)</p> <p>§ 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela Aneel:</p> <p>I - a não entrega da potência requerida por empreendimento termelétrico implicará a redução de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de potência não entregue, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração; e</p> <p>II - a indisponibilidade de unidade geradora hidrelétrica implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o</p>	<p>Art. 5º (...)</p> <p>§ 1º A apuração do desempenho operativo e contratual será realizada em base mensal, observando-se a efetiva disponibilidade apurada através da taxa equivalente de indisponibilidade programada – TEIP e da taxa equivalente de indisponibilidade forçada apurada – TEIFa e, para empreendimentos termelétricos, os requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o inciso V do art. 9º desta Portaria Normativa. (...)</p> <p>§ 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela Aneel:</p> <p>I - a não entrega da potência requerida por empreendimento termelétrico implicará a redução de 0,5% por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora, proporcional à potência não entregue, ficando a redução total limitada a vinte e cinco por cento para</p>

<p>caput para cada hora de indisponibilidade, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração.</p>	<p>cada mês de apuração, sendo esta a penalidade indicada para atendimento ao disposto do Art. 12º § 6º IV da presente Portaria; e</p> <p>II – a indisponibilidade apurada de unidade geradora hidrelétrica que supere as taxas declaradas pelo agente implicará a redução mínima de 0,5% por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de indisponibilidade, proporcional à potência indisponível, ficando a redução total limitada a vinte e cinco por cento para cada mês de apuração, sendo esta a penalidade indicada para atendimento ao disposto do Art. 12º § 6º IV da presente Portaria.</p>
<p>Art. 6º Para fins de participação no LRCAP de 2024, a disponibilidade de potência referente a empreendimentos de ampliação de capacidade instalada de usinas hidrelétricas será calculada conforme metodologia definida pela EPE.</p>	<p>(adicionar)</p> <p>Parágrafo Único. A ampliação da capacidade instalada dos empreendimentos participantes ensejará a Revisão Extraordinária do montante de garantia física, nos termos da Portaria nº 406, de 16 de outubro de 2017.</p>
<p>Art. 8º Os empreendedores que pretenderem propor a inclusão de projetos de empreendimentos de geração no LRCAP de 2024 deverão requerer o Cadastramento e a Habilitação Técnica dos respectivos projetos à Empresa de Pesquisa Energética - EPE, encaminhando a Ficha de Dados constante do Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos de Geração de Energia - AEGE e demais documentos, conforme instruções disponíveis na internet, no sítio eletrônico - www.epe.gov.br, bem como a documentação referida na Portaria nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016. (...)</p> <p>§ 5º Os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST ou os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD deverão ser</p>	<p>Art. 8º Os empreendedores que pretenderem propor a inclusão de projetos de empreendimentos de geração no LRCAP de 2024 deverão requerer o Cadastramento e a Habilitação Técnica dos respectivos projetos à Empresa de Pesquisa Energética - EPE, encaminhando a Ficha de Dados constante do Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos de Geração de Energia - AEGE e demais documentos, conforme instruções disponíveis na internet, no sítio eletrônico - www.epe.gov.br, bem como a documentação referida na Portaria nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016.</p> <p>§ 5º Os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST ou os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD deverão ser</p>

<p>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.</p>	<p>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.</p> <p>§5º Para habilitação no LRCAP de 2024, não se aplica o disposto nos incisos V, VII, VIII e IX do § 3º, e inciso IV do § 4º do Art. 4º da Portaria nº 102, de 22 de março de 2016.</p> <p>§6º Excepcionalmente, para fins de participação no LRCAP de 2024, os documentos relacionados nos incisos V, VII, VIII e IX do § 3º, e inciso IV, alínea “a”, do § 4º, do Art. 4º da Portaria MME nº 102, de 22 de março de 2016 serão entregues em data posterior a realização do certame pelos empreendimentos que se sagrarem vencedores. Para habilitação no LRCAP poderá ser entregue os protocolos de solicitação ou outro documento emitido pelos órgãos competentes.</p>
<p>Art. 9º (...) VI - parcela existente ou ampliações de usinas hidrelétricas que foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013; (...) XI - que não atendam às condições para Cadastramento e Habilitação Técnica estabelecidas pela Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, observadas as demais condicionantes e exceções dispostas nesta Portaria normativa.</p>	<p>Art. 9º (...) VI — parcela existente ou ampliações de usinas hidrelétricas que foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013; (...) XI — que não atendam às condições para Cadastramento e Habilitação Técnica estabelecidas pela Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, observadas as demais condicionantes e exceções dispostas nesta Portaria normativa.</p>

<p>Art. 12° (...)</p> <p>§ 3º No LRCAP de 2024, serão negociados CRCAPs que deverão atender às seguintes diretrizes:</p> <p>h) os custos decorrentes da obrigação de manutenção da disponibilidade da potência contratada ao longo de todo o contrato, incluindo eventuais investimentos;</p>	<p>Art. 12° (...)</p> <p>§ 3º No LRCAP de 2024, serão negociados CRCAPs que deverão atender às seguintes diretrizes:</p> <p>h) os custos decorrentes da obrigação de manutenção da disponibilidade da potência contratada ao longo de todo o contrato, limitado a eventuais investimentos relacionado às unidades geradoras que comercializaram no presente leilão;</p>
<p>Art. 12° (...)</p> <p>§ 4º Os CRCAPs deverão prever que:</p> <p>I - o vendedor não estará isento da obrigação de disponibilidade de potência, mesmo que dentro do limite da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF).</p>	<p>I - o vendedor não estará isento da obrigação de disponibilidade de potência, mesmo que dentro do limite da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF).</p>
<p>Art. 12° (...)</p> <p>§ 6º Os CRCAPs deverão prever as seguintes penalidades, sem prejuízo de outras a serem definidas pela Aneel:</p> <p>I - pelo não atendimento aos requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o inciso V do art. 9º;</p> <p>II - pela declaração de indisponibilidade acima dos Índices de Referência informados no ato do Cadastramento;</p> <p>III - pelo não atendimento aos compromissos de entrega de disponibilidade de potência negociados no LRCAP de 2024</p>	<p>Art. 12° (...)</p> <p>§ 6º Os CRCAPs deverão prever as seguintes penalidades, sem prejuízo de outras a serem definidas pela Aneel:</p> <p>I - pelo não atendimento aos requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o inciso V do art. 9º; II - pela declaração de indisponibilidade acima dos Índices de Referência informados no ato do Cadastramento;</p>

	<p>III - pelo não atendimento ao despacho centralizado nas condições definidas pelo ONS ou pelo não atendimento aos compromissos de entrega de disponibilidade de potência negociados no LRCAP de 2024</p>
<p>Art. 12° Art. 12° Caberá à Aneel elaborar o Edital, seus Anexos e os respectivos CRCAPs, bem como adotar as medidas necessárias para a promoção do LRCAP de 2024.</p>	<p>(adicionar)</p> <p>§ 9º O Edital e os CRCAPs do Produto Potência Hidrelétrica deverão prever cláusula em que, na hipótese do término da outorga vigente do empreendimento preceder o término do CRCAP, consideradas eventuais extensões ou prorrogações do prazo da outorga, o vendedor receberá, ao final da outorga, em parcela única, o valor presente do fluxo de caixa futuro proveniente do CRCAP, considerando:</p> <ul style="list-style-type: none">a) a receita fixa negociada pelo vendedor;b) os custos elencados nas alíneas “b” a “f” do Art. 12, § 3º, inciso II, associados exclusivamente à expansão de capacidade negociada no certame;c) o período entre o término da outorga e o término do CRCAP;d) a taxa regulatória de remuneração do capital, condizente com o nível de risco do negócio, a ser calculada pela Aneel e definida no Edital e no CRCAP. <p>§ 10. O Edital e os CRCAPs do Produto Potência Hidrelétrica deverão prever que, na hipótese do término da outorga vigente do empreendimento preceder o término do CRCAP, consideradas eventuais extensões ou prorrogações do prazo da outorga, o novo titular da outorga assumirá todos os direitos e deveres do CRCAP.</p>



<p>Art. 20. Aplica-se a Portaria nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016, no que couber, ao LRCAP de 2024.</p>	<p>Art. 20. Aplica-se a Portaria nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016, no que couber, ao LRCAP de 2024.</p> <p>Parágrafo Único. Não se aplica o disposto no §13 do art. 4º da Portaria citada no caput deste artigo para as ampliações de empreendimentos hidrelétricos existentes.</p>