



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 160/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES  
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: MINUTA DE PORTARIA GMMME 2024 LEILÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE DE POTÊNCIA ELÉTRICA LRCAP 2024

EMENTA: 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".

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
<p>08/03/2024, 06:22 PORTARIA Nº 774/GM/MME, DE 7 DE MARÇO DE 2024 - DOU - Imprensa Nacional <a href="https://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-n-774/gm/mme-de-7-de-marco-de-2024-547026417-1/8">https://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-n-774/gm/mme-de-7-de-marco-de-2024-547026417-1/8</a> DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO Publicado em: 08/03/2024   Edição: 47   Seção: 1   Página: 48 Órgão: Ministério de Minas e Energia/Gabinete do Ministro PORTARIA Nº 774/GM/MME, DE 7 DE MARÇO DE 2024</p> <p>O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto no art. 31, § 1º, da Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999, nos arts. 12, 19 e 20, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, no art. 18 do Decreto nº 9.830, de 10 de junho de 2019, no art. 4º, parágrafo único, do Decreto nº 10.139, de 28 de novembro de 2019, e o que consta no Processo nº 48360.000061/2022-28, resolve:</p> <p>Art. 1º Divulgar, para Consulta Pública, a minuta de Portaria Normativa 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".</p> <p>Parágrafo único. Os documentos e as informações pertinentes podem ser obtidos na página do Ministério de Minas e Energia na internet, no endereço eletrônico <a href="http://www.gov.br/mme">www.gov.br/mme</a>, Portal de Consultas Públicas.</p> <p>Art. 2º As contribuições dos interessados para o aprimoramento da proposta de que trata o art. 1º, serão recebidas pelo Ministério de Minas e Energia, por meio do citado Portal, até 28 de março de 2024.</p> <p>Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.</p> <p>ALEXANDRE SILVEIRA</p>		
<p><b>ANEXO</b></p> <p><b>MINUTA DE PORTARIA NORMATIVA Nº /GM/MME, DE DE 2024</b></p> <p>O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto no art. 2º-A, inciso II, e no art. 3º-A, da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021, no art. 4º, parágrafo único, do Decreto nº 10.139, de 28 de novembro de 2019, e o que consta do Processo nº 48360.000061/2022-28, resolve:</p> <p>Art. 1º Estabelecer, nos termos desta Portaria Normativa, as 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".</p> <p>Parágrafo único. O Leilão tem o objetivo de 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.</p>		
<p><b>CAPÍTULO I</b></p> <p><b>DO LEILÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE NA FORMA DE POTÊNCIA DE 2024 - LRCAP DE 2024</b></p> <p>Art. 2º O montante total de Reserva de Capacidade a ser contratada será definido pelo Ministério de Minas e Energia, com base em estudos da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, respeitados os critérios gerais de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.</p> <p>Art. 3º A Agência Nacional de Energia Elétrica - Anel 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.</p> <p>Parágrafo único. O Leilão previsto no caput deverá ser realizado em 30 de agosto de 2024.</p>		
<p>Art. 4º No LRCAP de 2024, serão negociados os seguintes produtos:</p> <p>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;</p> <p>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; e</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>Parágrafo único. Os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 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.</p>	<p>Existentes que já estejam contratados não podem participar. UHE's da Eletrobras já depreciadas não podem participar.</p> <p>Nem todos os geradores e consumidores do SIN geram a necessidade de Potência.</p>	<p>Essas UHE's já fazem parte do patrimônio da nação e seria difícil justificar que apesar de pagas e depreciadas seriam utilizadas para cobrança custo adicional ao consumidor brasileiro e foi responsável pelo seu pagamento.</p> <p>Comentário.</p>
<p>Art. 5º 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.</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. 5º desta Portaria Normativa.</p> <p>§ 2º 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.</p> <p>§ 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela Anel:</p> <p>I - a não entrega da potência requerida por empreendimento termelétrico implicará a redução mínima 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 caput para cada hora de indisponibilidade, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração.</p> <p>§ 4º As indisponibilidades programadas do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente definidos pelo ONS, conforme regulação da Anel, e, apenas neste caso, não estarão sujeitas a redução de receita de que trata o § 3º.</p>	<p>Os montantes de Reserva de Capacidade de POTÊNCIA a serem calculados devem ser associados às fontes que deram causa a essa necessidade.</p> <p>Leilão será em 30/08/2024.</p>	<p>Nem todos as fontes necessitam de contratação de POTÊNCIA. As fontes intermitentes SOLAR, EÓLICA e algumas Pequenas Centrais Hidroelétricas é que necessitam dessa contratação.</p> <p>Comentário.</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>Art. 7º Para fins de participação no LRCAP de 2024, a garantia física de energia dos empreendimentos de geração termelétrica será calculada, conforme a metodologia definida na Portaria nº 101/GM/MME, de 22 de março de 2016.</p> <p>Parágrafo único. A garantia física de energia dos empreendimentos termelétricos que se sagrarem vencedores no LRCAP de 2024 terá vigência limitada ao término dos Contratos de Potência de Reserva de Capacidade - CRCAPs e será revisada periodicamente, conforme metodologia a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia.</p>	<p>Sugerimos a contratação de um único produto, independentemente da fonte.</p> <p>Sugerimos a contratação de um único produto, independentemente da fonte.</p> <p>Sugerimos a contratação de um único produto, independentemente da fonte.</p>	<p>A fonte, seja térmica ou hidráulica é indiferente para o resultado final, o que mais importa é que a competição seja ampla e envolva todas as alternativas possíveis.</p> <p>A fonte, seja térmica ou hidráulica é indiferente para o resultado final, o que mais importa é que a competição seja ampla e envolva todas as alternativas possíveis.</p> <p>A fonte, seja térmica ou hidráulica é indiferente para o resultado final, o que mais importa é que a competição seja ampla e envolva todas as alternativas possíveis.</p>
<p><b>CAPÍTULO II</b></p> <p><b>DO CADASTRAMENTO E DA HABILITAÇÃO TÉCNICA</b></p> <p>Art. 8º Os empreendedores que pretenderem propor a inclusão de projetos de empreendimentos de geração no LRCAP de 2024 deverão requerer o Cadastro 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 site eletrônico - <a href="http://www.epe.gov.br">www.epe.gov.br</a>, bem como a documentação referida na Portaria nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016.</p> <p>§ 1º O prazo para Cadastro e entrega de documentos será até às doze horas de dia de 2024.</p> <p>§ 2º Excepcionalmente para empreendimentos termelétricos a gás natural, para o LRCAP de 2024, não se aplica o prazo previsto no inciso IV do § 8º do art. 4º da Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, devendo os dados necessários para análise da viabilidade do fornecimento de gás natural ao empreendimento, conforme disposto no § 11 do art. 4º da Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, serem protocolados na Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP até o dia de 2024.</p> <p>§ 3º Os parâmetros e preços que formam a parcela do Custo Variável Unitário - CVU, sob responsabilidade dos empreendedores, deverão ser informados até às doze horas de dia de 2024, por meio do AEGE.</p> <p>§ 4º Para fins de programação da operação e contabilização no mercado de curto prazo, o CVU declarado nos termos do § 3º obedecerá aos critérios de reajuste previstos no art. 3º da Portaria nº 42/GM/MME, de 1º de março de 2007.</p> <p>§ 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.</p>	<p>Leilão será em 30/08/2024.</p> <p>Comentário.</p>	
<p>Art. 9º Não serão Habilitados Tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos de geração:</p> <p>I - empreendimentos termelétricos com CVU igual a zero;</p>	<p>Importante restrição já que no passado os consumidores arcavam com contratações de energia que por ocasião do despacho demonstraram que não havia disponibilidade de combustível.</p>	<p>Comentário.</p>



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 160/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES  
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: MINUTA DE PORTARIA GMMME 2024 LEILÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE DE POTÊNCIA ELÉTRICA LRCAP 2024

EMENTA: 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".

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
II - empreendimentos termelétricos, cujo CVU, calculado nos termos do art. 5º da Portaria nº46/GM/MME, de 9 de março de 2007, seja superior a R\$. 00/MWh (Reais por megawatt-hora); III - empreendimentos termelétricos cujo valor da inflexibilidade de geração anual seja superior a zero; IV - empreendimentos termelétricos com despacho antecipado; V - empreendimentos termelétricos que não atendam aos seguintes requisitos de flexibilidade operativa, conforme termos e conceitos definidos nos Procedimentos de Rede: a) tempo mínimo de permanência na condição ligado ("T-on") menor ou igual a oito horas, o qual deve incluir o necessário para as rampas de acionamento e desligamento das unidades geradoras, de que tratam as alíneas "c" e "d"; b) tempo mínimo de permanência na condição desligado ("T-off") menor ou igual a oito horas; c) tempo total de rampa de acionamento ("R-up") menor ou igual a uma hora e trinta minutos; d) tempo total de rampa de desligamento ("R-dn") menor ou igual a uma hora; e e) razão entre a geração mínima e a geração máxima de cada unidade geradora ("Gmin/Gmax") menor ou igual a setenta por cento. VI - parcela existente ou ampliações de usinas hidrelétricas que foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013; VII - parcela de empreendimentos de geração hidrelétrica sem ampliação; VIII - ampliação de empreendimentos de geração hidrelétrica que não agreguem capacidade adicional de potência despachável ao SIN conforme os valores de contribuição mensal de potência definidos pela metodologia da EPE, de que trata o art. 6º; IX - empreendimentos que tenham se sagrado vencedores de Leilões regulados, mesmo ainda não adjudicados, ou que tenham Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs, Contratos de Energia de Reserva - CERs ou CRCAPs, registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, vigentes em período de suprimento coincidente, ainda que parcialmente, com aqueles previstos no § 2º do art. 12; X - cujo Barramento Candidato, de que trata o inciso VI do art. 2º da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016, tenha capacidade remanescente para escoamento de geração inferior à respectiva potência injetada; e 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. Parágrafo único. A vedação de que trata o inciso IX 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 ainda não adjudicados, e que não possua CCEARs, CERs ou CRCAPs registradas na CCEE.	Existentes que já estejam contratados não podem participar. UHE´s da Eletrobrás já depreciadas não podem participar.	Essas UHE´s já fazem parte do patrimônio da nação e seria difícil justificar que apesar de pagas e depreciadas seriam utilizadas para cobrança custo adicional ao consumidor brasileiro e foi responsável pelo seu pagamento.
Art. 10. Para empreendimentos termelétricos, deverá ser comprovada a disponibilidade de combustível para a operação contínua, conforme instruções de Cadastramento e requisitos definidos no art. 13.	Importante restrição já que no passado os consumidores arcam com contratações de energia que por ocasião do despacho demonstraram que não havia disponibilidade de combustível.	Comentário.
Art. 11. Para o cálculo da disponibilidade de potência dos empreendimentos termelétricos candidatos, será considerada a disponibilidade máxima da Usina, utilizados os parâmetros do projeto a ser habilitado tecnicamente pela EPE.		
<b>CAPÍTULO III</b> <b>DO EDITAL E DOS CONTRATOS</b> 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. § 1º No LRCAP de 2024, serão negociados CRCAPs com prazo de suprimento de: I - sete anos para o Produto Potência Termelétrica 2027, de que trata o inciso I do art. 4º; II - quinze anos para o Produto Potência Termelétrica 2028, de que trata o inciso II do art. 4º; e III - quinze anos para o Produto Potência Hidrelétrica 2028, de que trata o inciso III do art. 4º. § 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP de 2024 ocorrerá: I - em 1º de julho de 2027, para o Produto Potência Termelétrica 2027, de que trata o inciso I do art. 4º; II - em 1º de janeiro de 2028, para o Produto Potência Termelétrica 2028, de que trata o inciso II do art. 4º; e III - em 1º de janeiro de 2028, para o Produto Potência Hidrelétrica 2028, de que trata o inciso III do art. 4º. § 3º No LRCAP de 2024, serão negociados CRCAPs que deverão atender às seguintes Diretrizes: 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 e Distribuição; c) o custo de Uso do Sistema de Transmissão ou 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 encargos diretos e indiretos; g) os custos decorrentes da obrigação de disponibilidade 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 mês anterior à data de publicação desta Portaria Normativa, e será calculada levando em conta o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA verificado entre o mês anterior à data de publicação desta Portaria Normativa e o mês de realização do Leilão; e IV - os contratos deverão conter, sem prejuízo de outras penalidades aplicáveis, cláusulas de abatimento ou ressarcimento da Receita Fixa por indisponibilidade ou não entrega da potência requerida, de acordo com as Diretrizes estabelecidas nesta Portaria Normativa. § 4º Os CRCAPs deverão prever que: I - o vendedor não estará isento da obrigação de disponibilidade de potência, mesmo que dentro do limite da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF); II - as Indisponibilidades Programadas (IP) do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente definidos pelo ONS, conforme regulação da Aneel; III - o vendedor não estará sujeito às penalidades quando, para atendimento da operação em tempo real, seus empreendimentos termelétricos estiverem cumprindo os tempos estabelecidos nos requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o inciso V do art. 9º; e IV - o montante de energia associada ao empreendimento de geração será recurso do agente gerador e poderá ser livremente negociado nos termos das regras de comercialização. § 5º Os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 não farão jus à remuneração proveniente do Encargo por Restrições Operativas por Unit Commitment, sendo a geração associada ao Unit Commitment valorada pelo Preço da Liquidação das Diferenças. § 6º Os CRCAPs deverão prever as seguintes penalidades, sem prejuízo de outras a serem definidas pela Aneel: 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; III - pelo não atendimento aos compromissos de entrega de disponibilidade de potência negociados no LRCAP de 2024; e IV - pelo não atendimento ao despacho centralizado nas condições definidas pelo ONS. § 7º Os CRCAPs deverão prever a possibilidade de solicitação de antecipação da entrada em operação comercial, com consequente antecipação do início de suprimento do CRCAP junto à Aneel, condicionada à concordância do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE para a nova data de início de suprimento, desde que sejam atendidas as seguintes condições: I - a existência de benefícios técnicos e/ou financeiros para o SIN da antecipação solicitada; e II - o atendimento aos requisitos sistêmicos para a entrada em operação comercial, inclusive a disponibilidade de conexão na nova data de suprimento. § 8º A Receita Fixa dos CRCAPs será reajustada, anualmente, pela variação correspondente do Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA. Art. 13. Para empreendimentos termelétricos a gás natural, deverá ser comprovada a disponibilidade de combustível para a operação contínua prevista no § 11 do art. 4º da Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, excluído o equivalente à Indisponibilidade Programada do empreendimento, observando-se os seguintes requisitos: I - período mínimo inicial de sete anos; e II - período adicional de cinco anos ou equivalente à duração remanescente do CRCAP. § 1º A renovação do período adicional ou remanescente de que trata o inciso II deverá ser realizada junto à Aneel, com antecedência mínima de cinco anos do término do último período de disponibilidade de combustível já comprovado.	Sugerimos a contratação de um único produto, independentemente da fonte. Sugerimos a contratação de um único produto, independentemente da fonte. Sugerimos a contratação de um único produto, independentemente da fonte. Sugerimos a contratação de um único produto, independentemente da fonte.	A fonte, seja térmica ou hidráulica é indiferente para o resultado final, o que mais importa é que a competição seja ampla e envolva todas as alternativas possíveis. A fonte, seja térmica ou hidráulica é indiferente para o resultado final, o que mais importa é que a competição seja ampla e envolva todas as alternativas possíveis. A fonte, seja térmica ou hidráulica é indiferente para o resultado final, o que mais importa é que a competição seja ampla e envolva todas as alternativas possíveis. A fonte, seja térmica ou hidráulica é indiferente para o resultado final, o que mais importa é que a competição seja ampla e envolva todas as alternativas possíveis.
	Evitar casos da Petrobras que no passado não tinha combustível disponível e mesmo assim o consumidor pago pela disponibilidade inexistente.	Comentário.



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 160/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: MINUTA DE PORTARIA GMMME 2024 LEILÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE DE POTÊNCIA ELÉTRICA LRCAP 2024

EMENTA: 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".

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

Table with 3 columns: TEXTO/MME, TEXTO/INSTITUIÇÃO, and JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO. It contains detailed regulatory text, comments, and a financial table for EDP-ES Reajuste 2023.

Table titled 'Empresa EDP-ES Reajuste 2023' showing energy base, generation sources (Cota Angra, Itaipu, PROINFA, CCEAR), and total generation with associated costs and percentages.

**CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 160/2024****NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES  
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME****ATO REGULATÓRIO: MINUTA DE PORTARIA GM/MME 2024 LEILÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE DE POTÊNCIA ELÉTRICA LRCAP 2024****EMENTA:** 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".**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS****IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

<b>TEXTO/MME</b>	<b>TEXTO/INSTITUIÇÃO</b>	<b>JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO</b>
Parágrafo único. É vedada a alteração de características técnicas que comprometa o montante de disponibilidade de potência comercializado no Leilão.		
<b>CAPÍTULO IV</b>		
<b>DAS DISPOSIÇÕES FINAIS</b>		
Art. 18. A Sistemática a ser aplicada na realização do LRCAP de 2024 será disposta em Portaria Normativa específica a ser publicada pelo Ministério de Minas e Energia.		
Art. 19. Para fins de aplicação da metodologia de cálculo da garantia física de energia, adotar-se-á como referência o Programa Mensal da Operação - PMO do mês imediatamente anterior ao término do Cadastroamento.		
Art. 20. Aplica-se a Portaria nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016, no que couber, ao LRCAP de 2024.		
Art. 21. Esta Portaria Normativa entra em vigor e produz efeitos na data de sua publicação.		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 160/2024																																																																																							
 <b>NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES</b> <b>MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME</b> <b>ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 37/2024/DPOG/SNTEP de 07/03/2024</b> <b>EMENTA: 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".</b>																																																																																							
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																																																																							
<b>IMPORTANTE:</b> Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.																																																																																							
TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO																																																																																					
07/03/2024, 16:23 SEI/MME - 0868826 - Nota Técnica <b>MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA</b> <b>NOTA TÉCNICA Nº 37/2024/DPOG/SNTEP</b> 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 <b>1. ASSUNTO</b> 1.1. Apresenta a minuta de portaria de diretrizes para a realização do <b>Leilão de Reserva de Capacidade</b> na forma de <b>Potência de 2024 - LRCAP de 2024</b> , 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). <b>2. SUMÁRIO EXECUTIVO</b> 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 <b>contratação de reserva de capacidade</b> , sob a forma de <b>potência</b> . 2.2. O Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021, <b>regulamentou a contratação</b> de reserva de capacidade, na forma de <b>potência</b> , de que tratam os arts. 3º e art. 3º-A da Lei nº 10.438, 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 <b>necessidade de potência requerida pelo SIN</b> 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 <b>garantia de suprimento</b> estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e mais recentemente foi sinalizado nos estudos do <b>PDE 2032</b> . 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 <b>obrigações a serem exigidas</b> dos recursos contratados para fins de atendimento aos requisitos de <b>potência do SIN</b> . 2.5. Buscou-se tornar os recursos contratados mais aderentes e <b>compatíveis com os requisitos</b> de capacidade sistêmicos e operativos do SIN, e dessa forma, possibilitar a <b>participação de variadas fontes e tecnologias</b> . 2.6. Os estudos resultaram na <b>Nota Técnica nº EPE/DEE/050/2023-R0</b> (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 <b>diretrizes propostas para o LRCAP 2024</b> . 2.7. Em 9 de fevereiro de 2024, ocorreu a reunião da <b>Comissão Especial dos Leilões de Energia Elétrica – CELEE</b> , instruída 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 <b>EPE, do ONS, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)</b> . 2.8. A minuta de portaria de diretrizes aqui apresentada resulta de discussões e de <b>contribuições da EPE, do ONS, da ANEEL e da CCEE</b> . 2.9. Para apresentação aos agentes e interessados da sociedade civil, propõe-se a abertura de <b>consulta pública</b> , a qual busca o recebimento de contribuições ao texto da minuta de portaria do LRCAP de 2024. <b>3. ANÁLISE</b> 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 <b>O Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2021</b> 3.3. O Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência surgiu como alternativa para endereçar a necessidade de <b>contratação de potência</b> 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 <b>necessidade de contratação específica para esse fim para 2026</b> . 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 <b>Portaria MME nº 59, de 20 de fevereiro de 2020</b> . 3.5. A contratação de reserva de capacidade para atendimento às necessidades de potência se tornou possível a partir da edição da <b>Lei nº 14.120, de 2021</b> , que alterou os arts. 3º e 3º-A da Lei nº 10.438, 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 <b>rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN que se beneficiam da disponibilidade</b> dos recursos:	Retificar o texto corrigido o nº da lei.	A alteração é dos artigos 3º e 3º-A da Lei 10.438 de 15/03/2004 e não da Lei 10.438.																																																																																					
		O consumidor cativo da área de concessão da EDP-ES tem contratos de longo prazo associados à suas tarifas e que definitivamente estão concentrados em fontes energéticas que já tem Potência disponível por se tratar de fontes térmicas ou hidráulicas em sua grande maioria, conforme ser pode concluir do quadro abaixo, cujos dados foram retirados da planilha SPARTA da Aneel objeto da Revisão Tarifária de 2023: <table border="1"> <thead> <tr> <th>Empresa EDP-ES Reajuste 2023</th> <th>MWh</th> <th>%</th> <th>R\$/MWh</th> <th>R\$</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><b>Energia Base</b></td> <td><b>2.668.111</b></td> <td><b>35,6%</b></td> <td><b>201,64</b></td> <td><b>542.030.750</b></td> </tr> <tr> <td>Cota Angra I/Angra II</td> <td>231.264</td> <td>3,1%</td> <td>347,50</td> <td>80.364.184</td> </tr> <tr> <td>Cotas Lei n° 12783/2013</td> <td>1.132.320</td> <td>15,0%</td> <td>169,69</td> <td>192.146.984</td> </tr> <tr> <td>Itaipu (tirando as perdas)</td> <td>1.185.888</td> <td>15,7%</td> <td>227,27</td> <td>269.519.082</td> </tr> <tr> <td>PROINFA</td> <td>138.639</td> <td>1,8%</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td><b>Bilateral</b></td> <td><b>266.580</b></td> <td><b>3,6%</b></td> <td><b>361,03</b></td> <td><b>101.194.563</b></td> </tr> <tr> <td><b>CCEAR</b></td> <td><b>4.604.469</b></td> <td><b>60,9%</b></td> <td><b>256,41</b></td> <td><b>1.226.656.163</b></td> </tr> <tr> <td><b>Eólica</b></td> <td><b>485.632</b></td> <td><b>6,4%</b></td> <td><b>167,90</b></td> <td><b>81.538.821</b></td> </tr> <tr> <td>Hidrelétrica</td> <td>2.070.905</td> <td>27,4%</td> <td>227,85</td> <td>471.960.341</td> </tr> <tr> <td>Térmica</td> <td>1.703.757</td> <td>22,5%</td> <td>309,10</td> <td>577.738.405</td> </tr> <tr> <td>Biomassa com CVU</td> <td>70.662</td> <td>0,9%</td> <td>320,09</td> <td>22.627.750</td> </tr> <tr> <td>Biomassa sem CVU</td> <td>60.849</td> <td>0,8%</td> <td>360,39</td> <td>23.146.363</td> </tr> <tr> <td><b>Pot Centrais Hidrelétricas</b></td> <td><b>60.111</b></td> <td><b>1,1%</b></td> <td><b>294,10</b></td> <td><b>23.361.066</b></td> </tr> <tr> <td><b>Solar</b></td> <td><b>132.523</b></td> <td><b>1,8%</b></td> <td><b>197,58</b></td> <td><b>26.183.366</b></td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td><b>7.558.160</b></td> <td><b>100%</b></td> <td><b>247,40</b></td> <td><b>1.869.881.466</b></td> </tr> <tr> <td><b>Sobrecontratação</b></td> <td><b>1.114.175</b></td> <td><b>14,7%</b></td> <td><b>171,67</b></td> <td><b>191.270.527</b></td> </tr> </tbody> </table>	Empresa EDP-ES Reajuste 2023	MWh	%	R\$/MWh	R\$	<b>Energia Base</b>	<b>2.668.111</b>	<b>35,6%</b>	<b>201,64</b>	<b>542.030.750</b>	Cota Angra I/Angra II	231.264	3,1%	347,50	80.364.184	Cotas Lei n° 12783/2013	1.132.320	15,0%	169,69	192.146.984	Itaipu (tirando as perdas)	1.185.888	15,7%	227,27	269.519.082	PROINFA	138.639	1,8%			<b>Bilateral</b>	<b>266.580</b>	<b>3,6%</b>	<b>361,03</b>	<b>101.194.563</b>	<b>CCEAR</b>	<b>4.604.469</b>	<b>60,9%</b>	<b>256,41</b>	<b>1.226.656.163</b>	<b>Eólica</b>	<b>485.632</b>	<b>6,4%</b>	<b>167,90</b>	<b>81.538.821</b>	Hidrelétrica	2.070.905	27,4%	227,85	471.960.341	Térmica	1.703.757	22,5%	309,10	577.738.405	Biomassa com CVU	70.662	0,9%	320,09	22.627.750	Biomassa sem CVU	60.849	0,8%	360,39	23.146.363	<b>Pot Centrais Hidrelétricas</b>	<b>60.111</b>	<b>1,1%</b>	<b>294,10</b>	<b>23.361.066</b>	<b>Solar</b>	<b>132.523</b>	<b>1,8%</b>	<b>197,58</b>	<b>26.183.366</b>	<b>Total</b>	<b>7.558.160</b>	<b>100%</b>	<b>247,40</b>	<b>1.869.881.466</b>	<b>Sobrecontratação</b>	<b>1.114.175</b>	<b>14,7%</b>	<b>171,67</b>	<b>191.270.527</b>
Empresa EDP-ES Reajuste 2023	MWh	%	R\$/MWh	R\$																																																																																			
<b>Energia Base</b>	<b>2.668.111</b>	<b>35,6%</b>	<b>201,64</b>	<b>542.030.750</b>																																																																																			
Cota Angra I/Angra II	231.264	3,1%	347,50	80.364.184																																																																																			
Cotas Lei n° 12783/2013	1.132.320	15,0%	169,69	192.146.984																																																																																			
Itaipu (tirando as perdas)	1.185.888	15,7%	227,27	269.519.082																																																																																			
PROINFA	138.639	1,8%																																																																																					
<b>Bilateral</b>	<b>266.580</b>	<b>3,6%</b>	<b>361,03</b>	<b>101.194.563</b>																																																																																			
<b>CCEAR</b>	<b>4.604.469</b>	<b>60,9%</b>	<b>256,41</b>	<b>1.226.656.163</b>																																																																																			
<b>Eólica</b>	<b>485.632</b>	<b>6,4%</b>	<b>167,90</b>	<b>81.538.821</b>																																																																																			
Hidrelétrica	2.070.905	27,4%	227,85	471.960.341																																																																																			
Térmica	1.703.757	22,5%	309,10	577.738.405																																																																																			
Biomassa com CVU	70.662	0,9%	320,09	22.627.750																																																																																			
Biomassa sem CVU	60.849	0,8%	360,39	23.146.363																																																																																			
<b>Pot Centrais Hidrelétricas</b>	<b>60.111</b>	<b>1,1%</b>	<b>294,10</b>	<b>23.361.066</b>																																																																																			
<b>Solar</b>	<b>132.523</b>	<b>1,8%</b>	<b>197,58</b>	<b>26.183.366</b>																																																																																			
<b>Total</b>	<b>7.558.160</b>	<b>100%</b>	<b>247,40</b>	<b>1.869.881.466</b>																																																																																			
<b>Sobrecontratação</b>	<b>1.114.175</b>	<b>14,7%</b>	<b>171,67</b>	<b>191.270.527</b>																																																																																			
Art. 3º O Poder Concedente homologará a quantidade de energia elétrica ou de reserva de capacidade a ser contratada para o atendimento de <b>todas as necessidades do mercado nacional e a relação dos empreendimentos, novos e existentes</b> , que integrarão o processo licitatório, a título de referência. (Redação dada pela Lei nº 14.120, de 2021)	Os empreendimentos que estão exigindo a necessidade de contratação de Potência é devem ser imputados com o pagamento.	O consumidor cativo da área de concessão da EDP-ES tem contratos de longo prazo associados à suas tarifas e que definitivamente estão concentrados em fontes energéticas que já tem Potência disponível por se tratar de fontes térmicas ou hidráulicas em sua grande maioria, conforme ser pode concluir do quadro acima, cujos dados foram retirados da planilha SPARTA da Aneel objeto da Revisão Tarifária de 2023:																																																																																					
Art. 3º-A. Os <b>custos decorrentes</b> 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, <b>serão rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN</b> , 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)	Não pode o MME fazer um leilão de Potência que será rateado entre consumidores cativos que definitivamente não estão dando causa a essa necessidade. Urge que o MME providencie as alterações legais antes de proceder à contratação deste leilão.	O consumidor cativo da área de concessão da EDP-ES tem contratos de longo prazo associados à suas tarifas e que definitivamente estão concentrados em fontes energéticas que já tem Potência disponível por se tratar de fontes térmicas ou hidráulicas em sua grande maioria, conforme ser pode concluir do quadro acima, cujos dados foram retirados da planilha SPARTA da Aneel objeto da Revisão Tarifária de 2023:																																																																																					



**CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 160/2024**  
**NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES**  
**MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME**

**ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 37/2024/DPOG/SNTEP de 07/03/2024**

**EMENTA: 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".**

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO																																																																																					
<p>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 <b>aquisição de potência passa a ser custeada por todos os consumidores, sem distinção entre ambientes de contratação livre e regulado</b>, 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.</p>																																																																																							
<p>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. <b>Essa abordagem promove uma distribuição dos custos associados entre todos os consumidores</b>, 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.</p>	<p>A questão da necessidade de contratação de Potência é para atender o crescimento de Solar e Eólica para o Mercado Livre por isso a necessidade deve ser atrelada aos geradores que exigem esse requisito de Potência, ou aos consumidores que adquiriram essas energias incentivadas. Além disso os prossumidores de Geração Distribuída também devem ser incluídos na necessidade de pagar pela Potência.</p>	<p>O consumidor cativo da área de concessão da EDP-ES tem contratos de longo prazo associados à suas tarifas e que definitivamente estão concentrados em fontes energéticas que já tem Potência disponível por se tratar de fontes térmicas ou hidráulicas em sua grande maioria, conforme ser pode concluir do quadro abaixo, cujos dados foram retirados da planilha SPARTA da Aneel objeto da Revisão Tarifária de 2023:</p> <table border="1"><thead><tr><th>Empresa EDP-ES Reajuste 2023</th><th>MWh</th><th>%</th><th>R\$/MWh</th><th>RS</th></tr></thead><tbody><tr><td><b>Energia Base</b></td><td><b>2.888.111</b></td><td><b>35,6%</b></td><td><b>201,64</b></td><td><b>542.030.750</b></td></tr><tr><td>Cota Angra I/Angra II</td><td>231.264</td><td>3,1%</td><td>347,50</td><td>80.364.184</td></tr><tr><td>Cotas Lei n° 12783/2013</td><td>1.132.320</td><td>15,0%</td><td>169,69</td><td>192.146.884</td></tr><tr><td>Itaipu (tirando as perdas)</td><td>1.185.888</td><td>15,7%</td><td>227,27</td><td>269.519.682</td></tr><tr><td>PROINFRA</td><td>136.639</td><td>1,9%</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Bilateral</td><td>265.500</td><td>3,5%</td><td>381,03</td><td>101.194.553</td></tr><tr><td><b>CCEAR</b></td><td><b>4.604.469</b></td><td><b>60,9%</b></td><td><b>296,41</b></td><td><b>1.226.656.183</b></td></tr><tr><td>Eólica</td><td>485.632</td><td>6,4%</td><td>167,90</td><td>81.538.821</td></tr><tr><td>Hidroelétrica</td><td>2.070.905</td><td>27,4%</td><td>227,85</td><td>471.860.341</td></tr><tr><td>Térmica</td><td>1.703.757</td><td>22,5%</td><td>339,10</td><td>577.738.405</td></tr><tr><td>Biomassa com CVU</td><td>70.892</td><td>0,9%</td><td>320,09</td><td>22.627.750</td></tr><tr><td>Biomassa sem CVU</td><td>60.949</td><td>0,8%</td><td>380,39</td><td>23.145.393</td></tr><tr><td><b>Pq Centrais Hidrelétricas</b></td><td><b>80.111</b></td><td><b>1,1%</b></td><td><b>294,10</b></td><td><b>23.561.088</b></td></tr><tr><td>Solar</td><td>132.523</td><td>1,8%</td><td>197,58</td><td>26.183.366</td></tr><tr><td><b>Total</b></td><td><b>7.568.160</b></td><td><b>100%</b></td><td><b>247,40</b></td><td><b>1.869.881.466</b></td></tr><tr><td><b>Sobrecontratação</b></td><td><b>1.114.175</b></td><td><b>14,7%</b></td><td><b>171,67</b></td><td><b>191.270.527</b></td></tr></tbody></table>	Empresa EDP-ES Reajuste 2023	MWh	%	R\$/MWh	RS	<b>Energia Base</b>	<b>2.888.111</b>	<b>35,6%</b>	<b>201,64</b>	<b>542.030.750</b>	Cota Angra I/Angra II	231.264	3,1%	347,50	80.364.184	Cotas Lei n° 12783/2013	1.132.320	15,0%	169,69	192.146.884	Itaipu (tirando as perdas)	1.185.888	15,7%	227,27	269.519.682	PROINFRA	136.639	1,9%			Bilateral	265.500	3,5%	381,03	101.194.553	<b>CCEAR</b>	<b>4.604.469</b>	<b>60,9%</b>	<b>296,41</b>	<b>1.226.656.183</b>	Eólica	485.632	6,4%	167,90	81.538.821	Hidroelétrica	2.070.905	27,4%	227,85	471.860.341	Térmica	1.703.757	22,5%	339,10	577.738.405	Biomassa com CVU	70.892	0,9%	320,09	22.627.750	Biomassa sem CVU	60.949	0,8%	380,39	23.145.393	<b>Pq Centrais Hidrelétricas</b>	<b>80.111</b>	<b>1,1%</b>	<b>294,10</b>	<b>23.561.088</b>	Solar	132.523	1,8%	197,58	26.183.366	<b>Total</b>	<b>7.568.160</b>	<b>100%</b>	<b>247,40</b>	<b>1.869.881.466</b>	<b>Sobrecontratação</b>	<b>1.114.175</b>	<b>14,7%</b>	<b>171,67</b>	<b>191.270.527</b>
Empresa EDP-ES Reajuste 2023	MWh	%	R\$/MWh	RS																																																																																			
<b>Energia Base</b>	<b>2.888.111</b>	<b>35,6%</b>	<b>201,64</b>	<b>542.030.750</b>																																																																																			
Cota Angra I/Angra II	231.264	3,1%	347,50	80.364.184																																																																																			
Cotas Lei n° 12783/2013	1.132.320	15,0%	169,69	192.146.884																																																																																			
Itaipu (tirando as perdas)	1.185.888	15,7%	227,27	269.519.682																																																																																			
PROINFRA	136.639	1,9%																																																																																					
Bilateral	265.500	3,5%	381,03	101.194.553																																																																																			
<b>CCEAR</b>	<b>4.604.469</b>	<b>60,9%</b>	<b>296,41</b>	<b>1.226.656.183</b>																																																																																			
Eólica	485.632	6,4%	167,90	81.538.821																																																																																			
Hidroelétrica	2.070.905	27,4%	227,85	471.860.341																																																																																			
Térmica	1.703.757	22,5%	339,10	577.738.405																																																																																			
Biomassa com CVU	70.892	0,9%	320,09	22.627.750																																																																																			
Biomassa sem CVU	60.949	0,8%	380,39	23.145.393																																																																																			
<b>Pq Centrais Hidrelétricas</b>	<b>80.111</b>	<b>1,1%</b>	<b>294,10</b>	<b>23.561.088</b>																																																																																			
Solar	132.523	1,8%	197,58	26.183.366																																																																																			
<b>Total</b>	<b>7.568.160</b>	<b>100%</b>	<b>247,40</b>	<b>1.869.881.466</b>																																																																																			
<b>Sobrecontratação</b>	<b>1.114.175</b>	<b>14,7%</b>	<b>171,67</b>	<b>191.270.527</b>																																																																																			
<p>3.8. Realizado em <b>dezembro de 2021</b>, o <b>primeiro LRCAP</b> 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.</p>	<p>1º LRCAP contratou a R\$ 994.463/MW.ano (Fev/24) sendo Gás Natural (4.392,8 MW) e Bagaço (72,4 MW) com as seguintes usinas Azulão, William Arjona (Delta), Luiz Oscar Rodrigues de Melo (Linhares), Parnaíba IV, Ibitrité (BR), Termorio, Portocém I, Termopernambuco, Trombudo (Beta), Cidade do Livro (Lençóis Paulista - Bagaço), Termomacaré (BR) representando desembolso anual de R\$ 4,4 bilhões pago por todos os consumidores, mesmo que não tenham dado causa. Maioria dos empreendimentos foi construída na virada do milênio (2000) e estão totalmente pagos e depreciados.</p>	<p>Comentário.</p>																																																																																					
<p>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 <b>termelétricos despachados de maneira centralizada</b> seriam os mais adequados devido às suas características de confiabilidade e disponibilidade. <b>Não havia</b> uma preocupação em se realizar um <b>leilão orientado por fontes</b>, mas sim na capacidade de prover recursos que viessem características relacionadas ao despacho e disponíveis a <b>qualquer tempo para o ONS</b>.</p>																																																																																							
<p>3.10. Ademais, o arcabouço regulatório ainda incipiente no que tange a tecnologias como <b>armazenamento e resposta da demanda</b>, bem como <b>incertezas regulatórias</b> para a contratação de <b>hidrelétricas</b>, 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 fossem possível a <b>qualquer tempo e duração</b>.</p>																																																																																							
<p>3.11. Em se tratando dos produtos negociados, o LRCAP de 2021 previa a contratação de dois produtos: (i) <b>Energia</b>; e (ii) <b>Potência</b>. 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.</p>																																																																																							
<p>3.12. A negociação se deu apenas no <b>Produto Potência</b>, não havendo lances para o Produto Energia. Como a motivação para a realização do LRCAP de 2021 era prover segurança e confiabilidade do sistema elétrico, por meio da contratação de potência e não de energia, o leilão foi bem sucedido, uma vez que a demanda de potência atocada <b>para o certame foi atendida</b>.</p>	<p>O preço do combustível deve ser levado em conta. Foi?</p>	<p>Comentário.</p>																																																																																					
<p>3.13. A inclusão do produto energia no referido leilão foi motivada pela possibilidade de <b>complementar as receitas do gerador</b>, 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 <b>capacidade de potência</b> a partir de geração flexível, sem a necessidade de compra de energia associada.</p>	<p>Faz o que com a energia?</p>	<p>Comentário.</p>																																																																																					
<p>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, <b>não se vislumbra a necessidade de contratação de energia no LRCAP de 2024</b>.</p>	<p>Importante que o consumidor seja desonerado por este ganho adicional do fornecedor de Potência.</p>	<p>Comentário.</p>																																																																																					
<p><b>Aprimoramentos para o LRCAP de 2024</b></p>																																																																																							
<p>3.15. O LRCAP de 2021, adotou como requisito a necessidade de entrega de disponibilidade de <b>potência</b> pelos empreendimentos vencedores em todos os momentos do contrato, <b>descontadas</b> a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e a Indisponibilidade Programada (IP).</p>																																																																																							
<p>3.16. Para o <b>LRCAP de 2024</b>, buscou-se reavaliar os requisitos exigidos para os recursos contratados de tal forma que sejam ainda mais aderentes e compatíveis com as <b>necessidades reais de capacidade sistêmica e operativa do SIN</b>.</p>																																																																																							
<p>3.17. Uma primeira mudança a ser destacada diz respeito à <b>remuneração pela energia gerada</b>. Nos momentos de necessidade do sistema, a energia gerada <b>será remunerada pelo maior valor</b> 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 <b>PLD horário</b> nos 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-RO (SEI nº 0789453)</p>	<p>Importante que o consumidor seja desonerado por este ganho adicional do fornecedor de Potência.</p>	<p>Comentário.</p>																																																																																					
<p>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 <b>termelétricas</b> precisam ser acionadas com <b>antecedência mínima</b> 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 <b>momentos de ponta</b>.</p>																																																																																							

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 160/2024																																																																																							
 <b>NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES</b> <b>MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME</b>																																																																																							
<b>ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 37/2024/DPOG/SNTEP de 07/03/2024</b>																																																																																							
<b>EMENTA: 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".</b>																																																																																							
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																																																																							
TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO																																																																																					
<p><b>IMPORTANTE:</b> Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.</p>		<p>O consumidor cativo da área de concessão da EDP-ES tem contratos de longo prazo associados à suas tarifas e que definitivamente estão concentrados em fontes energéticas que já tem Potência disponível por se tratar de fontes térmicas ou hidráulicas em sua grande maioria, conforme ser pode concluir do quadro abaixo, cujos dados foram retirados da planilha SPARTA da Aneel objeto da Revisão Tarifária de 2023:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Empresa EDP-ES Reajuste 2023</th> <th>MWh</th> <th>%</th> <th>R\$/MWh</th> <th>RS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><b>Energia Base</b></td> <td><b>2.888.111</b></td> <td><b>35,6%</b></td> <td><b>201,64</b></td> <td><b>542.030.750</b></td> </tr> <tr> <td>Cota Angra I/Angra II</td> <td>231.264</td> <td>3,1%</td> <td>347,50</td> <td>80.354.184</td> </tr> <tr> <td>Cotas Lei nº 12.789/2013</td> <td>1.132.320</td> <td>15,0%</td> <td>169,69</td> <td>192.146.884</td> </tr> <tr> <td>Itaipu (tirando as perdas)</td> <td>1.185.888</td> <td>15,7%</td> <td>227,27</td> <td>269.519.882</td> </tr> <tr> <td>PROINFRA</td> <td>138.639</td> <td>1,8%</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td><b>Bilateral</b></td> <td><b>295.580</b></td> <td><b>3,5%</b></td> <td><b>361,03</b></td> <td><b>107.194.553</b></td> </tr> <tr> <td><b>CCEAR</b></td> <td><b>4.054.469</b></td> <td><b>60,9%</b></td> <td><b>266,41</b></td> <td><b>1.226.656.163</b></td> </tr> <tr> <td><b>Eólica</b></td> <td><b>485.632</b></td> <td><b>6,4%</b></td> <td><b>227,85</b></td> <td><b>110.538.621</b></td> </tr> <tr> <td>Hidroelétrica</td> <td>2.070.905</td> <td>27,4%</td> <td>227,85</td> <td>471.860.341</td> </tr> <tr> <td>Térmica</td> <td>1.703.757</td> <td>22,5%</td> <td>339,10</td> <td>577.738.405</td> </tr> <tr> <td>Biomassa com CVU</td> <td>70.662</td> <td>0,9%</td> <td>320,09</td> <td>22.627.750</td> </tr> <tr> <td>Biomassa sem CVU</td> <td>60.849</td> <td>0,8%</td> <td>360,39</td> <td>21.946.393</td> </tr> <tr> <td><b>PN Centrais Hidroelétricas</b></td> <td><b>80.111</b></td> <td><b>1,1%</b></td> <td><b>294,10</b></td> <td><b>23.561.080</b></td> </tr> <tr> <td><b>Solar</b></td> <td><b>132.523</b></td> <td><b>1,8%</b></td> <td><b>197,58</b></td> <td><b>26.183.366</b></td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td><b>7.558.160</b></td> <td><b>100%</b></td> <td><b>247,40</b></td> <td><b>1.869.881.466</b></td> </tr> <tr> <td><b>Sobrecontratação</b></td> <td><b>1.114.175</b></td> <td><b>14,7%</b></td> <td><b>171,67</b></td> <td><b>191.270.527</b></td> </tr> </tbody> </table>	Empresa EDP-ES Reajuste 2023	MWh	%	R\$/MWh	RS	<b>Energia Base</b>	<b>2.888.111</b>	<b>35,6%</b>	<b>201,64</b>	<b>542.030.750</b>	Cota Angra I/Angra II	231.264	3,1%	347,50	80.354.184	Cotas Lei nº 12.789/2013	1.132.320	15,0%	169,69	192.146.884	Itaipu (tirando as perdas)	1.185.888	15,7%	227,27	269.519.882	PROINFRA	138.639	1,8%			<b>Bilateral</b>	<b>295.580</b>	<b>3,5%</b>	<b>361,03</b>	<b>107.194.553</b>	<b>CCEAR</b>	<b>4.054.469</b>	<b>60,9%</b>	<b>266,41</b>	<b>1.226.656.163</b>	<b>Eólica</b>	<b>485.632</b>	<b>6,4%</b>	<b>227,85</b>	<b>110.538.621</b>	Hidroelétrica	2.070.905	27,4%	227,85	471.860.341	Térmica	1.703.757	22,5%	339,10	577.738.405	Biomassa com CVU	70.662	0,9%	320,09	22.627.750	Biomassa sem CVU	60.849	0,8%	360,39	21.946.393	<b>PN Centrais Hidroelétricas</b>	<b>80.111</b>	<b>1,1%</b>	<b>294,10</b>	<b>23.561.080</b>	<b>Solar</b>	<b>132.523</b>	<b>1,8%</b>	<b>197,58</b>	<b>26.183.366</b>	<b>Total</b>	<b>7.558.160</b>	<b>100%</b>	<b>247,40</b>	<b>1.869.881.466</b>	<b>Sobrecontratação</b>	<b>1.114.175</b>	<b>14,7%</b>	<b>171,67</b>	<b>191.270.527</b>
Empresa EDP-ES Reajuste 2023	MWh	%	R\$/MWh	RS																																																																																			
<b>Energia Base</b>	<b>2.888.111</b>	<b>35,6%</b>	<b>201,64</b>	<b>542.030.750</b>																																																																																			
Cota Angra I/Angra II	231.264	3,1%	347,50	80.354.184																																																																																			
Cotas Lei nº 12.789/2013	1.132.320	15,0%	169,69	192.146.884																																																																																			
Itaipu (tirando as perdas)	1.185.888	15,7%	227,27	269.519.882																																																																																			
PROINFRA	138.639	1,8%																																																																																					
<b>Bilateral</b>	<b>295.580</b>	<b>3,5%</b>	<b>361,03</b>	<b>107.194.553</b>																																																																																			
<b>CCEAR</b>	<b>4.054.469</b>	<b>60,9%</b>	<b>266,41</b>	<b>1.226.656.163</b>																																																																																			
<b>Eólica</b>	<b>485.632</b>	<b>6,4%</b>	<b>227,85</b>	<b>110.538.621</b>																																																																																			
Hidroelétrica	2.070.905	27,4%	227,85	471.860.341																																																																																			
Térmica	1.703.757	22,5%	339,10	577.738.405																																																																																			
Biomassa com CVU	70.662	0,9%	320,09	22.627.750																																																																																			
Biomassa sem CVU	60.849	0,8%	360,39	21.946.393																																																																																			
<b>PN Centrais Hidroelétricas</b>	<b>80.111</b>	<b>1,1%</b>	<b>294,10</b>	<b>23.561.080</b>																																																																																			
<b>Solar</b>	<b>132.523</b>	<b>1,8%</b>	<b>197,58</b>	<b>26.183.366</b>																																																																																			
<b>Total</b>	<b>7.558.160</b>	<b>100%</b>	<b>247,40</b>	<b>1.869.881.466</b>																																																																																			
<b>Sobrecontratação</b>	<b>1.114.175</b>	<b>14,7%</b>	<b>171,67</b>	<b>191.270.527</b>																																																																																			
<p>3.19. A regulação vigente estabelece que os <b>custos associados</b> 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, <b>serão rateados por todos os consumidores</b>. 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.</p>	<p>A questão da necessidade de contratação de Potência é para atender o crescimento de Solar e Eólica para o Mercado Livre por isso a necessidade deve ser atrelada aos geradores que exigem esse requisito de Potência, ou aos consumidores que adquiriram essas energias incentivadas. Além disso os prosumidores de Geração Distribuída também devem ser incluídos na necessidade de pagar pela Potência.</p>																																																																																						
<p>3.20. Com esse mecanismo de pagamento aos agentes, espera-se ainda que, por meio da competitividade, os <b>empreendimentos que possuam maior flexibilidade operativa obtenham vantagem</b> 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.</p> <p>3.21. Em complementariedade ao <b>incentivo econômico à flexibilidade</b> dado pelo mecanismo acima descrito, o <b>ONS</b>, 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:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 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;</li> <li>- Tempo mínimo de permanência na condição desligado (Toff) menor ou igual a 8 horas;</li> <li>- Tempo total de rampa de acionamento (R-up) menor ou igual a 1 hora e 30 minutos;</li> <li>- Tempo total de rampa de desligamento (R-dn) menor ou igual a 1 hora; e</li> <li>- 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).</li> </ul> <p>3.22. Ressalta-se que os vendedores estarão expostos ao <b>mercado de curto prazo para recuperação dos custos</b> associados a energia de <b>unit commitment</b>. 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.</p> <p>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 <b>risco relativo à incerteza de despacho pelo ONS</b> ficará <b>alocado ao empreendedor</b>, inclusive no que se refere à <b>quantidade de partidas e paradas</b>, bem como ao <b>tempo de operação</b> e à <b>quantidade de energia produzida</b>.</p> <p>3.24. Pela disponibilidade da <b>potência</b> contratada, os empreendedores farão jus à <b>receita fixa, em R\$/ano</b>, a ser recebida em doze parcelas mensais. Essa receita poderá ser reduzida conforme apuração mensal do desempenho operado da usina, observando-se a efetiva disponibilidade e o atendimento aos requisitos mínimos de flexibilidade operativa.</p> <p>3.25. Nesse sentido, considerando que o objetivo do <b>LRCAP de 2024</b> é o atendimento das <b>necessidades sistêmicas de potência</b>, o contrato referente aos empreendimentos <b>termelétricos</b> deverá prever <b>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</b>. Por sua vez, para os empreendimentos <b>hidroelétricos</b>, a redução da receita fixa ocorrerá em decorrência da indisponibilidade da unidade geradora, observando a <b>redução mínima de 5% da parcela mensal para cada hora de indisponibilidade</b>. Essas reduções da receita fixa serão <b>limitadas a 50% para cada mês</b> de apuração e devem ser aplicadas independentemente 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 <b>regulação da ANEEL</b>.</p> <p>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 despatches 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.</p> <p>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 operava nos horários de ponta de carga.</p> <p>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 <b>localização da potência contratada em leilões de reserva de capacidade</b>, tendo em vista a existência de <b>restrições à transmissão</b> 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.</p>	<p>A necessidade de novas instalações de Transmissão onera os consumidores finais e deve ser levada em conta no leilão.</p>	<p>Comentário.</p>																																																																																					
<p><b>Tecnologias e fontes candidatas</b></p> <p>3.29. Uma das evoluções trazidas no LRCAP de 2024 é a participação de <b>usinas hidroelétricas</b>. A partir da melhor caracterização do requisito de entrega, é possível vislumbrar a participação de diferentes fontes e um avanço na <b>capacidade do leilão de revelar o preço do serviço de capacidade de potência</b>.</p> <p>3.30. O recurso contratado deve ser capaz de <b>prover disponibilidade de potência</b> 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 hidroelétricas despachadas centralizadamente.</p> <p>3.31. Quanto às fontes <b>termelétricas</b>, nesse primeiro momento, <b>não foram especificados quais combustíveis</b> 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 <b>conveniência e oportunidade da participação de determinadas usinas termelétricas</b>.</p> <p>3.32. Os sistemas de <b>armazenamento em baterias</b>, embora também capazes de atender a esses requisitos sob certas condições, <b>não foram incluídos</b> 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, com previsão de conclusão em 2024.</p> <p>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 anclares.</p> <p>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.</p> <p>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 operativas, alocação dos riscos etc.</p> <p>3.36. Além disso, as <b>baterias</b> apresentam ciclo de <b>operação limitado</b> 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.</p>																																																																																							

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 160/2024		
 <b>NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES</b> <b>MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME</b>		
<b>ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 37/2024/DPOG/SNTEP de 07/03/2024</b>		
<b>EMENTA: 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".</b>		
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS		
<b>IMPORTANTE:</b> Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.		
TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
<p>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.</p> <p>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 consequente 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.</p> <p>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.</p> <p>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 <b>não abarcadas no regime de cotas</b>, por meio da instalação de novas unidades geradoras específicas para esse fim.</p> <p><b>Margens de escoamento remanescentes como critério de classificação para o LRCAP de 2024</b></p> <p>3.41. No que se refere à adoção de <b>margens remanescentes de escoamento do SIN</b> 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.</p> <p><b>Apresentação da Minuta de Portaria</b></p> <p>3.42. Nos itens seguintes, são apresentados os dispositivos que constam na <b>minuta de portaria</b> de diretrizes para a realização do LRCAP de 2024 (SEI nº 0869531).</p> <p>3.43. As diretrizes foram objeto de reunião da CELEE, realizada em 9 de fevereiro de 2024, que contou com a participação da <b>EPE, do ONS, da ANEEL e da CCEE</b>. 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.</p> <p>3.44. A minuta de portaria de diretrizes está estruturada em quatro capítulos:</p> <p>a) Capítulo I - Do <b>Leilão de Reserva de Capacidade</b> na forma de Potência de 2024;</p> <p>b) Capítulo II - Do <b>Cadastramento e da Habilitação Técnica</b>;</p> <p>c) Capítulo III - Do <b>Editais e dos Contratos</b>; e</p> <p>d) Capítulo IV - Das <b>Disposições Finais</b>.</p> <p>3.45. O dispositivo inicial da portaria define o objeto do ato, bem como o objeto do Leilão, qual seja, garantir o atendimento à necessidade de potência requerida pelo SIN, por meio da contratação de <b>fontes de geração que tenham disponibilidade de potência para ser despachada</b> nos momentos requeridos pelo ONS.</p> <p><b>Capítulo I - Do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024</b></p> <p>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 <b>metodologia</b> proposta consta nos estudos do <b>Plano Decenal de Expansão de Energia</b>.</p> <p>3.47. Em seguida, a minuta determina que o certame deverá ser implementado pela ANEEL e realizado em agosto de 2024.</p> <p>3.48. No LRCAP de 2024, serão três produtos:</p> <p>I - Produto <b>Potência Termelétrica 2027</b>, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica, <b>novos e existentes, sem inflexibilidade operativa</b>.</p> <p>II - Produto <b>Potência Termelétrica 2028</b>, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica <b>novos e existentes, sem inflexibilidade operativa</b>.</p> <p>III - Produto <b>Potência Hidrelétrica 2028</b>, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de <b>ampliação de capacidade instalada</b> de usinas hidrelétricas existentes, despachadas centralizadamente, e <b>que não foram prorrogadas</b> ou <b>licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013</b>.</p> <p>3.49. Consta na minuta de portaria artigo que define a <b>forma de remuneração</b> 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.</p> <p>3.50. Pela disponibilidade da potência contratada, o titular do empreendimento fará jus à <b>receita fixa, em R\$/ano</b>, 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 operava definidos na Portaria.</p> <p>3.51. Além disso, fica <b>alocado ao empreendedor o risco relativo à incerteza de despacho</b> do seu empreendimento pelo ONS, inclusive no que se refere à quantidade de partidas e paradas, bem como ao <b>tempo de operação</b> e à <b>quantidade de energia produzida</b>.</p> <p>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 <b>não entrega da potência</b> requerida por empreendimentos termelétricos implicará a <b>redução mínima de 5%</b> da parcela mensal para <b>cada hora de potência não entregue</b>. 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 <b>limitada a 50% para cada mês de apuração</b>.</p> <p>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 <b>IP do empreendimento</b>, desde que realizadas em períodos previamente definidos pelo ONS, conforme regulação da ANEEL, <b>não estarão sujeitas</b> à referida redução de receita.</p> <p>3.54. Na sequência, as diretrizes fazem referência às <b>metodologias de cálculo</b> da contribuição de potência da ampliação de empreendimentos de geração hidrelétrica e das garantias físicas das usinas termelétricas.</p> <p>3.55. No que tange às <b>UHEs</b>, a <b>EPE</b>, por meio do Ocio nº 0157/2024/DEE/EPE (SEI nº 0869405), de 4 de março de 2024, encaminhou o Informe Técnico EPE-DEE-IT-017/2024-10 - "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 <b>quantidade máximas de potência que pode ser comercializada pelas hidrelétricas em leilões de potência</b>. Esses documentos estarão disponíveis para receber contribuições dos interessados e serão publicados juntamente com a Consulta Pública das diretrizes do LRCAP de 2024.</p> <p>3.56. As Usinas <b>termelétricas</b> participantes do Leilão poderão ter suas garantias físicas de energia revisadas à luz da legislação vigente e negociá-las conforme as regras de comercialização.</p> <p><b>Capítulo II - Do Cadastramento e da Habilitação Técnica</b></p> <p>3.57. O <b>cadastro</b> seguirá as <b>regras</b> usualmente adotadas para os <b>leilões de energia</b>. 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 site 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.</p> <p>3.58. Excepcionalmente, para os empreendimentos <b>termelétricos a gás natural</b>, o parecer resultante da análise da viabilidade do fornecimento de gás natural do empreendimento, emitido pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - <b>ANP</b>, poderá ser apresentado à EPE até a data limite de cadastramento.</p>	<p>Correto que usinas pagas e depreciadas pelos consumidores não devem ser usadas para onerar. Mesmo as que foram objeto de privatização da Eletrobrás e estão sendo descotizadas não podem participar.</p>	<p>Essas UHE's já fazem parte do patrimônio da nação e seria difícil justificar que apesar de pagas e depreciadas seriam utilizadas para cobrança custo adicional ao consumidor brasileiro e foi responsável pelo seu pagamento.</p>

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 160/2024		
 <b>NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES</b> <b>MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME</b>		
<b>ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 37/2024/DPOG/SNTEP de 07/03/2024</b>		
<b>EMENTA: 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".</b>		
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS		
<b>IMPORTANTE:</b> Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.		
TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
<p>3.59. Está previsto que <b>não serão habilitados</b> tecnicamente os empreendimentos termelétricos que apresentem <b>CVU superior a um valor que ainda será estabelecido</b>, bem como aqueles empreendimentos com <b>CVU nulo</b>. 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.</p>		
<p>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 <b>não habilitação</b> de empreendimentos cadastrados que <b>não atendam às referidas condições</b>, ressalvadas as excepcionalidades já previstas na própria minuta de portaria.</p>		
<p>3.61. Inclusive, estabelece-se a impossibilidade de declaração de <b>inflexibilidade de geração anual</b>, 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 computória a ser introduzida no sistema vinculada à geração inflexível.</p>		
<p>3.62. <b>Não será habilitada parcela existente de usinas hidrelétricas.</b> Poderão se cadastrar para participação no leilão, <b>apenas novas ampliações</b> de usinas hidrelétricas desde que não pertençam ao regime de cotas que trata a Lei nº 12.783, de 2013.</p>	<p>Correto que usinas pagas e depreciadas pelos consumidores não devem ser usadas para onerar. Mesmo as que foram objeto de privatização da Eletrobrás e estão sendo descolatadas não podem participar.</p>	<p>Essas UHE's já fazem parte do patrimônio da nação e seria difícil justificar que apesar de pagas e depreciadas seriam utilizadas para cobrança custo adicional ao consumidor brasileiro e foi responsável pelo seu pagamento.</p>
<p>3.63. Também fica <b>vedada</b> a participação de <b>empreendimentos existentes</b> 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 <b>inabilitar empreendimentos que já estejam sendo considerados na oferta de disponibilidade de potência do SIN</b>, de modo a não contratar usinas que não contribuam com capacidade adicional ao sistema.</p>	<p>Correto que usinas pagas e depreciadas pelos consumidores não devem ser usadas para onerar. Mesmo as que foram objeto de privatização da Eletrobrás e estão sendo descolatadas não podem participar.</p>	<p>Essas UHE's já fazem parte do patrimônio da nação e seria difícil justificar que apesar de pagas e depreciadas seriam utilizadas para cobrança custo adicional ao consumidor brasileiro e foi responsável pelo seu pagamento.</p>
<p>3.64. Além disso, a minuta <b>não autoriza a habilitação</b> de empreendimentos <b>termelétricos com previsão de despacho antecipado</b>, bem como usinas cujo Barramento Candidato não tenha capacidade de escoamento de geração suficiente para a respectiva potência injetada.</p>		
<p>3.65. Propõe-se que os empreendimentos candidatos apresentem requisitos de flexibilidade operava de modo a permitir ao ONS uma operação mais eficiente e que <b>traga menores custos ao consumidor</b>. 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)</p>		
<p>a) Ton menor ou igual a 8 horas, este tempo inclui o tempo necessário para as rampas de acionamento e desligamento das Unidades Geradoras;</p>		
<p>b) Toff menor ou igual a 8 horas;</p>		
<p>c) R-up menor ou igual a 1 hora e 30 minutos;</p>		
<p>d) R-dn menor ou igual a 1 hora; e</p>		
<p>e) Gmin/Gmax menor ou igual a 70% (setenta por cento).</p>		
<p>3.66. Para o cálculo da disponibilidade de potência de empreendimentos <b>termelétricos será considerada a disponibilidade máxima da usina</b>, utilizados os parâmetros do projeto, ao passo que para a ampliação das UHEs será utilizada metodologia a ser definida pela EPE.</p>		
<p><b>Capítulo III - Do Edital e dos Contratos</b></p>		
<p>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.</p>		
<p>3.68. Os CRCAPs terão os seguintes períodos de suprimento:</p>		
<p>- 7 (sete) anos para o Produto <b>Potência Termelétrica 2027</b>, com início de suprimento em 1º de julho de 2027.</p>	<p>Sugerimos a contratação de um único produto, independentemente da fonte. Prazos de contratos mais longos se traduzem por preços unitários menores. Sugerimos que todos os produtos tenham os maiores prazos.</p>	<p>A fonte, seja térmica ou hidráulica é indiferente para o resultado final, o que mais importa é que a competição seja ampla e envolva todas as alternativas possíveis. Os valores de fornecimento de potência estão associados a três componentes básicos: remuneração dos investimentos, depreciação e custo de operação e manutenção. Os dois primeiros estão diretamente associados ao prazo de contratação, quanto maior esse prazo, menor será o preço unitário final.</p>
<p>- 15 (quinze) anos para o Produto <b>Potência Termelétrica 2028</b> e para o Produto <b>Potência Hidrelétrica 2028</b>, com início de suprimento em 1º de janeiro de 2028.</p>	<p>Sugerimos a contratação de um único produto, independentemente da fonte.</p>	<p>A fonte, seja térmica ou hidráulica é indiferente para o resultado final, o que mais importa é que a competição seja ampla e envolva todas as alternativas possíveis.</p>
<p>3.69. Essa indicação será <b>refinada</b>, no decorrer da Consulta Pública, mediante <b>estudos</b> em desenvolvimento pela <b>EPE e pela ONS</b>, realizados com base no critério geral de geração de suprimento para a 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 <b>alteração do início de suprimento</b> dos contratos ou na criação de diferentes produtos com entregas em diferentes horizontes após a análise das contribuições recebidas na Consulta Pública.</p>	<p>Estudos mais aprofundados de soluções mais baratas devem ser desenvolvidos com avaliação de custo benefício.</p>	<p>Observa-se que existe soluções para gerar disponibilidade de Potência que implicam em menores investimentos por parte, via de regra, estão associados a empreendimentos que utilizam combustíveis mais caros. Essa é uma equação básica que deve ser levada em conta para os estudos da melhor tecnologia e que também em síntese se traduz pelo menor preço final independente de qual fonte seja utilizada para o fornecimento de Potência.</p>
<p>3.70. A <b>minuta</b> propõe diretrizes específicas a serem previstas nos CRCAPs, quais sejam:</p>		
<p>I - os vendedores farão jus à <b>remuneração resultante do leilão após o início de suprimento</b> e após a entrada em operação comercial do empreendimento;</p>		
<p>II - o cálculo da <b>Receita Fixa - RF</b> será de exclusiva responsabilidade do vendedor e deverá abranger, entre outros:</p>		
<p>a) o custo e <b>remuneração de investimento</b> (taxa interna de retorno);</p>		
<p>b) os <b>custos de conexão</b> ao Sistema de Transmissão ou de Distribuição;</p>		
<p>c) o <b>custo de Uso do Sistema de Transmissão ou de Distribuição</b>;</p>		
<p>d) os <b>custos fixos</b> de Operação e Manutenção - <b>OM</b>;</p>		
<p>e) os <b>custos de seguro</b> e garantias do empreendimento e compromissos financeiros do vendedor;</p>		
<p>f) os <b>tributos e os encargos</b> diretos e indiretos;</p>		
<p>g) os <b>custos decorrentes da obrigação de disponibilidade</b> permanente para despacho a critério do ONS, incluindo custos de armazenamento de combustível; e</p>		
<p>h) os <b>custos decorrentes da obrigação de manutenção da disponibilidade da potência</b> contratada ao longo de todo o contrato, incluindo eventuais investimentos.</p>		
<p>III - a <b>Receita Fixa</b> terá como base de referência o último mês do cadastramento e será calculada levando em conta o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - <b>IPCA</b> verificado entre o último mês do cadastramento e o mês de realização do Leilão; e</p>		
<p>IV - cláusulas de <b>abatimento</b> ou ressarcimento da <b>Receita Fixa por indisponibilidade</b> ou não entrega da potência requerida.</p>		
<p>3.71. A minuta proposta inova e propõe que o vendedor <b>não estará isento</b> da obrigação de entrega de disponibilidade de potência, mesmo que dentro do limite da TEIF, <b>exceto nas Indisponibilidades Programadas (IP)</b> realizadas nos períodos previamente definidos pelo ONS, conforme regulação da ANEEL.</p>		
<p>3.72. Assim, os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 <b>deverão estar disponíveis sempre</b> que houver a necessidade de atendimento à capacidade de potência, sujeitos a <b>reduções</b> de receitas nas apurações mensais, <b>limitadas a 50% de sua receita fixa</b> do mês de apuração.</p>		
<p>3.73. A minuta dispõe ainda que empreendimentos contratados não farão jus à remuneração proveniente do Encargos por <b>Restrições Operativas</b> por <b>Unit Commitment</b>, sendo a geração associada ao <b>Unit Commitment</b> valorada pelo PLD. A proposta visa garantir a <b>receita variável aos geradores</b> 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 <b>remunerados ao preço spot</b> (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).</p>	<p>Energia, independentemente da fonte será uma remuneração adicional do gerador que deverá ser utilizada como redutor dos preços finais de capacidade de Potência fornecida.</p>	<p>Comentário.</p>
<p>3.74. A parcela de energia associada ao empreendimento de geração será <b>recurso do agente gerador</b> e poderá ser livremente negociada nos termos das regras de comercialização.</p>	<p>Energia, independentemente da fonte será uma remuneração adicional do gerador que deverá ser utilizada como redutor dos preços finais de capacidade de Potência fornecida.</p>	<p>Comentário.</p>
<p>3.75. A minuta mantém a possibilidade de <b>antecipação da entrada em operação</b> comercial dos empreendimentos, <b>desde que gere benefício para o SIN</b>, 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 <b>antecipação</b>.</p>		
<p>3.76. A minuta contempla também diretriz referente aos prazos de contratos de gás com "horizontes rolantes", que tem como objetivo <b>ampliar o número de fornecedores de gás natural</b> 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.</p>		
<p>3.77. Apesar disso, eventuais <b>riscos decorrentes da redução do prazo</b> de suprimento de gás natural poderiam ser mitigados por meio de regras de renovações intermediárias (por isso "horizonte rotante"), 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:</p>		
<p>- a comprovação de suprimento de gás natural por um período mínimo inicial de 7 (sete) anos; e</p>		
<p>- período adicional de 5 (cinco) anos ou equivalente à duração remanescente do CRCAP.</p>		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 160/2024		
 <b>NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES</b> <b>MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME</b>		
<b>ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 37/2024/DPOG/SNTEP de 07/03/2024</b>		
<b>EMENTA: 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".</b>		
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS		
<b>IMPORTANTE:</b> Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.		
TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
3.78. Assim, caso não seja renovada a comprovação de disponibilidade de combustível para o período remanescente, o <b>CRCAP será rescindido</b> após o término do último ano do contrato de combustível em vigência.		
3.79. Registra-se ainda que a facultade de <b>renovação dos contratos de suprimento de combustível não enseja a revisão</b> das cláusulas econômicas do CRCAP.		
3.80. Adicionalmente, fica permitida a aceitação de recursos ou <b>reservas contingentes</b> para <b>comprovação de combustível</b> de empreendimentos a <b>gás natural nacional</b> , 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.	Não só reservas devem ser comprovadas, mas também a capacidade de transporte através de gasodutos. De nada adianta a reserva estar disponível, mas não existir capacidade de transporte. A entrega do combustível não existirá de fato.	Comentário.
3.81. Propõe-se que o edital do leilão preveja como requisito de participação que os <b>empreendimentos não tenham se sagrado vencedores de Leilões regulados</b> , 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 <b>CRCAPs</b> , 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 <b>não sejam contratados empreendimentos que possam ter compromissos</b> de comercialização de energia ou potência concorrentes aos objetivos pretendidos pelo LRCAP de 2024. Conforme já mencionado, esse requisito <b>não se aplica nos casos de ampliação de empreendimentos hidrelétricos participativos do Produto Potência Hidrelétrica 2028</b> , 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.	Correto que usinas pagas e depreciadas pelos consumidores não devem ser usadas para onerar. Mesmo as que foram objeto de privatização da Eletrobrás e estão sendo descontinuadas não podem participar.	Essas UHE's já fazem parte do patrimônio da nação e seria difícil justificar que apesar de pagas e depreciadas seriam utilizadas para cobrança custo adicional ao consumidor brasileiro e foi responsável pelo seu pagamento.
3.83. A minuta de portaria de diretrizes propõe ainda que sejam adotadas <b> margens remanescentes</b> de escoamento do SIN como critério de classificação dos certames.		
3.84. Quanto à utilização das <b> margens de escoamento remanescentes do SIN</b> 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 <b>limitações nas redes de transmissão ou distribuição</b> . 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 <b>empreendimentos vendedores poderão alterar características técnicas após a outorga</b> , desde que a alteração <b>não comprometa o montante</b> de disponibilidade de potência comercializado no Leilão.	Alteração não pode comprometer nem os montantes nem os prazos previstos para entrega do produto.	Comentário.
<b>Capítulo V – Das Disposições Finais</b>		
3.86. Para fins de realização do Leilão de Reserva Capacidade de 2024, deverá ser publicada <b>Portaria específica</b> detalhando a sistemática a ser adotada.		
3.87. Finalmente, a minuta de portaria apresenta dispositivo destinado a fixar o <b>Programa Mensal de Operação (PMO)</b> que será a referência para cálculo das garantias físicas e apresenta a cláusula de vigência da Portaria.		
<b>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.</b>		
3.89. Propõe-se a abertura de <b>Consulta Pública, até 29 de março de 2024</b> , para receber contribuições com relação à minuta de Portaria com as diretrizes para realização do LRCAP de 2024, bem como com relação à metodologia estudada pela EPE para definição de contribuição de potência das UHEs.	A consulta foi limitada a 28/03/2024.	Comentário.
<b>Dispensa da Análise de Impacto Regulatório (AIR)</b>		
3.90. Para a operacionalização da <b>Análise de Impacto Regulatório (AIR)</b> , 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 <b>Programa de Análise de Impacto Regulatório</b> .		
3.91. A referida Portaria, além de estabelecer os objetivos, <b>diretrizes e competências</b> 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		
II - de efeitos concretos, destinados a disciplinar situação específica, cujos destinatários sejam individualizados;		
III - que visam à correção de erros de sintaxe, ortografia, pontuação, pográficos 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		
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. Consta-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, <b>não precisam de AIR</b> . Por esse dispositivo fica, então, claro que as diretrizes do LRCAP de 2024 se enquadram na hipótese de não aplicabilidade de AIR, visto se tratar de Leilão regido pelo Decreto nº 10.707, de 2021.	A implicação de custos para os consumidores cativos de energia elétrica é evidente, transparente, bilionária e conforme demonstrado por este Conselho de Consumidores não deu causa, por isso, a necessidade de AIR, neste caso é imperiosa e demandará também ações adicionais do MME para que a legislação seja alterada.	Comentário.
<b>Justificativa para a Vigência Imediata do Ato - Atendimento ao Decreto nº 10.139, de 2019.</b>		
3.93. Tendo em vista a importância do processo para o mercado de energia elétrica, bem como para as intuições e agentes envolvidos no processo, entende-se que a <b>vigência do ato normativo resultante seja imediata</b> , 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 <b>prazos razoáveis</b> para a elaboração das contribuições <b>por parte dos interessados</b> , 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 <b>Consulta Pública</b> contendo as Diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade de 2024 produza efeitos imediatos após sua publicação.		
<b>4. DOCUMENTOS RELACIONADOS</b>		
4.1. Nota Técnica nº <b>EPE-DEE-NT-050/2023-0</b> (SEI nº 0789453).		
4.2. Carta CTA-ONS DGL 0275/2024 (SEI nº 0961820).		
4.3. Informe Técnico <b>EPE-DEE-IT-417/2024-0</b> – “Definição de contribuição de potência das usinas hidrelétricas para o Leilão de Reserva de Capacidade de 2024” (SEI nº 0869402)		
4.4. <b>Minuta de Portaria</b> 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 <b>“Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 - LRCAP de 2024”</b> (SEI nº 0869531).		
<b>5. CONCLUSÃO</b>		
5.1. Pelo exposto, sugere-se o <b>envio desta Nota Técnica à Consultoria Jurídica (CONJUR)</b> 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 <b>apreciação pelo Senhor Ministro</b> de Estado de Minas e Energia para avaliação final de conveniência e oportunidade da abertura de consulta pública sobre a matéria até <b>29 de março de 2024</b> , disponibilizando-se os documentos listados na seção 4 no Portal de Consultas Públicas do MME.	A consulta foi limitada a 28/03/2024.	Comentário.
Cássio Giuliani Carvalho, Assessor Especial, Gustavo Gonçalves Manfrim, Subsecretário de Assuntos Econômicos e Regulatórios, Isabela Sales Vieira, Diretora de Programa, Rui Guilherme Altieri Silva, Diretor de Programa.		



**CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 160/2024**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES  
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME**

**ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 37/2024/DPOG/SNTEP de 07/03/2024**

**EMENTA:** 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".

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
Christiany Salgado Faria, Diretora do Departamento de Planejamento e Outorgas de Geração de Energia Elétrica.		
Martian Leão de Oliveira, Coordenador de Estudos de Apoio à Expansão.		
André Grobério Lopes Perim, Coordenador-Geral de Expansão de Geração.		



**CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 160/2024**  
**NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES**  
**MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME**

**ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA EPE-DEE-NT-050/2023-R0 de 24/07/2023**

**EMENTA: 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".**

**CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

**IMPORTANTE:** Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
NOTA TÉCNICA EPE-DEE-NT-050/2023-R0 de 24/07/2023		
ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO		
Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência		
Avaliação de Aprimoramentos para Contratação		
1 INTRODUÇÃO		
A <b>necessidade explícita de expansão de potência no SIN</b> vem sendo apontada pelos estudos elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), destacadamente os estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), pelo menos desde 2017, quando foi publicado o PDE 2026.		
Os objetivos principais almejados pela proposta são:		
(i) melhorar a caracterização das obrigações de entrega dos empreendimentos vencedores, de forma aderente às características das necessidades sistêmicas;		
(ii) <b>permitir</b> também a participação de <b>tecnologias não termelétricas</b> , visando a ampliar a oferta nos leilões e reduzir as barreiras de entrada para soluções inovadoras no SIN, especialmente, aquelas que contribuam para a transição energética e para uma economia de <b>baixo carbono</b> .		
2 Sugestões de <b>Aprimoramentos</b> para o Segundo Leilão de Reserva de Capacidade no Formato de Potência		
2.1 Caracterização das obrigações de entrega para o produto de potência: Adequação da escala temporal		
2.1.1 O conceito de horas mensais de necessidade de potência		
2.1.2 Períodos de aferição		
2.1.3 Obrigações de entrega compatíveis com o serviço de Potência		
2.2 Alocação de responsabilidade e risco		
2.3 Considerações em relação aos <b>prazos contratuais</b>		
Apesar de no 1º LRCAP ter sido adotado um prazo uniforme de 15 anos de contratação, entende-se que há espaço para aprimoramento em relação a essa característica do leilão. Do ponto de vista do <b>consumidor</b> , contraparte contratante do certame, a adoção de um <b>prazo menos extenso de contrato</b> pode ser vantajosa, visando reduzir a exposição a incertezas de diversas naturezas, como, por exemplo, dos preços no longo prazo, inovações tecnológicas, índices econômicos e características do consumo. Por outro lado, do ponto de vista dos <b>agentes vendedores</b> , <b>prazos contratuais mais longos podem significar a garantia de um retorno</b> estável em um determinado horizonte, abrangendo boa parte da vida útil do ativo, sem necessidade de recontração significativa após o término do contrato, além de facilitar as <b>características de financiamento do ativo</b> .	Prazos de contratos mais longos se traduzem por preços unitários menores. Sugermos que todos os produtos tenham os maiores prazos.	Os valores de fornecimento de potência estão associados a três componentes básicos, remuneração dos investimentos, depreciação e custo de operação e manutenção. Os dois primeiros estão diretamente associados ao prazo de contratação, quanto maior esse prazo, menor será o preço unitário final.
2.4 Critérios para habilitação técnica		
2.5 Consideração dos projetos contratados nos modelos operativos e na formação de preço		
3 Operacionalização dos contratos do 2º LRCAP: impactos sobre diferentes soluções tecnológicas de suprimento:		
3.1 Declaração de disponibilidade		
3.2 Taxas de indisponibilidade		
3.3 Termelétricas: <b>restrições operativas de unit commitment</b>		
<ul style="list-style-type: none"><li>Tempo mínimo de acionamento após a partida (TON).</li><li>Tempo mínimo de permanência desligada antes de um novo acionamento (TOFF).</li><li>Rampa de elevação.</li><li>Rampa de redução/desligamento.</li></ul>		
3.4 Modernização de <b>hidrelétricas</b>		
3.5 Tecnologias de <b>armazenamento</b>		
3.6 Outras tecnologias		
4 CONCLUSÕES		
As <b>120 horas mais críticas de cada ano</b> , e traduzir em termos contratuais que a <b>obrigação de entrega</b> dos empreendimentos vencedores será exigida <b>apenas nesses períodos</b> , e não mais a todo momento, torna-se possível a participação de tecnologias como o armazenamento ou ampliação de usinas hidrelétricas no certame.	Estudos mais aprofundados de soluções mais baratas devem ser desenvolvidos com avaliação de custo-benefício.	Observa-se que existe soluções para gerar disponibilidade de Potência que implicam em menores investimentos porém, via de regra, estão associados a empreendimentos que utilizam combustíveis mais caros. Essa é uma equação básica que deve ser levada em conta para os estudos da melhor tecnologia e que também em síntese se traduz pelo menor preço final independente de qual fonte seja utilizada para o fornecimento de Potência.
Visando tornar mais eficiente, para o produto desejado, também a contratação desses empreendimentos e, eventualmente, reduzir encargos para os consumidores, propõe-se que os riscos e custos associados às restrições operacionais por limitações técnicas das termelétricas sejam alocados nos próprios agentes, com remuneração valorada à PLD.		
Contrato resultante do 2º LRCAP definirá as obrigações e remunerações relacionadas especificamente ao suprimento de potência para o sistema.		