

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 160/2024				
 NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN Piratininga				
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		
08/03/2024, 06:22 PORTARIA Nº 774/GM/MME, DE 7 DE MARÇO DE 2024 - DOU - Imprensa Nacional https://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-n-774/gm/mme-de-7-de-marco-de-2024-547026417 1/8 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 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: 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". Parágrafo único. Os documentos e as informações pertinentes podem ser obtidos na página do Ministério de Minas e Energia na internet, no endereço eletrônico www.gov.br/mme , Portal de Consultas Públicas. 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 . Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação. ALEXANDRE SILVEIRA				
ANEXO MINUTA DE PORTARIA NORMATIVA Nº /GM/MME, DE DE 2024 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: 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". 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.	Prazo contribuição 28 de março de 2024.	Comentário		
	Existentes que já estejam contratados não podem participar. UHE's da Eletrobras 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.		
	Nem todos os geradores e consumidores do SIN geram a necessidade de Potência.	Comentário.		
CAPÍTULO I DO LEILÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE NA FORMA DE POTÊNCIA DE 2024 - LRCAP DE 2024 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. Art. 3º A Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel deverá promover , direta ou indiretamente, o LRCAP de 2024 , em conformidade com as Portarias nº 514/GM/MME, de 2 de setembro de 2011, nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016, na presente Portaria Normativa e com outras que vierem a ser estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia. Parágrafo único. O Leilão previsto no caput deverá ser realizado em 30 de agosto de 2024 .				
Art. 4º No LRCAP de 2024, serão negociados os seguintes produtos:	Leilão será em 30/08/2024.	Comentário.		
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 ;	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.		
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	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.		
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 .	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.		
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.				
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.	Quem paga? Deve recair sobre os geradores de energia intermitente solar e eólica centralizadas e distribuídas.	O consumidor cativo da área de concessão da CPFL Piratininga 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 dos nossos comentários na Nº 377/2024/DPOG/SINTEP de 07/03/2024.		
§ 1º A apuração do desempenho operativo será realizada em base mensal, observando-se a efetiva disponibilidade e, para empreendimentos termelétricos, os requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o inciso V do art. 9º desta Portaria Normativa.				
§ 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.				
§ 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela Aneel:				
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				
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.				
§ 4º As indisponibilidades programadas do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente definidos pelo ONS, conforme regulação da Aneel, e, apenas neste caso, não estarão sujeitas a redução de receita de que trata o § 3º.				
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.				
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.				
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.				
CAPÍTULO II DO CADASTRAMENTO E DA HABILITAÇÃO TÉCNICA 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 - www.epe.gov.br , bem como a documentação referida na Portaria nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016. § 1º O prazo para Cadastro e entrega de documentos será até às doze horas de de de 2024. § 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 de 2024. § 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 de de 2024, por meio do AEGE. § 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. § 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. Art. 9º Não serão Habilitados Tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos de geração: I - empreendimentos termelétricos com CVU igual a zero ;			Importante restrição já que no passado os consumidores arcaram com contratações de energia que por ocasião do despacho demonstraram que não havia disponibilidade de combustível.	Comentário.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 160/2024		
cocen CONSUMIDORES de Energia CONSUMIDORES de Energia NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN Piratininga 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; VII - 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 ormativa. 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 registrados 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.		
CAPÍTULO III		
DO EDITAL E DOS CONTRATOS		
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;	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.
II - quinze anos para o Produto Potência Termelétrica 2028 , de que trata o inciso II do art. 4º; e	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.
III - quinze anos para o Produto Potência Hidrelétrica 2028 , de que trata o inciso III do art. 4º.	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.
§ 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 Programada (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:	Evitar casos da Petrobras que no passado não tinha combustível disponível e mesmo assim o consumidor pago pela disponibilidade inexistente.	Comentário.
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.		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 160/2024																																																																																		
NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN Piratininga																																																																																		
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																																																																																
§ 2º A renovação da comprovação da disponibilidade de combustível para operação contínua prevista no caput não ensejará alteração de cláusulas econômicas do CRCAP.																																																																																		
§ 3º A não renovação da comprovação da disponibilidade de combustível perante a Aneel para a operação comercial, nos prazos e condições estabelecidos no caput, ensejará a rescisão do CRCAP, após o término do último ano de disponibilidade de combustível já comprovado.																																																																																		
§ 4º Para empreendimentos a gás natural de origem nacional, poderão ser aceitos, para fins de Habilitação Técnica, reservatórios com volumes de gás classificados como recursos contingentes e/ou reservas, certificados por empresa independente e nos valores apresentados nos documentos exigidos no Contrato de E&P (Exploração e Produção), conforme instruções da EPE e regulamentação da ANP.	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.																																																																																
§ 5º A comprovação da disponibilidade de combustível dos recursos contingentes de que trata o § 4º, no caso dos empreendimentos que se sagrem vencedores do Leilão, deverá ser confirmada junto à EPE na forma de Reservas de Gás Natural, conforme normativo vigente da ANP, em quantidade suficiente ao atendimento do inciso I, em até dezoito meses após a data de realização do Leilão.	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.																																																																																
§ 6º A comprovação da disponibilidade de combustível prevista no § 5º não ensejará alteração de cláusulas econômicas do CRCAP.	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.																																																																																
§ 7º A não efetivação da comprovação da disponibilidade de combustível no prazo e condições estabelecidos no § 5º, ensejará a rescisão do CRCAP.	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.																																																																																
Art. 14. O Edital deverá prever como requisito de participação no Certame, que os empreendimentos não tenham se sagrado vencedores de Leilões regulados, mesmo ainda não adjudicados, e que não tenham CCEARs, CERs ou CRCAPs, registrados na CCEE, vigentes em período de suprimento coincidente, ainda que parcialmente, com aquele previsto no art. 12.																																																																																		
Parágrafo único. O disposto no caput não se aplica aos 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 não possua CCEARs, CERs ou CRCAPs registrados na CCEE.																																																																																		
Art. 15. Para fins de classificação dos lances do LRCAP de 2024, será considerada a Capacidade Remanescente do Sistema Interligado Nacional - SIN para Escoamento de Geração, nos termos das Diretrizes Gerais estabelecidas na Portaria nº 444/GM/MME, de 2016.																																																																																		
§ 1º Fica dispensada a apresentação do Parecer de Acesso ou documento equivalente, previstos no inciso V do § 3º do art. 4º da Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, para os empreendimentos de geração cuja potência elétrica será objeto de CRCAP, quando o Ponto de Conexão do Empreendimento ao SIN se enquadrar como Instalação de Rede Básica, Demais Instalações de Transmissão - DIT ou Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada - ICG, nos termos do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.	O ponto de conexão, com disponibilidade, reduz os custos ao consumidor final e deve ser uma premissa.	Comentário.																																																																																
§ 2º Não serão permitidas, para fins de Habilitação Técnica, alterações do Ponto de Conexão do empreendimento de geração ao SIN indicado no ato do Cadastro para o LRCAP de 2024, não se aplicando o disposto nos §§ 8º e 9º do art. 3º da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016.	O ponto de conexão, com disponibilidade, reduz os custos ao consumidor final e deve ser uma premissa.	Comentário.																																																																																
§ 3º Não serão permitidas, para fins de Habilitação Técnica, alterações da Potência Injetável Total da Associação declarada no ato do Cadastro para o LRCAP de 2024.																																																																																		
§ 4º A Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração prevista no inciso XVI do art. 2º da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016, deverá ser publicada até, não se aplicando o prazo previsto no § 5º do art. 3º da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016.	O ponto de conexão, com disponibilidade, reduz os custos ao consumidor final e deve ser uma premissa.	Comentário.																																																																																
§ 5º Exclusivamente no LRCAP de 2024, não se aplica o disposto no § 1º e incisos I e II do § 2º do art. 4º da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016, devendo, na expansão da Rede Básica, DIT e ICG, serem consideradas: I - as instalações homologadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE na Reunião Ordinária a ser realizada no mês do término do Cadastro, desde que a previsão de data de operação comercial não seja posterior às datas do início do suprimento contratual; II - as instalações autorizadas pela ANEEL, como reforços e melhorias, até a data de realização da Reunião Ordinária do CMSE a ser realizada no mês do término do Cadastro, desde que a previsão de data de operação comercial não seja posterior às datas do início do suprimento contratual; e III - novas instalações de transmissão arrematadas nos Leilões de Transmissão realizados até o mês do término do Cadastro, desde que a previsão de data de operação comercial seja anterior às datas do início do suprimento contratual.																																																																																		
§ 6º Exclusivamente para o Leilão de que trata o art. 1º, não se aplica o disposto nas alíneas "a" e "b" do inciso III do art. 6º da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016, devendo ser consideradas as Usinas para fins de atendimento ao Ambiente de Contratação Livre - ACL, desde que o gerador apresente, até o prazo final de Cadastro, um dos seguintes documentos:	A usinas de fontes incentivadas, notadamente de fonte Solar e Eólica, para o atendimento ao ACL é que provocaram a necessidade de contratação de Potência, portanto a elas é que deve ser imputado todo o custo desta contratação. O MME deve tomar todas as providências para revisão da legislação para fazer a justiça e responsabilizar pelo pagamento somente a quem deu causa.	O consumidor cativo da área de concessão da CPFL Piratininga 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><tr><th>Fonte Energética Piratininga 2023</th><th>Montante</th><th>%</th><th>Despesa (R\$)</th><th>R\$/MWh</th></tr><tr><td>Energia Base</td><td>2.919.712</td><td>34,0%</td><td>598.509.278</td><td>204,90</td></tr><tr><td>Cota Angra I/Angra II</td><td>250.515</td><td>2,9%</td><td>87.054.071</td><td>347,50</td></tr><tr><td>Cotas Lei nº 12.763/2013</td><td>1.192.497</td><td>13,9%</td><td>204.574.009</td><td>171,89</td></tr><tr><td>Itaipu (tirando as perdas)</td><td>1.306.417</td><td>15,2%</td><td>306.481.196</td><td>234,78</td></tr><tr><td>PROINFA</td><td>171.282</td><td>2,0%</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>Bilateral</td><td>1.171.787</td><td>13,6%</td><td>460.552.027</td><td>393,03</td></tr><tr><td>CCEAR</td><td>4.495.434</td><td>52,4%</td><td>1.134.306.219</td><td>252,32</td></tr><tr><td>Eólica</td><td>481.999</td><td>5,6%</td><td>112.967.492</td><td>234,37</td></tr><tr><td>Hidrelétrica</td><td>2.170.893</td><td>25,3%</td><td>444.045.508</td><td>204,55</td></tr><tr><td>Térmica</td><td>1.574.690</td><td>18,3%</td><td>494.825.961</td><td>314,24</td></tr><tr><td>Biomassa com CVU</td><td>112.967</td><td>1,3%</td><td>34.220.658</td><td>302,93</td></tr><tr><td>Biomassa sem CVU</td><td>51.951</td><td>0,6%</td><td>16.438.825</td><td>316,43</td></tr><tr><td>Pq Centrais Hidrelétricas</td><td>102.944</td><td>1,2%</td><td>31.807.775</td><td>308,96</td></tr><tr><td>TOTAL</td><td>8.586.933</td><td>100%</td><td>2.193.367.524</td><td>256,43</td></tr><tr><td>Sobrecontratada</td><td>2.806.977</td><td>32,7%</td><td>455.585.606</td><td>162,19</td></tr></table>	Fonte Energética Piratininga 2023	Montante	%	Despesa (R\$)	R\$/MWh	Energia Base	2.919.712	34,0%	598.509.278	204,90	Cota Angra I/Angra II	250.515	2,9%	87.054.071	347,50	Cotas Lei nº 12.763/2013	1.192.497	13,9%	204.574.009	171,89	Itaipu (tirando as perdas)	1.306.417	15,2%	306.481.196	234,78	PROINFA	171.282	2,0%	-	-	Bilateral	1.171.787	13,6%	460.552.027	393,03	CCEAR	4.495.434	52,4%	1.134.306.219	252,32	Eólica	481.999	5,6%	112.967.492	234,37	Hidrelétrica	2.170.893	25,3%	444.045.508	204,55	Térmica	1.574.690	18,3%	494.825.961	314,24	Biomassa com CVU	112.967	1,3%	34.220.658	302,93	Biomassa sem CVU	51.951	0,6%	16.438.825	316,43	Pq Centrais Hidrelétricas	102.944	1,2%	31.807.775	308,96	TOTAL	8.586.933	100%	2.193.367.524	256,43	Sobrecontratada	2.806.977	32,7%	455.585.606	162,19
Fonte Energética Piratininga 2023	Montante	%	Despesa (R\$)	R\$/MWh																																																																														
Energia Base	2.919.712	34,0%	598.509.278	204,90																																																																														
Cota Angra I/Angra II	250.515	2,9%	87.054.071	347,50																																																																														
Cotas Lei nº 12.763/2013	1.192.497	13,9%	204.574.009	171,89																																																																														
Itaipu (tirando as perdas)	1.306.417	15,2%	306.481.196	234,78																																																																														
PROINFA	171.282	2,0%	-	-																																																																														
Bilateral	1.171.787	13,6%	460.552.027	393,03																																																																														
CCEAR	4.495.434	52,4%	1.134.306.219	252,32																																																																														
Eólica	481.999	5,6%	112.967.492	234,37																																																																														
Hidrelétrica	2.170.893	25,3%	444.045.508	204,55																																																																														
Térmica	1.574.690	18,3%	494.825.961	314,24																																																																														
Biomassa com CVU	112.967	1,3%	34.220.658	302,93																																																																														
Biomassa sem CVU	51.951	0,6%	16.438.825	316,43																																																																														
Pq Centrais Hidrelétricas	102.944	1,2%	31.807.775	308,96																																																																														
TOTAL	8.586.933	100%	2.193.367.524	256,43																																																																														
Sobrecontratada	2.806.977	32,7%	455.585.606	162,19																																																																														
I - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST, para o acesso à Rede Básica; ou																																																																																		
II - Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD, para o acesso aos Sistemas de Distribuição.																																																																																		
§ 7º Para o LRCAP de 2024, não se aplica o disposto no parágrafo único do art. 6º da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016, devendo, para fins de configuração da geração utilizada na definição da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração, para os empreendimentos de geração de que trata o art. 6º, inciso II, da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016, monitorados pelo CMSE, serem consideradas as datas de tendência homologadas pelo CMSE na Reunião Ordinária a ser realizada no mês do término do Cadastro.																																																																																		
§ 8º O cálculo da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração será realizado considerando os cenários energéticos que foram utilizados pela EPE e pelo ONS para a definição do déficit de ponta.																																																																																		
§ 9º A Nota Técnica de Metodologia, Premissas e Critérios para a Definição da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração pela Rede Básica, DIT e ICG deverá conter o detalhamento dos cenários de que trata o § 8º.																																																																																		
§ 10. Para cada Barramento Candidato será calculada a Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração considerando o cenário energético descrito no § 8º.																																																																																		
§ 11. As violações exclusivamente decorrentes de superação de nível de curto-circuito que podem ser solucionadas por meio da substituição de disjuntores, bem como as violações de capacidade de corrente nominal passíveis de solução pela substituição de disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de corrente, bobinas de bloqueio, cabos de conexão e seções de barramento em subestações, poderão ser consideradas para acréscimo de oferta das margens de transmissão, excetuando-se os casos que serão explicitados, justificados e detalhados na Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração.																																																																																		
§ 12. O ONS encaminhará ao Ministério de Minas e Energia, em até trinta dias a contar da realização do LRCAP de 2024, relatório que detalhe a eventual necessidade de reforços causados exclusivamente por violações por superação de nível de curto-circuito decorrentes da contratação de novos empreendimentos de geração no referido Certame, para fins de inclusão no Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica - POTEE.																																																																																		
§ 13. O Edital deverá dispor expressamente acerca da alocação dos custos decorrentes dos reforços de que trata o § 12.																																																																																		
Art. 16. No Leilão de que trata esta Portaria Normativa, não se aplica o disposto no art. 9º da Portaria nº 514/GM/MME, de 2011, mesmo nos casos de indisponibilidade, na data de início de suprimento contratual de energia elétrica, das instalações de uso do âmbito de transmissão, necessárias para o escoamento da energia e potência produzida por empreendimento de geração apto a entrar em operação comercial, bem como nos casos de ausência de Capacidade Remanescente do SIN para escoamento da geração.																																																																																		
Art. 17. Os empreendedores poderão modificar as características técnicas do empreendimento após a sua outorga, observadas as Diretrizes definidas pela Portaria nº 481/GM/MME, de 26 de novembro de 2018.																																																																																		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 160/2024		
	NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN Piratininga	
	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.		
TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
Parágrafo único. É vedada a alteração de características técnicas que comprometa o montante de disponibilidade de potência comercializado no Leilão.		
CAPÍTULO IV		
DAS DISPOSIÇÕES FINAIS		
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 Cadastramento.		
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																																																																																		
	NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN Piratininga																																																																																	
	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																																																																																
07/03/2024, 16:23 SEI/MME - 0868826 - Nota Técnica																																																																																		
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA																																																																																		
NOTA TÉCNICA Nº 37/2024/DPOG/SNTEP																																																																																		
PROCESSO Nº 48360.000061/2022-28																																																																																		
INTERESSADO: GABINETE DO MINISTRO, SECRETARIA NACIONAL DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E PLANEJAMENTO, SECRETARIA EXECUTIVA, SUBSECRETARIA DE ASSUNTOS ECONÔMICOS E REGULATÓRIOS																																																																																		
1. ASSUNTO																																																																																		
1.1. Apresenta a minuta de portaria de diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 - LRCAP de 2024, fundamentada em uma proposta de aprimoramentos da caracterização e quantificação dos requisitos de potência do Sistema Interligado Nacional (SIN). A referida minuta de portaria será objeto de consulta pública a ser realizada pelo Ministério de Minas e Energia (MME).																																																																																		
2. SUMÁRIO EXECUTIVO																																																																																		
2.1. A Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, alterou os arts. 3º e 3º-A da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, para permitir a realização de leilões para contratação de reserva de capacidade, sob a forma de potência.	Retificar o texto corrigindo o nº da lei.	A alteração é dos artigos 3º e 3ºA da Lei 10.848 de 15/03/20024 e não da Lei 10.438.																																																																																
2.2. O Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021, regulamentou a contratação de reserva de capacidade, na forma de potência, de que tratam os art. 3º e art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Nos termos do art. 2º do regulamento, a reserva de capacidade, na forma de potência, será contratada com vistas ao atendimento à necessidade de potência requerida pelo SIN com o objetivo de garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica.																																																																																		
2.3. Os estudos de suporte do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) apresentam a necessidade de contratação de capacidade de potência de forma recorrente, desde o PDE 2029. O requisito de capacidade de potência advém da necessidade de atendimento aos critérios gerais de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e mais recentemente foi sinalizado nos estudos do PDE 2032.																																																																																		
2.4. O MME, em parceria com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), vem trabalhando, desde o segundo semestre de 2022, no aperfeiçoamento da definição das características e obrigações a serem exigidas dos recursos contratados para fins de atendimento aos requisitos de potência do SIN.																																																																																		
2.5. Buscou-se tornar os recursos contratados mais aderentes e compatíveis com os requisitos de capacidade sistêmicos e operativos do SIN, e dessa forma, possibilitar a participação de variadas fontes e tecnologias.																																																																																		
2.6. Os estudos resultaram na Nota Técnica nº EPE/DEE/050/2023-R0 (SEI nº 0789453) e detalham uma proposta de aprimoramentos para o leilão de reserva de capacidade no formato de potência e subsidiam o MME no desenho das diretrizes propostas para o LRCAP 2024.																																																																																		
2.7. Em 9 de fevereiro de 2024, ocorreu a reunião da Comissão Especial dos Leilões de Energia Elétrica – CELEE, 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 EPE, do ONS, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).																																																																																		
2.8. A minuta de portaria de diretrizes aqui apresentada resulta de discussões e de contribuições da EPE, do ONS, da ANEEL e da CCEE.																																																																																		
2.9. Para apresentação aos agentes e interessados da sociedade civil, propõe-se a abertura de consulta pública, a qual busca o recebimento de contribuições ao texto da minuta de portaria do LRCAP de 2024.																																																																																		
3. ANÁLISE																																																																																		
3.1. Uma vez relatados os fatos que subsidiariam a proposição das diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024, o objetivo desta seção é apresentar e analisar as inovações trazidas para o certame.																																																																																		
3.2. De modo a facilitar a leitura, esta seção está dividida em oito blocos:																																																																																		
a) Experiência do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2021;																																																																																		
b) Aprimoramentos para o LRCAP de 2024;																																																																																		
c) Tecnologias e fontes candidatas;																																																																																		
d) Margens de escoamento remanescentes como critério de classificação para o LRCAP de 2024;																																																																																		
e) Apresentação da Minuta de Portaria;																																																																																		
f) Consulta Pública																																																																																		
g) Dispensa da Análise de Impacto Regulatório (AIR)																																																																																		
h) Justificativa para a Vigência Imediata do Ato - Atendimento ao Decreto nº 10.139, de 28 de novembro de 2019.																																																																																		
O Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2021																																																																																		
3.3. O Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência surgiu como alternativa para endereçar a necessidade de contratação de potência que vem sendo sinalizada de forma recorrente desde o PDE 2029. O requisito de capacidade de potência advém da necessidade de atendimento aos critérios gerais de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), passando a ser indicado de forma explícita, a partir do PDE 2030, ocasião em que se calculou a necessidade de contratação específica para esse fim para 2026.																																																																																		
3.4. O estabelecimento de critérios específicos para o suprimento de potência foi realizado a partir da publicação da Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019, que estabeleceu novas métricas para os critérios de suprimento de energia, além de explicitar a dimensão potência. Os parâmetros associados a essas métricas foram estabelecidos pela Portaria MME nº 59, de 20 de fevereiro de 2020.																																																																																		
3.5. A contratação de reserva de capacidade para atendimento às necessidades de potência se tornou possível a partir da edição da Lei nº 14.120, de 2021, que alterou os art. 3º e 3º-A da Lei nº 10.848, de 2004, e inseriu a possibilidade de realização de licitações para contratação de reserva de capacidade, na forma de potência, de modo que os custos decorrentes dessa contratação fossem rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN que se beneficiam da disponibilidade dos recursos:	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.	O consumidor cativo da área de concessão da CPFL Piratininga 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><tr><th>Fonte Energética Piratininga 2023</th><th>Montante</th><th>%</th><th>Despesa (R\$)</th><th>R\$/MWh</th></tr><tr><td>Energia Base</td><td>2.919.712</td><td>34,0%</td><td>598.509.278</td><td>204,99</td></tr><tr><td>Cota Angra I/Angra II</td><td>250.515</td><td>2,9%</td><td>87.054.071</td><td>347,50</td></tr><tr><td>Cotas Lei n º 12/83/2013</td><td>1.152.457</td><td>13,9%</td><td>204.974.009</td><td>171,89</td></tr><tr><td>Itaipu (tirando as perdas)</td><td>1.305.417</td><td>15,2%</td><td>306.481.198</td><td>234,78</td></tr><tr><td>PROINFA</td><td>171.282</td><td>2,0%</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>Bilateral</td><td>1.171.787</td><td>13,6%</td><td>460.562.027</td><td>393,03</td></tr><tr><td>CCEAR</td><td>4.495.434</td><td>52,4%</td><td>1.134.306.219</td><td>252,32</td></tr><tr><td>Eólica</td><td>481.990</td><td>5,6%</td><td>112.967.432</td><td>234,37</td></tr><tr><td>Hidrelétrica</td><td>2.170.853</td><td>25,3%</td><td>444.045.506</td><td>204,55</td></tr><tr><td>Térmica</td><td>1.574.690</td><td>18,3%</td><td>494.825.961</td><td>314,24</td></tr><tr><td>Biomassa com CVU</td><td>112.967</td><td>1,3%</td><td>34.220.658</td><td>302,93</td></tr><tr><td>Biomassa sem CVU</td><td>51.951</td><td>0,6%</td><td>16.438.825</td><td>316,43</td></tr><tr><td>Pq Centrais Hidrelétricas</td><td>102.944</td><td>1,2%</td><td>31.807.775</td><td>306,96</td></tr><tr><td>TOTAL</td><td>8.596.953</td><td>100%</td><td>2.193.367.524</td><td>256,43</td></tr><tr><td>Sobrecontratada</td><td>2.808.977</td><td>32,7%</td><td>456.585.660</td><td>162,19</td></tr></table>	Fonte Energética Piratininga 2023	Montante	%	Despesa (R\$)	R\$/MWh	Energia Base	2.919.712	34,0%	598.509.278	204,99	Cota Angra I/Angra II	250.515	2,9%	87.054.071	347,50	Cotas Lei n º 12/83/2013	1.152.457	13,9%	204.974.009	171,89	Itaipu (tirando as perdas)	1.305.417	15,2%	306.481.198	234,78	PROINFA	171.282	2,0%	-	-	Bilateral	1.171.787	13,6%	460.562.027	393,03	CCEAR	4.495.434	52,4%	1.134.306.219	252,32	Eólica	481.990	5,6%	112.967.432	234,37	Hidrelétrica	2.170.853	25,3%	444.045.506	204,55	Térmica	1.574.690	18,3%	494.825.961	314,24	Biomassa com CVU	112.967	1,3%	34.220.658	302,93	Biomassa sem CVU	51.951	0,6%	16.438.825	316,43	Pq Centrais Hidrelétricas	102.944	1,2%	31.807.775	306,96	TOTAL	8.596.953	100%	2.193.367.524	256,43	Sobrecontratada	2.808.977	32,7%	456.585.660	162,19
Fonte Energética Piratininga 2023	Montante	%	Despesa (R\$)	R\$/MWh																																																																														
Energia Base	2.919.712	34,0%	598.509.278	204,99																																																																														
Cota Angra I/Angra II	250.515	2,9%	87.054.071	347,50																																																																														
Cotas Lei n º 12/83/2013	1.152.457	13,9%	204.974.009	171,89																																																																														
Itaipu (tirando as perdas)	1.305.417	15,2%	306.481.198	234,78																																																																														
PROINFA	171.282	2,0%	-	-																																																																														
Bilateral	1.171.787	13,6%	460.562.027	393,03																																																																														
CCEAR	4.495.434	52,4%	1.134.306.219	252,32																																																																														
Eólica	481.990	5,6%	112.967.432	234,37																																																																														
Hidrelétrica	2.170.853	25,3%	444.045.506	204,55																																																																														
Térmica	1.574.690	18,3%	494.825.961	314,24																																																																														
Biomassa com CVU	112.967	1,3%	34.220.658	302,93																																																																														
Biomassa sem CVU	51.951	0,6%	16.438.825	316,43																																																																														
Pq Centrais Hidrelétricas	102.944	1,2%	31.807.775	306,96																																																																														
TOTAL	8.596.953	100%	2.193.367.524	256,43																																																																														
Sobrecontratada	2.808.977	32,7%	456.585.660	162,19																																																																														
Art. 3º O Poder Concedente homologará a quantidade de energia elétrica ou de reserva de capacidade a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional e a relação dos empreendimentos, novos e existentes, que integrarão o processo licitatório, a título de referência. (Redação dada pela Lei nº 14.120, de 2021)	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 CPFL Piratininga 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 custos decorrentes da contratação de reserva de capacidade de que trata o art. 3º desta Lei, inclusive a energia de reserva, abrangidos, entre outros, os custos administrativos e financeiros e os encargos tributários, serão rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN, incluídos os consumidores referidos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e os autoprodutores, estes apenas na parcela da energia elétrica decorrente da interligação ao SIN, conforme regulamento. (Redação dada pela Lei nº 14.120, de 2021)	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 CPFL Piratininga 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:																																																																																
3.6. Destaca-se o avanço trazido ao arcabouço legal com a otimização da alocação dos custos relacionados à contratação. Com o objetivo de garantir a estabilidade do sistema, a aquisição de potência passa a ser custeada por todos os consumidores, sem distinção entre ambientes de contratação livre e regulado, por meio do pagamento do Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP), proporcional ao consumo de energia elétrica. Essa solução, regulamentada pelo Decreto nº 10.707, de 2021, visa promover uma alocação mais adequada dos pagamentos em prol da segurança do sistema elétrico, além de uma distribuição eficiente dos custos e riscos do sistema como um todo.																																																																																		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 160/2024																																																																																																																																																																																																																																							
 COCEN Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN Piratininga 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". <tr><th colspan="3">CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS</th></tr> <tr><td colspan="3">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.</td></tr> <tr><th>TEXTO/MME</th><th>TEXTO/INSTITUIÇÃO</th><th>JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO</th></tr> <tr><td>3.7. A reserva de capacidade é uma forma de contratação que não depende de demanda de distribuidoras, sendo balizada em características e requisitos do sistema elétrico. A contratação de potência por meio dos Leilões de Reserva de Capacidade constitui um mecanismo para assegurar a segurança e a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica no SIN, reconhecendo a segurança como um bem comum. Essa abordagem promove uma distribuição dos custos associados entre todos os consumidores, evitando a imposição do ônus financeiro exclusivamente aos consumidores regulados. Ao considerar a segurança no fornecimento de potência como um bem comum, essa política reflete o entendimento econômico de que a responsabilidade pelo financiamento da estabilidade e confiabilidade do sistema deve ser compartilhada, assegurando que a carga financeira seja equitativa entre todos os usuários, em prol do bem-estar coletivo e da sustentabilidade do fornecimento energético.</td><td>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.</td><td> O consumidor cativo da área de concessão da CPFL Piratininga 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><tr><th>Fonte Energética Piratininga 2023</th><th>Montante</th><th>%</th><th>Despesa (R\$)</th><th>RS/MWh</th></tr><tr><td>Energia Base</td><td>2.919.712</td><td>34,0%</td><td>590.509.278</td><td>204,99</td></tr><tr><td>Cota Angra I/Angra II</td><td>250.515</td><td>2,9%</td><td>87.054.071</td><td>347,50</td></tr><tr><td>Cotas Lei n° 12.783/2013</td><td>1.192.497</td><td>13,9%</td><td>204.974.009</td><td>171,89</td></tr><tr><td>Itaipu (tirando as perdas)</td><td>1.305.417</td><td>15,2%</td><td>306.481.196</td><td>234,78</td></tr><tr><td>PROINFA</td><td>171.282</td><td>2,0%</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>Bilateral</td><td>1.171.787</td><td>13,6%</td><td>460.562.027</td><td>393,03</td></tr><tr><td>CCEAR</td><td>4.495.434</td><td>52,4%</td><td>1.134.306.219</td><td>252,32</td></tr><tr><td>Eólica</td><td>491.999</td><td>5,6%</td><td>112.967.492</td><td>234,27</td></tr><tr><td>Hidroeétrica</td><td>2.170.883</td><td>25,3%</td><td>444.045.506</td><td>204,55</td></tr><tr><td>Térmica</td><td>1.574.690</td><td>18,3%</td><td>494.825.961</td><td>314,24</td></tr><tr><td>Biomassa com CVU</td><td>112.967</td><td>1,3%</td><td>34.220.658</td><td>302,93</td></tr><tr><td>Biomassa sem CVU</td><td>51.951</td><td>0,6%</td><td>16.438.825</td><td>316,43</td></tr><tr><td>Pq Centrais Hidrelétricas</td><td>102.944</td><td>1,2%</td><td>31.807.775</td><td>306,98</td></tr><tr><td>TOTAL</td><td>8.586.933</td><td>100%</td><td>2.193.367.524</td><td>255,43</td></tr><tr><td>Sobrecontratada</td><td>2.808.977</td><td>32,7%</td><td>455.585.660</td><td>162,19</td></tr></table></td></tr> <tr><td>3.8. Realizado em dezembro de 2021, o primeiro LRCAP trouxe mais um avanço para garantir o suprimento do SIN. Foi o primeiro leilão destinado à aquisição de reserva de capacidade na forma de potência, sem exigência obrigatória do fornecimento de energia.</td><td>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, Ibitiré (BR), Termonio, 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.</td><td>Comentário.</td></tr> <tr><td>3.9. O objetivo do leilão foi o atendimento ao requisito de potência do sistema, por meio da contratação proveniente de fontes capazes de fornecer segurança operativa. Entendeu-se, naquele momento, que empreendimentos termelétricos despachados de maneira centralizada seriam os mais adequados devido às suas características de confiabilidade e disponibilidade. Não havia uma preocupação em se realizar um leilão orientado por fontes, mas sim na capacidade de prover recursos que vissem características relacionadas ao despacho e disponíveis a qualquer tempo para o ONS.</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>3.10. Ademais, o arcabouço regulatório ainda incipiente no que tange a tecnologias como armazenamento e resposta da demanda, bem como incertezas regulatórias para a contratação de hidrelétricas, aliadas ao ineditismo de uma contratação de capacidade, demandou uma abordagem mais conservadora, admitindo, naquele momento, apenas fontes termelétricas cujas disponibilidades de entrega do requisito de potência fossem possível a qualquer tempo e duração.</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>3.11. Em se tratando dos produtos negociados, o LRCAP de 2021 previa a contratação de dois produtos: (i) Energia; e (ii) Potência. No primeiro, novos empreendimentos termelétricos com inflexibilidade operativa de até 30% (trinta por cento) poderiam negociar a energia associada à geração inflexível na modalidade quantidade. No Produto Potência, as usinas termelétricas novas ou existentes poderiam ofertar disponibilidade de potência em MW.</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>3.12. A negociação se deu apenas no Produto Potência, não havendo lances para o Produto Energia. Como a motivação para a realização do LRCAP de 2021 era prover segurança e confiabilidade ao sistema elétrico, por meio da contratação de potência e não de energia, o leilão foi bem sucedido, uma vez que a demanda de potência alocada para o certame foi atendida.</td><td>O preço do combustível deve ser levado em conta . Foi?</td><td>Comentário.</td></tr> <tr><td>3.13. A inclusão do produto energia no referido leilão foi motivada pela possibilidade de complementar as receitas do gerador, o que poderia contribuir com o financiamento dos projetos novos com inflexibilidade. Contudo, a hipótese de que a comercialização de energia proveniente de geração inflexível seria necessária para viabilizar a oferta de potência não se mostrou verdadeira. O resultado do certame demonstrou que é possível adquirir o requisito de capacidade de potência a partir de geração flexível, sem a necessidade de compra de energia associada.</td><td>Faz o que com a energia?</td><td></td></tr> <tr><td>3.14. Assim, superada a discussão sobre a necessidade de contratação de energia associada, para fins de viabilização de empreendimentos termelétricos que possam prover o requisito de capacidade desejado, não se vislumbra a necessidade de contratação de energia no LRCAP de 2024.</td><td>Importante que o consumidor seja desonerado por este ganho adicional do fornecedor de Potência.</td><td>Comentário.</td></tr> <tr><td>Aprimoramentos para o LRCAP de 2024</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>3.15. O LRCAP de 2021, adotou como requisito a necessidade de entrega de disponibilidade de potência pelos empreendimentos vencedores em todos os momentos do contrato, descontadas a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e a Indisponibilidade Programada (IP).</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>3.16. Para o LRCAP de 2024, buscou-se reavaliar os requisitos exigidos para os recursos contratados de tal forma que sejam ainda mais aderentes e compatíveis com as necessidades reais de capacidade sistêmica e operativa do SIN.</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>3.17. Uma primeira mudança a ser destacada diz respeito à remuneração pela energia gerada. Nos momentos de necessidade do sistema, a energia gerada será remunerada pelo maior valor entre o Custo Variável Unitário (CVU) e o Preço Líquido das Diferenças (PLD) horário. De outro modo, para a energia gerada fora dos momentos de necessidade sistêmica, como, por exemplo, devido às restrições de rampas de partida e tempo mínimo operativo (unit commitment), sugere-se que a remuneração seja pelo PLD horário dos momentos em que houve injeção de energia no sistema, mesmo que o PLD seja inferior ao CVU do empreendimento. Essa proposta fez parte dos aprimoramentos apontados no estudo realizado, no segundo semestre de 2022, sob coordenação da EPE, com o apoio do ONS, que resultou na Nota Técnica EPE/DEE/050/2023-R0 (SEI nº 0789453)</td><td>Importante que o consumidor seja desonerado por este ganho adicional do fornecedor de Potência.</td><td>Comentário.</td></tr> <tr><td>3.18. O documento apresenta o tratamento específico proposto para as restrições operativas de unit commitment (rampas de acionamento, de desligamento e tempo mínimo de permanência ligado e desligado). As usinas termelétricas precisam ser acionadas com antecedência mínima que respeite o tempo necessário para a tomada de carga, bem como devem permanecer ligadas por um tempo mínimo, observadas as restrições de geração mínima e de rampa de descida de carga. Assim, podem ser necessários períodos de despacho superiores àqueles identificados como necessários para o sistema, sobretudo quando esse despacho se dá para fazer frente a momentos de ponta.</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>3.19. A regulação vigente estabelece que os custos associados à geração fora da ordem de mérito proveniente de unit commitment que excede o PLD serão ressarcidos por meio dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS) que, por sua vez, são rateados por todos os consumidores. Diferente disso, propõe-se que os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 tenham a geração associada a restrições operativas de unit commitment remuneradas exclusivamente pelo PLD horário. Dessa maneira, transfere-se aos agentes a responsabilidade de estimar e precificar, conforme sua estratégia comercial, de forma mais fidedigna possível, os custos associados à geração por unit commitment que, eventualmente, não venham a ser recuperados pelo PLD.</td><td>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.</td><td> O consumidor cativo da área de concessão da CPFL Piratininga 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><tr><th>Fonte Energética Piratininga 2023</th><th>Montante</th><th>%</th><th>Despesa (R\$)</th><th>RS/MWh</th></tr><tr><td>Energia Base</td><td>2.919.712</td><td>34,0%</td><td>590.509.278</td><td>204,99</td></tr><tr><td>Cota Angra I/Angra II</td><td>250.515</td><td>2,9%</td><td>87.054.071</td><td>347,50</td></tr><tr><td>Cotas Lei n° 12.783/2013</td><td>1.192.497</td><td>13,9%</td><td>204.974.009</td><td>171,89</td></tr><tr><td>Itaipu (tirando as perdas)</td><td>1.305.417</td><td>15,2%</td><td>306.481.196</td><td>234,78</td></tr><tr><td>PROINFA</td><td>171.282</td><td>2,0%</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>Bilateral</td><td>1.171.787</td><td>13,6%</td><td>460.562.027</td><td>393,03</td></tr><tr><td>CCEAR</td><td>4.495.434</td><td>52,4%</td><td>1.134.306.219</td><td>252,32</td></tr><tr><td>Eólica</td><td>491.999</td><td>5,6%</td><td>112.967.492</td><td>234,27</td></tr><tr><td>Hidroeétrica</td><td>2.170.883</td><td>25,3%</td><td>444.045.506</td><td>204,55</td></tr><tr><td>Térmica</td><td>1.574.690</td><td>18,3%</td><td>494.825.961</td><td>314,24</td></tr><tr><td>Biomassa com CVU</td><td>112.967</td><td>1,3%</td><td>34.220.658</td><td>302,93</td></tr><tr><td>Biomassa sem CVU</td><td>51.951</td><td>0,6%</td><td>16.438.825</td><td>316,43</td></tr><tr><td>Pq Centrais Hidrelétricas</td><td>102.944</td><td>1,2%</td><td>31.807.775</td><td>306,98</td></tr><tr><td>TOTAL</td><td>8.586.933</td><td>100%</td><td>2.193.367.524</td><td>255,43</td></tr><tr><td>Sobrecontratada</td><td>2.808.977</td><td>32,7%</td><td>455.585.660</td><td>162,19</td></tr></table></td></tr> <tr><td>3.20. Com esse mecanismo de pagamento aos agentes, espera-se ainda que, por meio da competitividade, os empreendimentos que possuam maior flexibilidade operativa obtenham vantagem frente as usinas menos flexíveis, resultando em uma seleção mais adequada às necessidades do sistema e permitindo revelar o custo do serviço de atendimento à ponta, sem que parte desse custo esteja sendo absorvida pelos ESS.</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>3.21. Em complementariedade ao Incentivo econômico à flexibilidade dado pelo mecanismo acima descrito, o ONS, na Carta CTA-ONS DGL 0275/2024 (SEI nº 0861820), de 19 de fevereiro de 2024, propõe o estabelecimento de requisitos mínimos de flexibilidade para usinas termelétricas, a saber:</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>- 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;</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>- Tempo mínimo de permanência na condição desligado (Toff) menor ou igual a 8 horas;</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>- Tempo total de rampa de acionamento (R-up) menor ou igual a 1 hora e 30 minutos;</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>- Tempo total de rampa de desligamento (R-dn) menor ou igual a 1 hora; e</td><td></td><td></td></tr>			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	3.7. A reserva de capacidade é uma forma de contratação que não depende de demanda de distribuidoras, sendo balizada em características e requisitos do sistema elétrico. A contratação de potência por meio dos Leilões de Reserva de Capacidade constitui um mecanismo para assegurar a segurança e a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica no SIN, reconhecendo a segurança como um bem comum. Essa abordagem promove uma distribuição dos custos associados entre todos os consumidores , evitando a imposição do ônus financeiro exclusivamente aos consumidores regulados. Ao considerar a segurança no fornecimento de potência como um bem comum, essa política reflete o entendimento econômico de que a responsabilidade pelo financiamento da estabilidade e confiabilidade do sistema deve ser compartilhada, assegurando que a carga financeira seja equitativa entre todos os usuários, em prol do bem-estar coletivo e da sustentabilidade do fornecimento energético.	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.	O consumidor cativo da área de concessão da CPFL Piratininga 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><tr><th>Fonte Energética Piratininga 2023</th><th>Montante</th><th>%</th><th>Despesa (R\$)</th><th>RS/MWh</th></tr><tr><td>Energia Base</td><td>2.919.712</td><td>34,0%</td><td>590.509.278</td><td>204,99</td></tr><tr><td>Cota Angra I/Angra II</td><td>250.515</td><td>2,9%</td><td>87.054.071</td><td>347,50</td></tr><tr><td>Cotas Lei n° 12.783/2013</td><td>1.192.497</td><td>13,9%</td><td>204.974.009</td><td>171,89</td></tr><tr><td>Itaipu (tirando as perdas)</td><td>1.305.417</td><td>15,2%</td><td>306.481.196</td><td>234,78</td></tr><tr><td>PROINFA</td><td>171.282</td><td>2,0%</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>Bilateral</td><td>1.171.787</td><td>13,6%</td><td>460.562.027</td><td>393,03</td></tr><tr><td>CCEAR</td><td>4.495.434</td><td>52,4%</td><td>1.134.306.219</td><td>252,32</td></tr><tr><td>Eólica</td><td>491.999</td><td>5,6%</td><td>112.967.492</td><td>234,27</td></tr><tr><td>Hidroeétrica</td><td>2.170.883</td><td>25,3%</td><td>444.045.506</td><td>204,55</td></tr><tr><td>Térmica</td><td>1.574.690</td><td>18,3%</td><td>494.825.961</td><td>314,24</td></tr><tr><td>Biomassa com CVU</td><td>112.967</td><td>1,3%</td><td>34.220.658</td><td>302,93</td></tr><tr><td>Biomassa sem CVU</td><td>51.951</td><td>0,6%</td><td>16.438.825</td><td>316,43</td></tr><tr><td>Pq Centrais Hidrelétricas</td><td>102.944</td><td>1,2%</td><td>31.807.775</td><td>306,98</td></tr><tr><td>TOTAL</td><td>8.586.933</td><td>100%</td><td>2.193.367.524</td><td>255,43</td></tr><tr><td>Sobrecontratada</td><td>2.808.977</td><td>32,7%</td><td>455.585.660</td><td>162,19</td></tr></table>	Fonte Energética Piratininga 2023	Montante	%	Despesa (R\$)	RS/MWh	Energia Base	2.919.712	34,0%	590.509.278	204,99	Cota Angra I/Angra II	250.515	2,9%	87.054.071	347,50	Cotas Lei n° 12.783/2013	1.192.497	13,9%	204.974.009	171,89	Itaipu (tirando as perdas)	1.305.417	15,2%	306.481.196	234,78	PROINFA	171.282	2,0%	-	-	Bilateral	1.171.787	13,6%	460.562.027	393,03	CCEAR	4.495.434	52,4%	1.134.306.219	252,32	Eólica	491.999	5,6%	112.967.492	234,27	Hidroeétrica	2.170.883	25,3%	444.045.506	204,55	Térmica	1.574.690	18,3%	494.825.961	314,24	Biomassa com CVU	112.967	1,3%	34.220.658	302,93	Biomassa sem CVU	51.951	0,6%	16.438.825	316,43	Pq Centrais Hidrelétricas	102.944	1,2%	31.807.775	306,98	TOTAL	8.586.933	100%	2.193.367.524	255,43	Sobrecontratada	2.808.977	32,7%	455.585.660	162,19	3.8. Realizado em dezembro de 2021 , o primeiro LRCAP trouxe mais um avanço para garantir o suprimento do SIN. Foi o primeiro leilão destinado à aquisição de reserva de capacidade na forma de potência, sem exigência obrigatória do fornecimento de energia.	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, Ibitiré (BR), Termonio, 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.	Comentário.	3.9. O objetivo do leilão foi o atendimento ao requisito de potência do sistema, por meio da contratação proveniente de fontes capazes de fornecer segurança operativa. Entendeu-se, naquele momento, que empreendimentos termelétricos despachados de maneira centralizada seriam os mais adequados devido às suas características de confiabilidade e disponibilidade. Não havia uma preocupação em se realizar um leilão orientado por fontes , mas sim na capacidade de prover recursos que vissem características relacionadas ao despacho e disponíveis a qualquer tempo para o ONS.			3.10. Ademais, o arcabouço regulatório ainda incipiente no que tange a tecnologias como armazenamento e resposta da demanda , bem como incertezas regulatórias para a contratação de hidrelétricas , aliadas ao ineditismo de uma contratação de capacidade, demandou uma abordagem mais conservadora, admitindo, naquele momento, apenas fontes termelétricas cujas disponibilidades de entrega do requisito de potência fossem possível a qualquer tempo e duração.			3.11. Em se tratando dos produtos negociados, o LRCAP de 2021 previa a contratação de dois produtos: (i) Energia ; e (ii) Potência . No primeiro, novos empreendimentos termelétricos com inflexibilidade operativa de até 30% (trinta por cento) poderiam negociar a energia associada à geração inflexível na modalidade quantidade. No Produto Potência, as usinas termelétricas novas ou existentes poderiam ofertar disponibilidade de potência em MW.			3.12. A negociação se deu apenas no Produto Potência , não havendo lances para o Produto Energia. Como a motivação para a realização do LRCAP de 2021 era prover segurança e confiabilidade ao sistema elétrico, por meio da contratação de potência e não de energia, o leilão foi bem sucedido, uma vez que a demanda de potência alocada para o certame foi atendida.	O preço do combustível deve ser levado em conta . Foi?	Comentário.	3.13. A inclusão do produto energia no referido leilão foi motivada pela possibilidade de complementar as receitas do gerador , o que poderia contribuir com o financiamento dos projetos novos com inflexibilidade. Contudo, a hipótese de que a comercialização de energia proveniente de geração inflexível seria necessária para viabilizar a oferta de potência não se mostrou verdadeira. O resultado do certame demonstrou que é possível adquirir o requisito de capacidade de potência a partir de geração flexível, sem a necessidade de compra de energia associada.	Faz o que com a energia?		3.14. Assim, superada a discussão sobre a necessidade de contratação de energia associada, para fins de viabilização de empreendimentos termelétricos que possam prover o requisito de capacidade desejado, não se vislumbra a necessidade de contratação de energia no LRCAP de 2024 .	Importante que o consumidor seja desonerado por este ganho adicional do fornecedor de Potência.	Comentário.	Aprimoramentos para o LRCAP de 2024			3.15. O LRCAP de 2021, adotou como requisito a necessidade de entrega de disponibilidade de potência pelos empreendimentos vencedores em todos os momentos do contrato, descontadas a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e a Indisponibilidade Programada (IP).			3.16. Para o LRCAP de 2024 , buscou-se reavaliar os requisitos exigidos para os recursos contratados de tal forma que sejam ainda mais aderentes e compatíveis com as necessidades reais de capacidade sistêmica e operativa do SIN .			3.17. Uma primeira mudança a ser destacada diz respeito à remuneração pela energia gerada . Nos momentos de necessidade do sistema, a energia gerada será remunerada pelo maior valor entre o Custo Variável Unitário (CVU) e o Preço Líquido das Diferenças (PLD) horário. De outro modo, para a energia gerada fora dos momentos de necessidade sistêmica, como, por exemplo, devido às restrições de rampas de partida e tempo mínimo operativo (unit commitment), sugere-se que a remuneração seja pelo PLD horário dos momentos em que houve injeção de energia no sistema, mesmo que o PLD seja inferior ao CVU do empreendimento. Essa proposta fez parte dos aprimoramentos apontados no estudo realizado, no segundo semestre de 2022, sob coordenação da EPE, com o apoio do ONS, que resultou na Nota Técnica EPE/DEE/050/2023-R0 (SEI nº 0789453)	Importante que o consumidor seja desonerado por este ganho adicional do fornecedor de Potência.	Comentário.	3.18. O documento apresenta o tratamento específico proposto para as restrições operativas de unit commitment (rampas de acionamento, de desligamento e tempo mínimo de permanência ligado e desligado). As usinas termelétricas precisam ser acionadas com antecedência mínima que respeite o tempo necessário para a tomada de carga, bem como devem permanecer ligadas por um tempo mínimo, observadas as restrições de geração mínima e de rampa de descida de carga. Assim, podem ser necessários períodos de despacho superiores àqueles identificados como necessários para o sistema, sobretudo quando esse despacho se dá para fazer frente a momentos de ponta .			3.19. A regulação vigente estabelece que os custos associados à geração fora da ordem de mérito proveniente de unit commitment que excede o PLD serão ressarcidos por meio dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS) que, por sua vez, são rateados por todos os consumidores . Diferente disso, propõe-se que os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 tenham a geração associada a restrições operativas de unit commitment remuneradas exclusivamente pelo PLD horário. Dessa maneira, transfere-se aos agentes a responsabilidade de estimar e precificar, conforme sua estratégia comercial, de forma mais fidedigna possível, os custos associados à geração por unit commitment que, eventualmente, não venham a ser recuperados pelo PLD.	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.	O consumidor cativo da área de concessão da CPFL Piratininga 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><tr><th>Fonte Energética Piratininga 2023</th><th>Montante</th><th>%</th><th>Despesa (R\$)</th><th>RS/MWh</th></tr><tr><td>Energia Base</td><td>2.919.712</td><td>34,0%</td><td>590.509.278</td><td>204,99</td></tr><tr><td>Cota Angra I/Angra II</td><td>250.515</td><td>2,9%</td><td>87.054.071</td><td>347,50</td></tr><tr><td>Cotas Lei n° 12.783/2013</td><td>1.192.497</td><td>13,9%</td><td>204.974.009</td><td>171,89</td></tr><tr><td>Itaipu (tirando as perdas)</td><td>1.305.417</td><td>15,2%</td><td>306.481.196</td><td>234,78</td></tr><tr><td>PROINFA</td><td>171.282</td><td>2,0%</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>Bilateral</td><td>1.171.787</td><td>13,6%</td><td>460.562.027</td><td>393,03</td></tr><tr><td>CCEAR</td><td>4.495.434</td><td>52,4%</td><td>1.134.306.219</td><td>252,32</td></tr><tr><td>Eólica</td><td>491.999</td><td>5,6%</td><td>112.967.492</td><td>234,27</td></tr><tr><td>Hidroeétrica</td><td>2.170.883</td><td>25,3%</td><td>444.045.506</td><td>204,55</td></tr><tr><td>Térmica</td><td>1.574.690</td><td>18,3%</td><td>494.825.961</td><td>314,24</td></tr><tr><td>Biomassa com CVU</td><td>112.967</td><td>1,3%</td><td>34.220.658</td><td>302,93</td></tr><tr><td>Biomassa sem CVU</td><td>51.951</td><td>0,6%</td><td>16.438.825</td><td>316,43</td></tr><tr><td>Pq Centrais Hidrelétricas</td><td>102.944</td><td>1,2%</td><td>31.807.775</td><td>306,98</td></tr><tr><td>TOTAL</td><td>8.586.933</td><td>100%</td><td>2.193.367.524</td><td>255,43</td></tr><tr><td>Sobrecontratada</td><td>2.808.977</td><td>32,7%</td><td>455.585.660</td><td>162,19</td></tr></table>	Fonte Energética Piratininga 2023	Montante	%	Despesa (R\$)	RS/MWh	Energia Base	2.919.712	34,0%	590.509.278	204,99	Cota Angra I/Angra II	250.515	2,9%	87.054.071	347,50	Cotas Lei n° 12.783/2013	1.192.497	13,9%	204.974.009	171,89	Itaipu (tirando as perdas)	1.305.417	15,2%	306.481.196	234,78	PROINFA	171.282	2,0%	-	-	Bilateral	1.171.787	13,6%	460.562.027	393,03	CCEAR	4.495.434	52,4%	1.134.306.219	252,32	Eólica	491.999	5,6%	112.967.492	234,27	Hidroeétrica	2.170.883	25,3%	444.045.506	204,55	Térmica	1.574.690	18,3%	494.825.961	314,24	Biomassa com CVU	112.967	1,3%	34.220.658	302,93	Biomassa sem CVU	51.951	0,6%	16.438.825	316,43	Pq Centrais Hidrelétricas	102.944	1,2%	31.807.775	306,98	TOTAL	8.586.933	100%	2.193.367.524	255,43	Sobrecontratada	2.808.977	32,7%	455.585.660	162,19	3.20. Com esse mecanismo de pagamento aos agentes, espera-se ainda que, por meio da competitividade, os empreendimentos que possuam maior flexibilidade operativa obtenham vantagem frente as usinas menos flexíveis, resultando em uma seleção mais adequada às necessidades do sistema e permitindo revelar o custo do serviço de atendimento à ponta, sem que parte desse custo esteja sendo absorvida pelos ESS.			3.21. Em complementariedade ao Incentivo econômico à flexibilidade dado pelo mecanismo acima descrito, o ONS , na Carta CTA-ONS DGL 0275/2024 (SEI nº 0861820), de 19 de fevereiro de 2024, propõe o estabelecimento de requisitos mínimos de flexibilidade para usinas termelétricas, a saber:			- Tempo mínimo de permanência na condição ligado (Ton) menor ou igual a 8 horas, que inclui o tempo necessário para as rampas de acionamento e desligamento das Unidades Geradoras;			- Tempo mínimo de permanência na condição desligado (Toff) menor ou igual a 8 horas;			- Tempo total de rampa de acionamento (R-up) menor ou igual a 1 hora e 30 minutos;			- Tempo total de rampa de desligamento (R-dn) menor ou igual a 1 hora; e		
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																																																																																																																																																																																																																																					
3.7. A reserva de capacidade é uma forma de contratação que não depende de demanda de distribuidoras, sendo balizada em características e requisitos do sistema elétrico. A contratação de potência por meio dos Leilões de Reserva de Capacidade constitui um mecanismo para assegurar a segurança e a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica no SIN, reconhecendo a segurança como um bem comum. Essa abordagem promove uma distribuição dos custos associados entre todos os consumidores , evitando a imposição do ônus financeiro exclusivamente aos consumidores regulados. Ao considerar a segurança no fornecimento de potência como um bem comum, essa política reflete o entendimento econômico de que a responsabilidade pelo financiamento da estabilidade e confiabilidade do sistema deve ser compartilhada, assegurando que a carga financeira seja equitativa entre todos os usuários, em prol do bem-estar coletivo e da sustentabilidade do fornecimento energético.	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.	O consumidor cativo da área de concessão da CPFL Piratininga 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><tr><th>Fonte Energética Piratininga 2023</th><th>Montante</th><th>%</th><th>Despesa (R\$)</th><th>RS/MWh</th></tr><tr><td>Energia Base</td><td>2.919.712</td><td>34,0%</td><td>590.509.278</td><td>204,99</td></tr><tr><td>Cota Angra I/Angra II</td><td>250.515</td><td>2,9%</td><td>87.054.071</td><td>347,50</td></tr><tr><td>Cotas Lei n° 12.783/2013</td><td>1.192.497</td><td>13,9%</td><td>204.974.009</td><td>171,89</td></tr><tr><td>Itaipu (tirando as perdas)</td><td>1.305.417</td><td>15,2%</td><td>306.481.196</td><td>234,78</td></tr><tr><td>PROINFA</td><td>171.282</td><td>2,0%</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>Bilateral</td><td>1.171.787</td><td>13,6%</td><td>460.562.027</td><td>393,03</td></tr><tr><td>CCEAR</td><td>4.495.434</td><td>52,4%</td><td>1.134.306.219</td><td>252,32</td></tr><tr><td>Eólica</td><td>491.999</td><td>5,6%</td><td>112.967.492</td><td>234,27</td></tr><tr><td>Hidroeétrica</td><td>2.170.883</td><td>25,3%</td><td>444.045.506</td><td>204,55</td></tr><tr><td>Térmica</td><td>1.574.690</td><td>18,3%</td><td>494.825.961</td><td>314,24</td></tr><tr><td>Biomassa com CVU</td><td>112.967</td><td>1,3%</td><td>34.220.658</td><td>302,93</td></tr><tr><td>Biomassa sem CVU</td><td>51.951</td><td>0,6%</td><td>16.438.825</td><td>316,43</td></tr><tr><td>Pq Centrais Hidrelétricas</td><td>102.944</td><td>1,2%</td><td>31.807.775</td><td>306,98</td></tr><tr><td>TOTAL</td><td>8.586.933</td><td>100%</td><td>2.193.367.524</td><td>255,43</td></tr><tr><td>Sobrecontratada</td><td>2.808.977</td><td>32,7%</td><td>455.585.660</td><td>162,19</td></tr></table>	Fonte Energética Piratininga 2023	Montante	%	Despesa (R\$)	RS/MWh	Energia Base	2.919.712	34,0%	590.509.278	204,99	Cota Angra I/Angra II	250.515	2,9%	87.054.071	347,50	Cotas Lei n° 12.783/2013	1.192.497	13,9%	204.974.009	171,89	Itaipu (tirando as perdas)	1.305.417	15,2%	306.481.196	234,78	PROINFA	171.282	2,0%	-	-	Bilateral	1.171.787	13,6%	460.562.027	393,03	CCEAR	4.495.434	52,4%	1.134.306.219	252,32	Eólica	491.999	5,6%	112.967.492	234,27	Hidroeétrica	2.170.883	25,3%	444.045.506	204,55	Térmica	1.574.690	18,3%	494.825.961	314,24	Biomassa com CVU	112.967	1,3%	34.220.658	302,93	Biomassa sem CVU	51.951	0,6%	16.438.825	316,43	Pq Centrais Hidrelétricas	102.944	1,2%	31.807.775	306,98	TOTAL	8.586.933	100%	2.193.367.524	255,43	Sobrecontratada	2.808.977	32,7%	455.585.660	162,19																																																																																																																																																					
Fonte Energética Piratininga 2023	Montante	%	Despesa (R\$)	RS/MWh																																																																																																																																																																																																																																			
Energia Base	2.919.712	34,0%	590.509.278	204,99																																																																																																																																																																																																																																			
Cota Angra I/Angra II	250.515	2,9%	87.054.071	347,50																																																																																																																																																																																																																																			
Cotas Lei n° 12.783/2013	1.192.497	13,9%	204.974.009	171,89																																																																																																																																																																																																																																			
Itaipu (tirando as perdas)	1.305.417	15,2%	306.481.196	234,78																																																																																																																																																																																																																																			
PROINFA	171.282	2,0%	-	-																																																																																																																																																																																																																																			
Bilateral	1.171.787	13,6%	460.562.027	393,03																																																																																																																																																																																																																																			
CCEAR	4.495.434	52,4%	1.134.306.219	252,32																																																																																																																																																																																																																																			
Eólica	491.999	5,6%	112.967.492	234,27																																																																																																																																																																																																																																			
Hidroeétrica	2.170.883	25,3%	444.045.506	204,55																																																																																																																																																																																																																																			
Térmica	1.574.690	18,3%	494.825.961	314,24																																																																																																																																																																																																																																			
Biomassa com CVU	112.967	1,3%	34.220.658	302,93																																																																																																																																																																																																																																			
Biomassa sem CVU	51.951	0,6%	16.438.825	316,43																																																																																																																																																																																																																																			
Pq Centrais Hidrelétricas	102.944	1,2%	31.807.775	306,98																																																																																																																																																																																																																																			
TOTAL	8.586.933	100%	2.193.367.524	255,43																																																																																																																																																																																																																																			
Sobrecontratada	2.808.977	32,7%	455.585.660	162,19																																																																																																																																																																																																																																			
3.8. Realizado em dezembro de 2021 , o primeiro LRCAP trouxe mais um avanço para garantir o suprimento do SIN. Foi o primeiro leilão destinado à aquisição de reserva de capacidade na forma de potência, sem exigência obrigatória do fornecimento de energia.	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, Ibitiré (BR), Termonio, 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.	Comentário.																																																																																																																																																																																																																																					
3.9. O objetivo do leilão foi o atendimento ao requisito de potência do sistema, por meio da contratação proveniente de fontes capazes de fornecer segurança operativa. Entendeu-se, naquele momento, que empreendimentos termelétricos despachados de maneira centralizada seriam os mais adequados devido às suas características de confiabilidade e disponibilidade. Não havia uma preocupação em se realizar um leilão orientado por fontes , mas sim na capacidade de prover recursos que vissem características relacionadas ao despacho e disponíveis a qualquer tempo para o ONS.																																																																																																																																																																																																																																							
3.10. Ademais, o arcabouço regulatório ainda incipiente no que tange a tecnologias como armazenamento e resposta da demanda , bem como incertezas regulatórias para a contratação de hidrelétricas , aliadas ao ineditismo de uma contratação de capacidade, demandou uma abordagem mais conservadora, admitindo, naquele momento, apenas fontes termelétricas cujas disponibilidades de entrega do requisito de potência fossem possível a qualquer tempo e duração.																																																																																																																																																																																																																																							
3.11. Em se tratando dos produtos negociados, o LRCAP de 2021 previa a contratação de dois produtos: (i) Energia ; e (ii) Potência . No primeiro, novos empreendimentos termelétricos com inflexibilidade operativa de até 30% (trinta por cento) poderiam negociar a energia associada à geração inflexível na modalidade quantidade. No Produto Potência, as usinas termelétricas novas ou existentes poderiam ofertar disponibilidade de potência em MW.																																																																																																																																																																																																																																							
3.12. A negociação se deu apenas no Produto Potência , não havendo lances para o Produto Energia. Como a motivação para a realização do LRCAP de 2021 era prover segurança e confiabilidade ao sistema elétrico, por meio da contratação de potência e não de energia, o leilão foi bem sucedido, uma vez que a demanda de potência alocada para o certame foi atendida.	O preço do combustível deve ser levado em conta . Foi?	Comentário.																																																																																																																																																																																																																																					
3.13. A inclusão do produto energia no referido leilão foi motivada pela possibilidade de complementar as receitas do gerador , o que poderia contribuir com o financiamento dos projetos novos com inflexibilidade. Contudo, a hipótese de que a comercialização de energia proveniente de geração inflexível seria necessária para viabilizar a oferta de potência não se mostrou verdadeira. O resultado do certame demonstrou que é possível adquirir o requisito de capacidade de potência a partir de geração flexível, sem a necessidade de compra de energia associada.	Faz o que com a energia?																																																																																																																																																																																																																																						
3.14. Assim, superada a discussão sobre a necessidade de contratação de energia associada, para fins de viabilização de empreendimentos termelétricos que possam prover o requisito de capacidade desejado, não se vislumbra a necessidade de contratação de energia no LRCAP de 2024 .	Importante que o consumidor seja desonerado por este ganho adicional do fornecedor de Potência.	Comentário.																																																																																																																																																																																																																																					
Aprimoramentos para o LRCAP de 2024																																																																																																																																																																																																																																							
3.15. O LRCAP de 2021, adotou como requisito a necessidade de entrega de disponibilidade de potência pelos empreendimentos vencedores em todos os momentos do contrato, descontadas a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e a Indisponibilidade Programada (IP).																																																																																																																																																																																																																																							
3.16. Para o LRCAP de 2024 , buscou-se reavaliar os requisitos exigidos para os recursos contratados de tal forma que sejam ainda mais aderentes e compatíveis com as necessidades reais de capacidade sistêmica e operativa do SIN .																																																																																																																																																																																																																																							
3.17. Uma primeira mudança a ser destacada diz respeito à remuneração pela energia gerada . Nos momentos de necessidade do sistema, a energia gerada será remunerada pelo maior valor entre o Custo Variável Unitário (CVU) e o Preço Líquido das Diferenças (PLD) horário. De outro modo, para a energia gerada fora dos momentos de necessidade sistêmica, como, por exemplo, devido às restrições de rampas de partida e tempo mínimo operativo (unit commitment), sugere-se que a remuneração seja pelo PLD horário dos momentos em que houve injeção de energia no sistema, mesmo que o PLD seja inferior ao CVU do empreendimento. Essa proposta fez parte dos aprimoramentos apontados no estudo realizado, no segundo semestre de 2022, sob coordenação da EPE, com o apoio do ONS, que resultou na Nota Técnica EPE/DEE/050/2023-R0 (SEI nº 0789453)	Importante que o consumidor seja desonerado por este ganho adicional do fornecedor de Potência.	Comentário.																																																																																																																																																																																																																																					
3.18. O documento apresenta o tratamento específico proposto para as restrições operativas de unit commitment (rampas de acionamento, de desligamento e tempo mínimo de permanência ligado e desligado). As usinas termelétricas precisam ser acionadas com antecedência mínima que respeite o tempo necessário para a tomada de carga, bem como devem permanecer ligadas por um tempo mínimo, observadas as restrições de geração mínima e de rampa de descida de carga. Assim, podem ser necessários períodos de despacho superiores àqueles identificados como necessários para o sistema, sobretudo quando esse despacho se dá para fazer frente a momentos de ponta .																																																																																																																																																																																																																																							
3.19. A regulação vigente estabelece que os custos associados à geração fora da ordem de mérito proveniente de unit commitment que excede o PLD serão ressarcidos por meio dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS) que, por sua vez, são rateados por todos os consumidores . Diferente disso, propõe-se que os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 tenham a geração associada a restrições operativas de unit commitment remuneradas exclusivamente pelo PLD horário. Dessa maneira, transfere-se aos agentes a responsabilidade de estimar e precificar, conforme sua estratégia comercial, de forma mais fidedigna possível, os custos associados à geração por unit commitment que, eventualmente, não venham a ser recuperados pelo PLD.	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.	O consumidor cativo da área de concessão da CPFL Piratininga 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><tr><th>Fonte Energética Piratininga 2023</th><th>Montante</th><th>%</th><th>Despesa (R\$)</th><th>RS/MWh</th></tr><tr><td>Energia Base</td><td>2.919.712</td><td>34,0%</td><td>590.509.278</td><td>204,99</td></tr><tr><td>Cota Angra I/Angra II</td><td>250.515</td><td>2,9%</td><td>87.054.071</td><td>347,50</td></tr><tr><td>Cotas Lei n° 12.783/2013</td><td>1.192.497</td><td>13,9%</td><td>204.974.009</td><td>171,89</td></tr><tr><td>Itaipu (tirando as perdas)</td><td>1.305.417</td><td>15,2%</td><td>306.481.196</td><td>234,78</td></tr><tr><td>PROINFA</td><td>171.282</td><td>2,0%</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>Bilateral</td><td>1.171.787</td><td>13,6%</td><td>460.562.027</td><td>393,03</td></tr><tr><td>CCEAR</td><td>4.495.434</td><td>52,4%</td><td>1.134.306.219</td><td>252,32</td></tr><tr><td>Eólica</td><td>491.999</td><td>5,6%</td><td>112.967.492</td><td>234,27</td></tr><tr><td>Hidroeétrica</td><td>2.170.883</td><td>25,3%</td><td>444.045.506</td><td>204,55</td></tr><tr><td>Térmica</td><td>1.574.690</td><td>18,3%</td><td>494.825.961</td><td>314,24</td></tr><tr><td>Biomassa com CVU</td><td>112.967</td><td>1,3%</td><td>34.220.658</td><td>302,93</td></tr><tr><td>Biomassa sem CVU</td><td>51.951</td><td>0,6%</td><td>16.438.825</td><td>316,43</td></tr><tr><td>Pq Centrais Hidrelétricas</td><td>102.944</td><td>1,2%</td><td>31.807.775</td><td>306,98</td></tr><tr><td>TOTAL</td><td>8.586.933</td><td>100%</td><td>2.193.367.524</td><td>255,43</td></tr><tr><td>Sobrecontratada</td><td>2.808.977</td><td>32,7%</td><td>455.585.660</td><td>162,19</td></tr></table>	Fonte Energética Piratininga 2023	Montante	%	Despesa (R\$)	RS/MWh	Energia Base	2.919.712	34,0%	590.509.278	204,99	Cota Angra I/Angra II	250.515	2,9%	87.054.071	347,50	Cotas Lei n° 12.783/2013	1.192.497	13,9%	204.974.009	171,89	Itaipu (tirando as perdas)	1.305.417	15,2%	306.481.196	234,78	PROINFA	171.282	2,0%	-	-	Bilateral	1.171.787	13,6%	460.562.027	393,03	CCEAR	4.495.434	52,4%	1.134.306.219	252,32	Eólica	491.999	5,6%	112.967.492	234,27	Hidroeétrica	2.170.883	25,3%	444.045.506	204,55	Térmica	1.574.690	18,3%	494.825.961	314,24	Biomassa com CVU	112.967	1,3%	34.220.658	302,93	Biomassa sem CVU	51.951	0,6%	16.438.825	316,43	Pq Centrais Hidrelétricas	102.944	1,2%	31.807.775	306,98	TOTAL	8.586.933	100%	2.193.367.524	255,43	Sobrecontratada	2.808.977	32,7%	455.585.660	162,19																																																																																																																																																					
Fonte Energética Piratininga 2023	Montante	%	Despesa (R\$)	RS/MWh																																																																																																																																																																																																																																			
Energia Base	2.919.712	34,0%	590.509.278	204,99																																																																																																																																																																																																																																			
Cota Angra I/Angra II	250.515	2,9%	87.054.071	347,50																																																																																																																																																																																																																																			
Cotas Lei n° 12.783/2013	1.192.497	13,9%	204.974.009	171,89																																																																																																																																																																																																																																			
Itaipu (tirando as perdas)	1.305.417	15,2%	306.481.196	234,78																																																																																																																																																																																																																																			
PROINFA	171.282	2,0%	-	-																																																																																																																																																																																																																																			
Bilateral	1.171.787	13,6%	460.562.027	393,03																																																																																																																																																																																																																																			
CCEAR	4.495.434	52,4%	1.134.306.219	252,32																																																																																																																																																																																																																																			
Eólica	491.999	5,6%	112.967.492	234,27																																																																																																																																																																																																																																			
Hidroeétrica	2.170.883	25,3%	444.045.506	204,55																																																																																																																																																																																																																																			
Térmica	1.574.690	18,3%	494.825.961	314,24																																																																																																																																																																																																																																			
Biomassa com CVU	112.967	1,3%	34.220.658	302,93																																																																																																																																																																																																																																			
Biomassa sem CVU	51.951	0,6%	16.438.825	316,43																																																																																																																																																																																																																																			
Pq Centrais Hidrelétricas	102.944	1,2%	31.807.775	306,98																																																																																																																																																																																																																																			
TOTAL	8.586.933	100%	2.193.367.524	255,43																																																																																																																																																																																																																																			
Sobrecontratada	2.808.977	32,7%	455.585.660	162,19																																																																																																																																																																																																																																			
3.20. Com esse mecanismo de pagamento aos agentes, espera-se ainda que, por meio da competitividade, os empreendimentos que possuam maior flexibilidade operativa obtenham vantagem frente as usinas menos flexíveis, resultando em uma seleção mais adequada às necessidades do sistema e permitindo revelar o custo do serviço de atendimento à ponta, sem que parte desse custo esteja sendo absorvida pelos ESS.																																																																																																																																																																																																																																							
3.21. Em complementariedade ao Incentivo econômico à flexibilidade dado pelo mecanismo acima descrito, o ONS , na Carta CTA-ONS DGL 0275/2024 (SEI nº 0861820), de 19 de fevereiro de 2024, propõe o estabelecimento de requisitos mínimos de flexibilidade para usinas termelétricas, a saber:																																																																																																																																																																																																																																							
- Tempo mínimo de permanência na condição ligado (Ton) menor ou igual a 8 horas, que inclui o tempo necessário para as rampas de acionamento e desligamento das Unidades Geradoras;																																																																																																																																																																																																																																							
- Tempo mínimo de permanência na condição desligado (Toff) menor ou igual a 8 horas;																																																																																																																																																																																																																																							
- Tempo total de rampa de acionamento (R-up) menor ou igual a 1 hora e 30 minutos;																																																																																																																																																																																																																																							
- Tempo total de rampa de desligamento (R-dn) menor ou igual a 1 hora; e																																																																																																																																																																																																																																							

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 160/2024				
	NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN Piratininga			
	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		
- Razão entre a Geração mínima das Unidades Geradoras e a Geração máxima das Unidades Geradoras (Gmin/Gmax) menor ou igual a 70% (setenta por cento).				
3.22. Ressalta-se que os vendedores estarão expostos ao mercado de curto prazo para recuperação dos custos associados a energia de unit commitment. Portanto, tais requisitos mínimos, além de permitirem ao Operador maior flexibilidade para a modulação da carga, têm o intuito de reduzir a exposição do agente vendedor quando acionado para atendimento à potência, para o qual será remunerado pelo seu CVU apenas nos momentos de necessidade do sistema.				
3.23. No que se refere à disponibilidade das usinas, propõe-se para o LRCAP de 2024 mecanismos que reforcem o compromisso de entrega de potência pelos empreendimentos vencedores. Além disso, o risco relativo à incerteza de despacho pelo ONS ficará alocado ao empreendedor, inclusive no que se refere à quantidade de partidas e paradas, bem como ao tempo de operação e à quantidade de energia produzida.				
3.24. Pela disponibilidade da potência contratada, os empreendedores farão jus à uma receita fixa, em R\$/ano, a ser recebida em doze parcelas mensais. Essa receita poderá ser reduzida conforme apuração mensal do desempenho operavo da usina, observando-se a efetiva disponibilidade e o atendimento aos requisitos mínimos de flexibilidade operava.				
3.25. Nesse sentido, considerando que o objetivo do LRCAP de 2024 é o atendimento das necessidades sistêmicas de potência, o contrato referente aos empreendimentos termelétricos deverá prever redução mínima de 5% da parcela mensal da receita fixa para cada hora em que a potência requerida pelo ONS não for entregue pela usina. Por sua vez, para os empreendimentos hidrelétricos, a redução da receita fixa ocorrerá em decorrência da indisponibilidade da unidade geradora, observando a redução mínima de 5% da parcela mensal para cada hora de indisponibilidade. Essas reduções da receita fixa serão limitadas a 50% para cada mês de apuração e devem ser aplicadas independente da apuração da TEIF. A exceção à aplicação ocorrerá apenas para as Indisponibilidades Programadas (IPs) das usinas, desde que realizadas nos períodos previamente definidos pelo ONS, conforme regulação da ANEEL.				
3.26. Destaca-se que para horizonte de planejamento da operação de médio prazo, no Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – Ciclo 2024 a 2028 (PAR/PEL 2023), o ONS indica que as pontas de carga irão se intensificar no horário noturno quando serão necessários elevados despachos de geração térmica, trazendo novos desafios para a operação do SIN. Há ainda a expectativa da necessidade de geração para atendimento de potência em resposta às variações de demanda no Sistema Sudeste/Centro-Oeste e Sul, ao fim da tarde, nos momentos de diminuição de geração fotovoltaica, e quando não houver geração eólica suficiente ou intercâmbios entre as regiões.				
3.27. Desse modo, mecanismos que induzam maior compromisso com a entrega da potência requerida pelo ONS são essenciais, especialmente, diante dos cenários de coincidência de carga elevada e baixa geração nas usinas eólicas e fotovoltaicas, que demandam recursos adicionais para se evitar o uso da reserva operava nos horários de ponta de carga.				
3.28. Menciona-se que a ANEEL, no Ofício nº 362/2023 – DIR/ANEEL (SEI nº 0830420), de 17 de novembro de 2023, destaca a questão da localização da potência contratada em leilões de reserva de capacidade, tendo em vista a existência de restrições à transmissão de energia elétrica no SIN. Embora a minuta da Portaria de Diretrizes não especifique a localização dos empreendimentos, o tema pode ser objeto de discussão durante a consulta pública ora proposta.				
Tecnologias e fontes candidatas				
3.29. Uma das evoluções trazidas no LRCAP de 2024 é a participação de usinas hidrelétricas. A partir da melhor caracterização do requisito de entrega, é possível vislumbrar a participação de diferentes fontes e um avanço na capacidade do leilão de revelar o preço do serviço de capacidade de potência.			A necessidade de novas instalações de Transmissão onera os consumidores finais e deve ser levada em conta no leilão.	Comentário.
3.30. O recurso contratado deve ser capaz de prover disponibilidade de potência nos momentos de necessidade do sistema. Deve, portanto, ter capacidade de entrega de toda a potência contratada para despacho do Operador na programação diária ou na operação em tempo real. Além das fontes termelétricas, atendem a tal requisito e passam a poder participar do leilão, as hidrelétricas despachadas centralizadamente.				
3.31. Quanto às fontes termelétricas, nesse primeiro momento, não foram especificados quais combustíveis candidatos à habilitação técnica no LRCAP 2024, a fim de permitir maiores contribuições na etapa de consulta pública. No fechamento da referida consulta, a partir das contribuições recebidas, será avaliada a conveniência e oportunidade da participação de determinadas usinas termelétricas.				
3.32. Os sistemas de armazenamento em baterias, embora também capazes de atender a esses requisitos sob certas condições, não foram incluídos no LRCAP de 2024 por ainda carecerem de melhor suporte normativo. Destaca-se que as adequações regulatórias para inserção no SIN de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis, constam na Agenda Regulatória da ANEEL 2024-2025, com previsão de conclusão em 2024.				
3.33. A inserção de sistemas de armazenamento na matriz elétrica brasileira tem ocupado um espaço importante nas discussões do Planejamento do Setor Elétrico nos últimos anos, devido à capacidade de resposta instantânea e à flexibilidade operava e locacional desses sistemas, candidatos potenciais a diversas aplicações no setor elétrico brasileiro, inclusive no atendimento à ponta do sistema. Ademais, o armazenamento de energia elétrica por meio de baterias é uma solução adotada mundialmente para diversas finalidades, como, por exemplo, serviços ancilares.				
3.34. Por outro lado, ainda não se tem uma regulamentação devidamente madura que permita a inclusão de tais sistemas em escala, dando-lhes tratamento adequado conforme suas especificidades.				
3.35. Os desafios que se apresentam envolvem o estabelecimento de requisitos específicos para autonomia, eficiência energética, precificação da energia disponibilizada, comando de despacho, definição do modelo dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e de Distribuição (CUSD), bem como da definição do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) e de Distribuição (MUSD) a serem contratados e da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e de Distribuição (TUSD) a ser paga no carregamento e fornecimento de potência, limites e restrições operativos, alocação dos riscos etc.				
3.36. Além disso, as baterias apresentam ciclo de operação limitado em algumas horas, precisando ser recarregadas e, portanto, impossibilitando, por vezes, seu acionamento em períodos em que o recurso precisa estar disponível para atender as necessidades de potência do sistema.				
3.37. Dadas essas particularidades que exigem considerável inovação para a formatação do produto a ser contratado e operado, bem como a iminência da regulamentação pela ANEEL, entende-se a necessidade de postergar a possibilidade de participação de sistemas de armazenamento sob a forma de baterias no Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência.				
3.38. Entretanto, considerando os atributos positivos para a segurança e garantia do suprimento elétrico, como a rapidez e versatilidade de instalação, flexibilidade de acionamento e de funcionamento, capacidade de disponibilidade instantânea de potência e possibilidade de localização próxima à carga, com 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.	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.	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.		
3.39. Assim, espera-se que esse recurso seja considerado em certames futuros, seja nos leilões de contratação de reserva de capacidade na forma de potência seja nos leilões de transmissão ou de prestação de serviços ancilares.				
3.40. Quanto à participação de usinas hidrelétricas, entende-se que a partir dos processos de descotização de uma série de usinas até 2027, torna-se viável uma oferta hidrelétrica relevante que não estaria alcançada pelo regime de cotas criado pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, em virtude da legislação atual. Desse modo, como um primeiro movimento no sendo da utilização desse recurso nas contratações de reserva de capacidade na forma de potência, propõe-se a possibilidade de participação, no LRCAP de 2024, apenas da ampliação de potência de usinas hidrelétricas não abarcadas no regime de cotas, por meio da instalação de novas unidades geradoras específicas para essa fim.				
Margens de escoamento remanescentes como critério de classificação para o LRCAP de 2024				
3.41. No que se refere à adoção de margens remanescentes de escoamento do SIN como critério de classificação para o Leilão, permanece a preocupação do LRCAP de 2021, relacionada aos riscos de que empreendimentos que venham a se sagrar vencedores do certame possam vir a ter sua entrega de energia e potência restringidas por gargalos nos sistemas de transmissão ou de distribuição. Nesse sendo, propõe-se a utilização de cenário energético empregados pela EPE e pelo ONS para a definição do déficit de ponta, portanto, condizente com as condições que motivaram o acionamento da potência contratada.				
Apresentação da Minuta de Portaria				
3.42. Nos itens seguintes, são apresentados os dispositivos que constam na minuta de portaria de diretrizes para a realização do LRCAP de 2024 (SEI nº 0869531).				
3.43. As diretrizes foram objeto de reunião da CELEE, realizada em 9 de fevereiro de 2024, que contou com a participação da EPE, do ONS, da ANEEL e da CCEE. Além disso, a proposta de ato normativo foi discutida em reuniões realizadas entre as equipes do Departamento de Planejamento e Outorgas da Geração de Energia Elétrica (DPOG), da Subsecretaria de Assuntos Econômicos e Regulatórios (SAER), da Secretaria Executiva, todos do MME, da ANEEL, da EPE, do ONS e da CCEE.				
3.44. A minuta de portaria de diretrizes está estruturada em quatro capítulos:				

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 160/2024			
	NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN Piratininga		
	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	
a) Capítulo I - Do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024;			
b) Capítulo II - Do Cadastramento e da Habilitação Técnica;			
c) Capítulo III - Do Editais e dos Contratos ; e			
d) Capítulo IV - Das Disposições Finais .			
3.45. O dispositivo inicial da portaria define o objeto do ato, bem como o objeivo do Leilão, qual seja, garantir o atendimento à necessidade de potência requerida pelo SIN, por meio da contratação de fontes de geração que tenham disponibilidade de potência para ser despachada nos momentos requeridos pelo ONS.			
Capítulo I - Do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024			
3.46. Para a definição do montante total de reserva de capacidade a ser contratado, serão utilizados estudos da EPE e do ONS, respeitados os critérios de suprimento do CNPE, em cumprimento ao art. 4º do Decreto nº 10.707, de 2021. A metodologia proposta consta nos estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia .			
3.47. Em seguida, a minuta determina que o certame deverá ser implementado pela ANEEL e realizado em agosto de 2024.			
3.48. No LRCAP de 2024, serão três produtos:			
I - Produto Potência Termelétrica 2027 , em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica, novos e existentes, sem inflexibilidade operativa .			
II - Produto Potência Termelétrica 2028 , em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão paricipar empreendimentos de geração termelétrica novos e existentes, sem inflexibilidade operativa .			
III - Produto Potência Hidrelétrica 2028 , em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão paricipar empreendimentos de ampliação de capacidade instalada de usinas hidrelétrica existentes, despachadas centralizadamente, e que não foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.			
3.49. Consta na minuta de portaria artigo que define a forma de remuneração das contratações referentes aos Produtos Potência Termelétrica e Hidrelétrica, bem como à redução de receita em razão da não entrega da potência requerida pelo ONS.			
3.50. Pela disponibilidade da potência contratada, o titular do empreendimento fará jus à receita fixa, em R\$/ano , a ser paga em doze parcelas mensais, as quais poderão ser reduzidas conforme a apuração do desempenho operativo em meses anteriores. A apuração do desempenho operativo será realizada em base mensal, observando-se a efetiva disponibilidade e, no caso de usinas termelétricas, os requisitos mínimos de flexibilidade operava definidos na Portaria .			
3.51. Além disso, fica alocado ao empreendedor o risco relativo à incerteza de despacho do seu empreendimento pelo ONS, inclusive no que se refere à quantidade de partidas e paradas, bem como ao tempo de operação e à quantidade de energia produzida .			
3.52. De modo a reforçar o compromisso de entrega de potência, sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela ANEEL, fica estabelecido que a não entrega da potência requerida por empreendimentos termelétricos implicará a redução mínima de 5% da parcela mensal para cada hora de potência não entregue . De modo semelhante, a indisponibilidade de unidade geradora hidrelétrica implicará a redução mínima de 5% da parcela mensal para cada hora de indisponibilidade. Em ambos os casos, a redução total será limitada a 50% para cada mês de apuração .			
3.53. Destaca-se que a redução da receita fixa por não entrega da potência requerida pelo ONS deverá ser aplicada independente da apuração da TEIF. Por outro lado, as IP do empreendimento , desde que realizadas em períodos previamente definidos pelo ONS, conforme regulação da ANEEL, não estarão sujeitas à referida redução de receita.			
3.54. Na sequência, as diretrizes fazem referência às metodologias de cálculo da contribuição de potência da ampliação de empreendimentos de geração hidrelétrica e das garantias físicas das usinas termelétricas.			
3.55. No que tange às UHEs , a EPE , por meio do Ocio nº 0157/2024/DEE/EPE (SEI nº 0869405), de 4 de março de 2024, encaminhou o Informe Técnico EPE-DEE-IT-017/2024-r0 - "Definição de contribuição de potência das usinas hidrelétricas para o Leilão de Reserva de Capacidade de 2024" (SEI nº 0869402), de 1º de março de 2024, no qual apresenta metodologia para definição da quantidade máxima de potência que pode ser comercializada pelas hidrelétricas em leilões de potência . Esses documentos estarão disponíveis para receber contribuições dos interessados e serão publicados juntamente com a Consulta Pública das diretrizes do LRCAP de 2024.			
3.56. As Usinas termelétricas participantes do Leilão poderão ter suas garantias físicas de energia revisadas à luz da legislação vigente e negociá-las conforme as regras de comercialização.			
Capítulo II - Do Cadastramento e da Habilitação Técnica			
3.57. O cadastro seguirá as regras usualmente adotadas para os leilões de energia . Os empreendedores deverão preencher e encaminhar à EPE a ficha de dados constante do Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos Geradores de Energia (AGEE) e demais documentos, conforme instruções disponíveis no seu sítio na internet, bem como a documentação referida na Portaria nº 102, de 22 de março de 2016, que estabelece as condições para cadastramento de empreendimentos de geração, com vistas à Habilitação Técnica.			
3.58. Excepcionalmente, para os empreendimentos termelétricos a gás natural , o parecer resultante da análise da viabilidade do fornecimento de gás natural do empreendimento, emitido pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP , poderá ser apresentado à EPE até a data limite de cadastramento.			
3.59. Está previsto que não serão habilitados tecnicamente os empreendimentos termelétricos que apresentem CVU superior a um valor que ainda será estabelecido , bem como aqueles empreendimentos com CVU nulo . Recomenda-se a fixação de um limite máximo para fins de habilitação técnica, de modo a impedir declarações desrazoadas que acarretem custos desproporcionais aos consumidores finais, admitindo-se que contribuições à Consulta Pública possam orientar a definição desse valor.			
3.60. A Portaria nº 102, de 2016, estabelece as condições para cadastramento e habilitação técnica de empreendimentos de geração para fins de participação em leilões de energia nova, de fontes alternativas e de reserva junto à EPE. Assim, a minuta de portaria contém dispositivo que determina a não habilitação de empreendimentos cadastrados que não atendam às referidas condições , ressalvadas as excepcionalidades já previstas na própria minuta de portaria.			
3.61. Inclusive, estabelece-se a impossibilidade de declaração de inflexibilidade de geração anual , sendo permitida a participação de termelétricas totalmente flexíveis com capacidade de modulação, para atender às necessidades relavas às variações instantâneas da demanda e de demanda máxima. O intuito é limitar a quantidade de energia compulsória a ser introduzida no sistema vinculada à geração inflexível.			
3.62. Não será habilitada parcela existente de usinas hidrelétricas . Poderão se cadastrar para participação no leilão, apenas novas ampliações de usinas hidrelétricas desde que não pertencentes ao regime de cotas que trata a Lei nº 12.783, de 2013.			
3.63. Também fica vedada a participação de empreendimentos existentes que possuam contratos de venda de energia ou de potência, registrados na CCCE, vigentes após a data de início de suprimento do LRCAP, de 2024, bem como empreendimentos vencedores de leilões regulados, ainda que não adjudicados. O objetivo é inabilitar empreendimentos que já estejam sendo considerados na oferta de disponibilidade de potência do SIN , de modo a não contratar usinas que não contribuam com capacidade adicional ao sistema.			
3.64. Além disso, a minuta não autoriza a habilitação de empreendimentos termelétricos com previsão de despacho antecipado , bem como usinas cujo Barramento Candidato não tenha capacidade de escoamento de geração suficiente para a respectiva potência injetada.			
3.65. Propõe-se que os empreendimentos candidatos apresentem requisitos de flexibilidade operava de modo a permitir ao ONS uma operação mais eficiente e que traga menores custos ao consumidor . São apresentados a seguir, os requisitos a serem atendidos pelos geradores, conforme informado pelo ONS na Carta CTA-ONS DGL 0275/2024 (SEI nº 0861820)			
a) Ton menor ou igual a 8 horas, este tempo inclui o tempo necessário para as rampas de acionamento e desligamento das Unidades Geradoras;			
b) Toff menor ou igual a 8 horas;			
c) R-up menor ou igual a 1 hora e 30 minutos;			
d) R-dn menor ou igual a 1 hora; e			
e) Gmin/Gmax menor ou igual a 70% (setenta por cento).			
3.66. Para o cálculo da disponibilidade de potência de empreendimentos termelétricos será considerada a disponibilidade máxima da usina , utilizados os parâmetros do projeto, ao passo que para a ampliação das UHEs será utilizada metodologia a ser definida pela EPE.			
Capítulo III - Do Edital e dos Contratos			

--	--	--

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 160/2024		
	NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN Piratininga	
	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	Prazos de contratos mais longos se traduzem por preços unitários menores. Sugerimos 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.
ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO		
Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência		
Avaliação de Aprimoramentos para Contratação		
1 INTRODUÇÃO		
A necessidade explícita de expansão de potência no SIN 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) permitir também a participação de tecnologias não termelétricas , 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 <u>baixo carbono</u> .		
2 Sugestões de Aprimoramentos 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 prazos contratuais		
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 consumidor , contraparte contratante do certame, a adoção de um prazo menos extenso de contrato 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 agentes vendedores , prazos contratuais mais longos podem significar a garantia de um retorno 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 características de financiamento do ativo .		
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: restrições operativas de unit commitment		
• Tempo mínimo de acionamento após a partida (TON). • Tempo mínimo de permanência desligada antes de um novo acionamento (TOFF). • Rampa de elevação. • Rampa de redução/desligamento.		
3.4 Modernização de hidrelétricas		
3.5 Tecnologias de armazenamento		
3.6 Outras tecnologias		
4 CONCLUSÕES		
Ao deixar claro que a necessidade de potência do sistema é identificada nas 120 horas mais críticas de cada ano , e traduzir em termos contratuais que a obrigação de entrega dos empreendimentos vencedores será exigida apenas nesses períodos , e não mais a todo momento, torna-se possível a participação de tecnologias como o armazenamento ou ampliação de usinas hidrelétricas no certame.		
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.		