



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Departamento de Planejamento Energético

Contribuições na Consulta Pública acerca da minuta de portaria de diretrizes e sistemática para a realização do Leilão para Contratação de Energia de Reserva proveniente de empreendimentos de geração termelétrica a partir de gás natural, nos termos do art. 20 da Lei nº 14.182, de 2021, denominado “Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Energia, de 2022”

Número Processo: [48360.000033/2022-19](#)

Consulta Pública nº: [126 de 06/05](#)

Prazo: [06/05/2022 à 20/05/2022](#)

Consulta publica - SITE MME : <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas>

Proponentes

Nº	ID	Agentes	Detalhes
1	126/22-05161	EBrasil	Eletricidade do Brasil S.A.
2	126/22-05192	Abiogás	Associação Brasileira do Biogás
3	126/22-052010	ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
4	126/22-052011	Energisa	Grupo Energisa
5	126/22-052012	Energisa	Grupo Energisa ¹
6	126/22-052013	ABIAPE	Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia
7	126/22-052014	ABRACE	Associação dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
8	126/22-052015	Simple Energy	Simple Energy Assessoria e Gestão de Energia
9	126/22-052016	ABPIP	Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás
10	126/22-052017	ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
11	126/22-052018	Eletronorte	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A
12	126/22-052019	APINE	Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica
13	126/22-052020	ENGIE	Engie Brasil Energia S.A
14	126/22-052021	ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
15	126/22-052022	ENGIE	Engie Brasil Energia S.A. ²
16	126/22-052023	Neoenergia	Neoenergia S.A.
17	126/22-052024	Mercurio Partners	Mercurio Partners
18	126/22-052025	Eneva	Eneva S.A.
19	126/22-052026	EDP	Energias do Brasil
20	126/22-05203	ABEGAS	Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
21	126/22-05204	Norte Energia	Norte Energia S.A (NESA)
22	126/22-05205	ABRAGET	Associação Brasileira Geradoras Termelétricas
23	126/22-05206	Norte Energia	Norte Energia S.A (NESA) ³
24	126/22-05207	Chesf	Cia Hidro Elétrica do São Francisco
25	126/22-05208	IBP	IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás
26	126/22-05209	Abraceel	Associação dos Comercializadores de Energia
27	N/A	FGV	Fundação Getúlio Vargas

Observações (Contribuições Duplicadas)

1) A Energisa registrou suas contribuições 2 vezes - Número identificador: 126/22-052011 e 126/22-052012

2) A ENGIE registrou suas contribuições 2 vezes - Número identificador: 126/22-052020 E 126/22-052022

3) A Norte Energia registrou suas contribuições 2 vezes - Número do indentificador: 126/22-05204 e 126/22-05206

Análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 126/2022

id	Proponente	Resumo da Proposição/Contribuição/Comentários	Temas	Análise <small>(sim, Não, parcial, em avaliação, fora de escopo)</small>	Avaliação MME
21	ABEEolica	Oferta de Preços: as ofertas de preço de venda das usinas no certame devem demonstrar seus reais custos para sociedade, incluindo, custos de gasodutos e custos para conexão para transmissão, onde houver margem. A eventual viabilização de outras infraestruturas "por fora" dos lances dos empreendedores e da competição do leilão (como os gasodutos aventados) distorcerão o parâmetro limitador do preço teto, em afronta ao critério estabelecido na lei e em desfavor do consumidor, não devendo, portanto, ter prosseguimento.	03 - Sistemática	Não	Não há previsão de outros mecanismos para viabilização de outras infraestruturas. Os empreendimentos participantes do leilão deverão buscar se viabilizar a partir do preço-teto definido para cada certame.
18	ABEEolica	Ausência de Lastro: Este cenário poderá aumentar a possibilidade de eventos de constrained-off eólico em determinados períodos do ano, com elevação de custos para o consumidor cativo (repasso do risco hidrológico da energia de Itaipu, cotas e usinas repactuadas). Pede que Ofício nº 0618/2022/PR/EPE seja integralmente disponibilizado.	04 - Garantia Física / Lastro	Sim	Disponibilizado no Portal da Consulta Pública nº 126/2022
20	ABEEolica	Situações de corte: de modo a mitigar situação de cortes de geração, é de suma importância a consideração da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração, para fins de competição e classificação dos lances no leilão na 1ª etapa (Etapa Inicial) proposta na presente consulta.	07 - Margens de Escoamento	Sim	Atendido, conforme art. 12.
17	ABEEolica	Preço Teto: Entendemos também que os critérios de atualização do preço teto do leilão deveriam considerar apenas parâmetros de inflação nacional (IPCA), como forma de cumprimento da lei em relação a preferência de gás nacional e/ou amazônico, especialmente, porque o gás nacional atualmente não consumido não apresenta custo de oportunidade relevante, justamente por não haver infraestrutura de escoamento para outros mercados ou por falta de demanda. Desta forma, o preço teto do certame não deveria, na nossa opinião, ser superior ao preço do leilão A-6/19 corrigido por IPCA, que seria a valores de hoje, da ordem de R\$ 350,00.	08 - Preço-Teto/CVU	Não	Discussão superada tendo em vista a publicação do Decreto 11.042/2022
16	ABEEolica	Contratação Compulsória: Ressaltam o posicionamento contrário à contratação compulsória, pois vai em movimento contrário ao conceito de planejamento da expansão da geração de forma eficiente e de menor custo.	11 - Outros	Fora de escopo	Discussão superada tendo em vista a aprovação da Lei 14.182/2021
19	ABEEolica	Ressaltam a importância da priorização do uso da capacidade de transmissão, quando no despacho por parte da ONS, para aquelas usinas que já estão conectadas no sistema. Entretanto, ainda que haja corte de geração que estava previamente em operação, especialmente, usinas eólicas, cujo custo de operação é nulo, que exista uma previsão de ressarcimento financeiro pago pelas termelétricas contratadas no certame.	11 - Outros	Fora de escopo	Matéria regulatória
60	ABEGAS	Art. 7º, XIV: XIV - empreendimentos participantes do Produto Região Nordeste Maranhão não localizados nas seguintes capitais ou regiões da Região Nordeste, nos termos da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021: a) São Luís e Região Metropolitana da Grande São Luís; e b) Região Metropolitana do Sudoeste Maranhense; c) Região Integrada de Desenvolvimento da Grande Teresina. Justificativa: A modificação tem o objetivo de assegurar o disposto na Lei 14182/21 em relação ao atendimento das regiões metropolitanas não atendidas pelo gás natural.	01 - Cadastro e Habilitação Técnica	Não	Discussão superada tendo em vista a publicação do Decreto nº 11.042, de 2022.
61	ABEGAS	Art. 7º, XVI: XVI - empreendimentos participantes do Produto Região Norte não localizados nas seguintes capitais ou regiões metropolitanas da Região Norte, garantindo empreendimentos em pelo menos duas capitais que não tenham suprimento de gás natural, nos termos da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021: a) Belém e Região Metropolitana de Belém; b) Região Metropolitana de Santarém; c) Macapá e Região Metropolitana de Macapá; d) Palmas e Região Metropolitana de Palmas; e) Região Metropolitana de Gurupi; f) Rio Branco; e g) Porto Velho e Região Metropolitana de Porto Velho. Justificativa: A modificação tem o objetivo de assegurar o disposto na Lei 14182/21 em relação ao atendimento das regiões metropolitanas não atendidas pelo gás natural.	01 - Cadastro e Habilitação Técnica	Não	Redundante tendo em vista o disposto no Decreto 11.042/2022.

62	ABEGAS	Art. 7º, INCLUSÃO: XVII - empreendimentos participantes que não tenham parecer da Distribuidora Local de Gás Canalizado sobre a viabilidade do fornecimento de gás natural para geração de energia termelétrica; Justificativa: A alteração assegura o cumprimento do disposto no Art.25, §2º da Constituição Federal que atribui à distribuidora local o atendimento ao consumidor final, dando mais segurança ao atendimento.	01 - Cadastro e Habilitação Técnica	Não	Inviabilizaria outros modelos de negócios que não estão conectados à malha de GN
64	ABEGAS	Art. 11: NOVA REDAÇÃO Art. 11. Para empreendimentos termelétricos a gás natural, deverá ser comprovada a disponibilidade de combustível para a operação contínua prevista no art. 4º, § 11, da Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, bem como acompanhado de parecer da distribuidora local de gás canalizado atestando a viabilidade do fornecimento, excluído o equivalente à indisponibilidade programada do empreendimento, nos seguintes termos: Justificativa: A alteração assegura o cumprimento do disposto no Art.25, §2º da Constituição Federal que atribui à distribuidora local o atendimento ao consumidor final, dando mais segurança ao atendimento.	01 - Cadastro e Habilitação Técnica	Não	Inviabilizaria outros modelos de negócios que não estão conectados à malha de GN
67	ABEGAS	Art. 11, §s 5º, 6º e 7º - EXCLUSÃO Justificativa: Exclusão devido à nova redação proposta na adequação dos prazos estabelecidos na portaria.	01 - Cadastro e Habilitação Técnica	Não	Reduz a competitividade
71	ABEGAS	Art. 14, §1º: NOVA REDAÇÃO §1º Não serão autorizadas alterações de características técnicas que violem as condições dispostas nos arts. 6º e 7º do Decreto nº 11.042, de 2022, assim como a alteração da origem do gás natural no caso do fornecimento de gás nacional, conforme estabelecido no §4º do art. 11. Justificativa: A alteração objetiva dar clareza em relação às condições de participação no leilão, garantido a origem do gás, conforme dispõe a Lei 14.182/21.	01 - Cadastro e Habilitação Técnica	Sim	Acatado.
57	ABEGAS	Art. 7º, IX: IX- empreendimentos termelétricos com CVU não nulo e com inflexibilidade de geração média anual menor que 70% (setenta por cento); Justificativa: A alteração visa dar melhor entendimento ao dispositivo da Lei 14.182/21 em relação à inflexibilidade do despacho das usinas a fio d'água e das novas renováveis, garantido a integridade do SIN.	06 - Requisitos Operativos e Inflexibilidade	Fora de escopo	Discussão superada tendo em vista a publicação do Decreto nº 11.042, de 2022.
58	ABEGAS	Art. 7º, X: X - empreendimentos termelétricos cuja inflexibilidade de geração mensal nos meses de março, abril e maio seja superior a 40% (quarenta por cento), e que nos meses de janeiro, fevereiro e dezembro seja superior a 60% (sessenta por cento); Justificativa: A alteração visa garantir que as térmicas operem no período seco para garantir maior segurança ao sistema.	06 - Requisitos Operativos e Inflexibilidade	Não	Os limites de inflexibilidade mensal no período úmido foram dados a partir de subsídios do ONS com objetivo de prover maior flexibilidade e eficiência à operação
63	ABEGAS	Art. 10º, IV e VII: NOVA REDAÇÃO IV- o despacho da Usina fora da ordem de mérito solicitado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE e/ou pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, será ressarcido por meio de Encargo de Serviço de Sistema - ESS, valorado ao CVU contratado no CER, apenas nos meses que o despacho é possível, considerando o previsto no inciso X do art. 7º; e VII - o empreendimento deve seguir as regras de modulação da geração, incluída a parcela inflexível, que possibilitem flexibilidade de despachos diferenciados entre dias úteis, finais de semana e feriados, conforme programação do ONS, respeitado o previsto no inciso X do art. 7º. Justificativa: A melhoria de redação visa assegurar o atendimento ao disposto no Art. 7º, X.	06 - Requisitos Operativos e Inflexibilidade	Não	O operador deverá ter flexibilidade para operação conforme necessidade do sistema
55	ABEGAS	Art. 4º: § 5º Deverão ser destinados 60% (sessenta por cento) do montante de que trata o inciso I do art. 3º para a capital ou região metropolitana de Macapá. Justificativa: A alteração objetiva reduzir o risco de interrupção de energia, como aconteceu recentemente com os apagões, e a segurança do sistema.	07 - Margens de Escoamento	Não	Discussão superada tendo em vista a publicação do Decreto nº 11.042, de 2022.
59	ABEGAS	Art. 7º, XIII: XIII- cujo Barramento Candidato, de que trata o art. 2º, inciso VI, da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016, estabelecido na Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN tenha capacidade remanescente para escoamento de geração inferior à respectiva potência injetada; Justificativa: A alteração objetiva dar clareza quanto ao documento que embasa a capacidade remanescente do SIN.	07 - Margens de Escoamento	Não	Redundante tendo em vista o disposto na Portaria nº 444/GM/MME, de 2016.
68	ABEGAS	Art. 12: NOVA REDAÇÃO Art. 12. A Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração prevista no art. 2º, inciso XVI, da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016, deverá ser publicada antes do cadastramento referido no art. 6, devendo ser utilizada para fins de classificação dos lances no LRCE, de 2022. Justificativa: A alteração objetiva garantir que os interessados no certame tenham conhecimento da capacidade remanescente do SIN antes do cadastramento.	07 - Margens de Escoamento	Não	A Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração só é elaborada após o cadastramento, pois ela leva em consideração as informações do próprio cadastramento.

70	ABEGAS	<p>Art. 13: NOVA REDAÇÃO Art. 13. Para fins de realização do LRCE, de 2022, os quantitativos de capacidade remanescente do SIN para escoamento de geração de energia elétrica de que trata o art. 12, § 3º, deverão considerar os resultados dos Leilões de Energia Nova "A-5" e "A-6", realizados em 15 de setembro de 2022, devendo o ONS avaliar eventuais reforços destinados a manutenção dos montantes divulgados na Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN, de 30 de junho de 2022. Justificativa: A alteração objetiva garantir o fluxo de energia gerada, bem como a segurança do sistema, atendendo ao estabelecido nesta portaria.</p>	07 - Margens de Escoamento	Não	Não haveria tempo hábil, para tal análise dada a proximidade entre os certames.
56	ABEGAS	<p>Art. 6º, §§ 1º, 2º e 3º: § 1º O prazo para Cadastramento e entrega de documentos será até às doze horas de 30 de julho de 2022. § 2º Excepcionalmente para o LRCE, de 2022, não se aplica o prazo previsto no art. 4º, § 8º, inciso IV, 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 art. 4º, § 11, da Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, serem protocolados na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP até o dia 17 de agosto de 2022. § 3º Os parâmetros e preços que formam a parcela do Custo Variável Unitário - CVU, a Receita Fixa vinculada ao custo do combustível - Rfcomb e à Inflexibilidade Operativa, sob responsabilidade dos empreendedores, deverão ser informados até às doze horas de 22 de agosto de 2022, por meio do AEGE. Justificativa: A alteração visa garantir que os interessados no certame tenham conhecimento da Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN e possam participar de forma mais assertiva do leilão, devido ao nível de informações da nota técnica em questão.</p>	11 - Outros	Parcial	Cronograma foi readequado.
65	ABEGAS	<p>Art. 11 - INCLUSÃO: INCLUA-SE ONDE COUBER § As distribuidoras de gás natural serão, preferencialmente, as compradoras do gás natural para atendimento das térmicas definidas na Lei 14.182 de 12 de julho de 2021. Justificativa: A exemplo do setor elétrico, as distribuidoras de gás natural, são as gerenciadoras de demanda do consumo do gás natural— onde as mesmas não recebem benefícios econômicos e financeiros pela venda do gás natural — evitam a especulação da variação dos preços, conseguindo melhor negociação por serem contratantes de longo prazo. Além disso, possuem contratos de concessão com tempo superior ao da demanda das térmicas contratantes do leilão definido na Lei 14.182/21.</p>	11 - Outros	Não	Possibilidade de criação de reserva de mercado, o que é prejudicial para competitividade do certame.
66	ABEGAS	<p>Art. 11, § 4º: NOVA REDAÇÃO § 4º Para empreendimentos a gás natural de origem nacional, só serão aceitos, para fins de Habilitação Técnica, reservatórios com volume de gás natural classificados como reservas provadas certificados por empresa independente e nos valores apresentados nos documentos exigidos no Contrato de Exploração e Produção - E&P, conforme instruções da EPE e regulamentação da ANP, garantida a sua vinculação à geração termelétrica, não podendo haver troca ou permuta da origem do energético após o leilão. Justificativa: A alteração objetiva garantir a viabilidade da operação do empreendimento e, conseqüentemente, a segurança da geração de energia para o sistema.</p>	11 - Outros	Não	Reduz a competitividade
69	ABEGAS	<p>Art. 12, § 3º: NOVA REDAÇÃO §3º A Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração prevista no art. 2º, inciso XVI, da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016, deverá ser publicada pelo ONS até 30 de junho de 2022, não se aplicando o prazo previsto no art. 3º, § 5º, da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016 Justificativa: A alteração antecipa a data máxima para a publicação da Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN, com o objetivo de se adequar às datas do certame e o cadastramento das propostas.</p>	11 - Outros	Parcial	Cronograma foi readequado.
8	ABIAPE	<p>Considera que implantação das usinas de que trata a Lei 14.182 de 2021 resulta em, pelo menos, três impactos negativos ao Setor Elétrico Brasileiro:</p> <ul style="list-style-type: none"> • exige a construção de gasodutos sem que exista estrutura de mercado adequado para viabilizar economicamente tais empreendimentos; • onera os consumidores por uma energia sem lastro; e • devido à característica inflexível das usinas, aumenta os prejuízos <p>Da contratação de energia sem lastro: Considerando que o PDE 2031 indica déficit de GF apenas em 2028, a ABIAPE não reconhece a afirmativa trazida na NT de que há necessidade de contratação de energia de reserva já em 2026. Ainda, a Associação solicita que a NT nº EPE-DEE-RE-022/2022-r0 seja divulgada, uma vez que se trata de um documento que contém metodologia importante para a apreciação pública no âmbito da CP.</p>	04 - Garantia Física / Lastro	Sim	Disponibilizado no Portal da Consulta Pública nº 126/2022

9	ABIAPE	<p>Dos prejuízos aos demais agentes:</p> <p>1 - A Associação propõe que o edital do leilão também estabeleça penalidades para o caso de descumprimento do nível máximo de inflexibilidade entre janeiro e maio.</p> <p>2 - Possibilidade de desligamento das termelétricas contratadas neste leilão para minimizar impactos de constrained-off de usinas renováveis intermitentes. O corte de geração que se busca evitar também ocorre nas usinas hidrelétricas. De modo a evitar a majoração de vertimentos turbináveis, a Associação propõe incluir no edital do leilão a possibilidade de o Operador reduzir recursos das UTEs contratadas para evitar também o corte de geração hidrelétrica.</p>	06 - Requisitos Operativos e Inflexibilidade	Parcial	Assunto endereçado no art. 10 § 3, e § 4 inciso VII
2	Abiogás	<p>Permitir a participação do biogás nos leilões dedicados ao gás natural: Sugere-se que a Portaria de Diretrizes para o a realização do Leilão de Reserva de Capacidade contemple o biogás com a adição do seguinte texto à Minuta:</p> <p><i>Os empreendimentos de geração que utilizem como combustível principal o biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto, serão enquadrados como empreendimentos termelétricos a gás natural.</i></p> <p>Mediante esta alteração, os empreendimentos de biogás poderão ser equiparados aos empreendimentos a gás natural em leilões com produtos dedicados, uma vez que também possuem equivalência operativa em relação às termelétricas a gás natural, ofertando os mesmos atributos operacionais e técnicos, oferecendo ainda os benefícios ambientais e de renovabilidade.</p>	11 - Outros	Não	Sugestão vai em desacordo com a Lei 14.182/2021
15	ABPIP	<p>Que a Etapa Contínua tenha mecanismo de preferência ao gás nacional semelhante ao proposto na Etapa Inicial, sem prejuízo para a contratação de gás de outras origens em caso de insuficiência de atendimento à quantidade demandada pelo gás nacional: Observamos que a preferência ao gás nacional na contratação do leilão pretendido para 30/09/2022, conforme minuta proposta, ocorreria apenas na Etapa Inicial, em que há a disputa pelas margens remanescentes de escoamento da transmissão. Nesta etapa, tipicamente, os geradores disputam os barramentos candidatos para, então, procederem à Etapa Contínua, em que há a real disputa da demanda.</p> <p>Observa-se que a Lei não determinou que a contratação deveria priorizar ou dar preferência o gás nacional para fins de disputa de margem de escoamento com o gás importado, mas sim para fins de contratação de reserva de capacidade: a demanda a ser contratada com preferência ao gás nacional, portanto, se dá efetivamente na Etapa Contínua.</p>	03 - Sistemática	Parcial	A preferência deve acontecer nas duas Etapas - inicial e contínua - e irá considerar somente o caso em que os empreendimentos com distintas origens de gás tiverem o mesmo preço de lance, situação em que as usinas com gás nacional terão preferência sobre o gás importado. De qualquer forma, após o atendimento ao critério de preferência, as usinas, independente da origem do gás, competem entre si, visto que não há vedação na Lei nº 14.182/2021 para gás de outras origens. Essa situação favorece a competitividade. Maiores detalhes encontram-se nos parágrafos 4.23 ao 4.25 da NT nº 95/2022/DPE/SPE.
12	ABRACE	<p>Lastro de energia: que todo bloco de energia constitua lastro para os consumidores brasileiros.</p> <p>- Caso seja mantido a posição de contratação por Energia de Reserva sem lastro, o consumidor será duplamente penalizado, pois pagaria por toda essa energia por meio do novo encargo setorial, e ainda teria que contratar o mesmo montante de energia (lastro), no mercado, pagando então duas vezes pelo mesmo produto.</p> <p>- Com a entrada das “Térmicas da Eletrobras” o problema do GSF irá degradar a geração das hidrelétricas no longo prazo, amplificando assim o problema do lastro dessas usinas.</p> <p>- Na visão da ABRACE, e antes de repetir erros do passado obrigando os consumidores a suportarem os custos de uma energia sem lastro, seria importante realizar o recálculo das GFs em andamento utilizando as melhores informações possíveis, como a atualização dos usos consuntivos, as atualizações realizadas nos modelos computacionais, e a isonomia nos limites superior e inferior na revisão individual das GFs (limitando a elevação da GF individual de cada usina nos processos de revisão no mesmo patamar das reduções, ou seja 5%). Após a realização de todas revisões das GFs ao longo de 2022, e após a operação real do sistema elétrico em 2023 com os novos modelos computacionais, e já tendo um cenário de expansão mais claro tanto da Geração Distribuída, quanto das usinas renováveis (Eólica/Fotovoltaica), seria prudente a EPE reavaliar a real necessidade de contratação de energia de reserva sem lastro.</p>	04 - Garantia Física / Lastro	Não	Possibilidade de contratação com lastro foi prevista no Decreto 10.707/2022, e será avaliada em cada leilão a depender dos estudos realizados pela EPE.
11	ABRACE	<p>Modalidade de contratação: a ABRACE contribui para que a contratação das “Térmicas da Eletrobras” ocorra na modalidade por quantidade. Como a energia contratada foi imposta aos consumidores, que deverão suportar os elevados custo pela aquisição dessa energia, é razoável pelo menos manter a gestão do risco de geração com o agente que melhor poderá gerencia-lo, o próprio empreendedor.</p>	05 - Modalidade de Contratação	Não	A eventual alteração da modalidade dos contratos implica em rebatimentos relevantes em diferentes aspectos da contratação. Considerando o cronograma exíguo, entende-se que tal alteração deverá ser objeto de discussão com as demais instituições e agentes do setor para melhor avaliação dos potenciais impactos e riscos.

10	ABRACE	<p>As contribuições da Associação buscam reduzir o impacto aos consumidores da melhor maneira possível, sempre em linha com estudos técnicos e visando um mercado com custo módico para todos os agentes. Afirmam que não foi dado a necessária transparência para sociedade, ao se informar que foi identificada uma necessidade de recomposição de lastro no longo prazo (documento não divulgado da EPE).</p> <p>Efeitos no mercado de energia devido a contratação obrigatória indicada na Lei 14.182/2021:</p> <ul style="list-style-type: none"> - No médio prazo este enorme bloco de geração terá como efeito deslocar principalmente a geração hidráulica, na sua maioria usinas integrantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), e com isso essas usinas devem produzir cada vez menos energia devido as restrições e prioridades das outras fontes, agravando ainda mais o problema do GSF. - Considerando que a geração renovável (eólica, fotovoltaica e GD) têm prioridade na alocação da sua geração, adicionalmente com essa nova geração das "Térmicas da Eletrobras", é possível que o Brasil vivencie cenários onde durante alguns meses do ano nossas usinas hidráulicas enfrentem ao mesmo tempo GSFs muito baixos com vertimentos de água nos seus reservatórios. Cenário assustador de ineficiência e desperdício. - o cenário de sobre oferta originado com essa contratação obrigatória levará a redução média dos preços da energia de curto prazo, o PLD, mas esta será uma redução artificial que beneficiará, por exemplo, os geradores ineficientes. 	06 - Requisitos Operativos e Inflexibilidade	Sim	Disponibilizado no Portal da Consulta Pública nº 126/2022
13	ABRACE	<p>Remuneração de empreendimentos térmicos: A alta volatilidade no mês a mês da Receita Fixa vinculada ao custo do combustível de energia inflexível – RFComb, pode culminar em maiores riscos assumidos pelo consumidor. Já que, ele estaria exposto mensalmente à Receitas Fixas voláteis, podendo chegar a valores elevadíssimos e aumentar a necessidade de pagamento do encargo por parte dos consumidores. Trazendo assim, mais um custo não gerenciável ao consumidor, que se vê atualmente com vários custos desse tipo cobrados por fora do seu contrato de energia.</p> <p>Dessa maneira, a ABRACE contribui para que toda Receita Fixa seja atualizada mensalmente pelo IPCA, já que este se mostra ser um índice adequado para capturar a evolução dos custos e principalmente, evita que os consumidores fiquem expostos à volatilidade dos preços internacionais de combustível.</p>	09 - Reajuste da Receita Fixa	Não	Combustível internacional é tratado na Portaria 42/2007
100	Abraceel	<p>Apoia a proposta de que a contratação de 2.000 MW deste leilão não forme lastro.</p> <p>A energia de reserva, quando constituir lastro, será recurso dos usuários finais de energia do SIN, incluídos os consumidores livres e especiais e autoprodutores, apenas na parcela da energia elétrica decorrente da interligação ao SIN.</p> <p>Entretanto, a presente proposta de diretrizes e sistemática do leilão de energia de reserva de 2022 não propõe que a contratação de 2.000 MW de energia de reserva forme lastro, ponto que gostaríamos de reforçar nosso apoio.</p>	04 - Garantia Física / Lastro	Não	Possibilidade de contratação com lastro foi prevista no Decreto 11.042/2022, e será avaliada em cada leilão a depender dos estudos realizados pela EPE.
87	ABRAGET	<p>Margens de escoamento remanescentes como critério de classificação: consideramos inadequado um processo de competição por margem de transmissão em leilões de expansão. Isto porque o objetivo de otimizar a geração é, geralmente, a função básica de um leilão de expansão da geração, ou seja, neste leilão o objetivo principal não pode ser a otimização da transmissão.</p> <p>É nossa opinião que os leilões de expansão de geração não levem em conta as restrições eventualmente causadas por falta de margem de transmissão, voltando a permitir "livre acesso à transmissão" aos geradores participantes dos leilões de expansão da geração.</p>	03 - Sistemática	Não	A etapa inicial com disputa por margens de escoamento está consolidada nos leilões de energia nova e tem se mostrado bem sucedida contribuindo para redução nos atrasos de entrada em operação devido à ausência de transmissão. Ademais, não se constata perda de competitividade nos leilões com disputa de margem.
79	ABRAGET	<p>Diretriz para a venda da totalidade da Garantia Física no LRCE 2022: é de fundamental importância definir claramente de que forma ocorrerá a venda da energia correspondente à diferença entre a Garantia Física e a inflexibilidade de 70%, bem como a que preço.</p>	04 - Garantia Física / Lastro	Sim	Já atendido. Revisada a redação do §4º do art. 10.
80	ABRAGET	<p>Geração termelétrica Fora do Ponto Ótimo de Operação: a ABRAGET sugere a retirada da limitação de inflexibilidade de até 35% entre os meses de janeiro a maio, permitindo o gerador modular sua geração ao longo do ano, mitigando os custos da geração fora do seu ponto ótimo.</p>	06 - Requisitos Operativos e Inflexibilidade	Não	A medida visa mitigar efeitos adversos provenientes do elevado índice de inflexibilidade das usinas participantes do leilão.

83	ABRAGET	<p>Requisitos de flexibilidade operacional: Entendemos que os atributos advindos da flexibilidade operacional devem ser supridos pelas UTEs contratadas nos Leilões de Reserva de Capacidade na forma de potência e não na modalidade na forma de energia.</p> <p>Dessa forma, a ABRAGET sugere que, para o Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Energia de 2022, não sejam exigidos requisitos de flexibilidade operacional.</p>	06 - Requisitos Operativos e Inflexibilidade	Não	Entende-se que os requisitos operativos são necessários, sendo os parâmetros ajustados junto ao ONS.
81	ABRAGET	<p>CVU e Ccomb da Geração Inflexível: Diante dos fatos apresentados acima (pg 3 a 6 da contribuição) e os impactos resultantes dos mesmos, e considerando a necessidade de adequação à realidade atual, que, como demonstrado acima mostra-se bem diferente do cenário de 2021, a ABRAGET sugere que os preços teto sejam ajustados, conforme abaixo:</p> <p>(i) R\$ 400,00/MWh (quatrocentos e quarenta reais por megawatt hora) para o Custo de Combustível na Geração Inflexível Anual;</p> <p>(ii) 535,00 (quinhentos e noventa reais por megawatt hora) para o CVU.</p> <p>Tal ajuste se mostra extremamente necessário, em especial para adequar à escalada dos índices utilizados no preço da commodity do gás importado, sob risco de inviabilizar a participação de diversos projetos.</p> <p>Vale ressaltar que o cenário descrito é uma fotografia do momento atual, e que impacta diretamente nos preços de referência e, consequentemente, no Custo de Combustível de Geração Inflexível Anual e CVU do leilão.</p>	08 - Preço-Teto/CVU	Não	Tais valores foram reavaliados na ocasião dos LENs "A-5" e "A-6" de 2022 e serão mantidos para o LRCE de 2022.
82	ABRAGET	<p>Possibilidade de Exclusão do JKM e NBP da indexação do CVU e Rfcomb: Entendemos que tal exclusão reduziria significativamente o leque de opções de fornecedores de gás natural para o leilão, reduzindo a competitividade do mesmo. Tal possibilidade (exclusão de tais parâmetros) foi aventada na Nota Técnica 46/2022DPE/SPE. Portanto, mesmo se tratando, neste momento, de apenas uma possibilidade, a ABRAGET entende que a permanência de todos os índices aumentará a competitividade do leilão.</p>	09 - Reajuste da Receita Fixa	Não	<p>Exclusivamente para este Leilão e para empreendimentos que utilizarem gás importado, a parcela RfComb permanece sendo reajustada à luz das regras estabelecida pela Portaria nº 42, de 2007, porém sem a possibilidade de utilização indicadores NBP e JKM.</p> <p>Mantém-se, ainda, o tratamento específico para os empreendimentos que utilizem gás natural de origem nacional ou da região amazônica. Neste caso, como se tratam de custos de exploração nacionais, a receita fixa será corrigida apenas pelo IPCA tanto na parcela vinculada ao combustível associado à inflexibilidade (RfComb), como na parcela referente aos demais itens (RfDemais).</p>
84	ABRAGET	<p>Penalidades a serem regulamentadas pela ANEEL - por declaração de indisponibilidade acima dos Índices de Referência: No entendimento da ABRAGET, a comparação entre a indisponibilidade e o despacho verificado requer que ambas as variáveis estejam na mesma base.</p> <p>A ABRAGET sugere que, antes de qualquer proposta de aplicação de multa adicional aos geradores termelétricos, o aprimoramento da métrica para apuração de indisponibilidade verificada das termelétricas seja atualizada.</p> <p>A utilização dos índices TEIF e IP para a indicação do desempenho das usinas térmicas teria que evoluir para parâmetros dinâmicos em função do despacho real, ao invés de valores estáticos calculados com o deck do leilão, uma vez que a metodologia atual para apuração de indisponibilidades não captura adequadamente os requisitos físicos de manutenção, e, portanto, não poderia ser parâmetro para penalizações.</p> <p>A partir da implantação de um mecanismo dinâmico mais realista para efeitos de apuração de indisponibilidades das termelétricas, pode-se estabelecer uma multa para os geradores, caso seja verificado indisponibilidade acima dos montantes ajustados de TEIF e IP.</p>	10 - Penalidades	Fora de escopo	Tema a ser tratado no edital e contratos

85	ABRAGET	Penalidades a serem regulamentadas pela ANEEL - pelo não atendimento aos requisitos de flexibilidade operativa: Leilão de Reserva de Capacidade de 2021, tinha o objetivo de garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, com vistas ao atendimento à necessidade de potência requerida pelo SIN, de forma que era necessário que as usinas participantes atendessem a critérios de flexibilidade operacional. Por outro lado, as termelétricas do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Energia serão usinas com 70% de inflexibilidade, de forma que esses empreendimentos deverão contribuir mais energeticamente para o SIN. Desta forma não caberia o Edital do LRCE de 2022 exigir requisitos de flexibilidade operacional, da mesma forma como ocorrem os Leilões de Energia Nova.	10 - Penalidades	Fora de escopo	Tema a ser tratado no edital e contratos
86	ABRAGET	Penalidades a serem regulamentadas pela ANEEL - caso a geração verificada seja inferior ao compromisso contratual firmado: a ABRAGET entende que a geração verificada inferior ao compromisso contratual por restrição de equipamento, deveria ser justificada pelo gerador termelétrico com encaminhamento de Nota Técnica ao ONS e ANEEL; e caso houver compensação, no mesmo período anual, com eventual geração superior e mantendo-se o compromisso de entrega de 70% da inflexibilidade contratual, o gerador não ficaria mais sujeito à penalidade no período.	10 - Penalidades	Fora de escopo	Tema a ser tratado no edital e contratos
31	ABSOLAR	Classificação dos lances: de modo a mitigar a situação de cortes de geração, é de suma importância consideração da Capacidade Remanescente do Sistema Interligado Nacional (SIN) para Escolha de Geração, para fins de classificação dos lances no leilão.	03 - Sistemática	Sim	Já contemplado no art. 12 da Portaria de Diretrizes.
32	ABSOLAR	Contratação: pela relevância e características dessa contratação, deve existir uma garantia robusta que assegure o cumprimento desses projetos e até mesmo penalidades mais severas em caso de atraso.	10 - Penalidades	Fora de escopo	Tema a ser tratado no edital e contratos
30	ABSOLAR	Capacidade de transmissão: importante priorizar o uso da capacidade de transmissão, quando no despacho por parte do ONS, para aquelas usinas que já estão conectadas no sistema. Entretanto, ainda que haja corte de geração que estava previamente em operação, deve existir uma previsão de ressarcimento financeiro. Importante ressaltar que, a ABSOLAR é contrária à contratação compulsória, pois vai em movimento contrário ao conceito de planejamento da expansão da geração de forma eficiente e de menor custo, sem assegurar o princípio concorrencial.	11 - Outros	Fora de escopo	Matéria a ser tratada em âmbito regulatório.
25	APINE	Solicitamos esclarecimentos sobre as premissas que levaram às conclusões da EPE contidas no Ofício nº 0618/2022/PR/EPE enviado ao MME, no qual a EPE concluiu pela existência da necessidade de recomposição de lastro energia no SIN para garantia do equilíbrio estrutural entre oferta e demanda. Entendemos que essa recomposição, caso necessária, não deveria se basear em geração termelétrica com alto fator de inflexibilidade, como é o caso da presente contratação.	04 - Garantia Física / Lastro	Sim	Disponibilizado no Portal da Consulta Pública nº 126/2022
26	APINE	Lastro: A Apine apresenta sua preocupação quanto a possibilidade de que a contratação de mais empreendimentos termelétricos, com alto fator de inflexibilidade, contidos no montante de 8.000 MW, possa ser realizada como Energia de Reserva, o que resultaria na injeção de um montante muito expressivo de energia gerada, a ser entregue pelos empreendimentos durante o período contratual, sem a constituição de lastro de energia para a carga.	04 - Garantia Física / Lastro	Não	Possibilidade de contratação com lastro foi prevista no Decreto nº 10.707/2022, e será avaliada em cada leilão a depender dos estudos realizados pela EPE.
27	APINE	Inflexibilidade: - muito importante ressaltar que o acréscimo de geração termelétrica inflexível na região Norte, mesmo que se procure reduzir o fator de inflexibilidade no período úmido, aumentará o vertimento turbinável das usinas da região. Desta forma, torna-se necessário estabelecer o ressarcimento ao MRE da energia vertida turbinável valorada pelo PLD do submercado Norte nos momentos de ocorrência desses vertimentos. Tal ressarcimento pode ser estabelecido através de portaria do MME, da mesma forma que ocorreu na Portaria MME nº 17, de 22.07.2021, que em seu art. 14 definiu ressarcimento aos geradores hidrelétricos por deslocamentos causados por fatores alheios ao seu controle ou gestão. - deve-se assegurar que a inflexibilidade verificada dessas usinas não possa ser superior a esse limite de 70%, o que se ocorrer deve implicar em penalização para as usinas.	06 - Requisitos Operativos e Inflexibilidade	Fora de escopo	As condições para o ressarcimento referente ao deslocamento da geração hidroelétrica são dispostas na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015.

88	Chesf	<p>Art. 3º: I - 1.000 MW na Região Norte, para início de suprimento em 31 de dezembro 01 de dezembro de 2026; II - 1.000 MW na Região Nordeste, para início de suprimento em 31 de dezembro 01 de dezembro de 2027. Justificativa: Embora o Decreto 11.042 de 12 de abril de 2022, determine o início de suprimento ATÉ 31 de dezembro, NÃO é usual um contrato de longo prazo com início de suprimento no último dia do ano. Entendemos, desta forma, que se não for possível antecipar o contrato para o início do ano civil, que o faça para 01 de dezembro o que não fere o disposto no Decreto 11.042/2022. Há de se considerar também que os agentes compradores (distribuidores e consumidores livres) trabalham com projeções anuais e mensais de energia e que a liquidação do Mercado de Curto Prazo, apesar de termos um PLD horário, é consolidada na base mensal.</p>	11 - Outros	Não	Agentes deverão adequar seus processos de contabilização.
89	Chesf	<p>Art. 4º § 1º: I – Produto Região Norte, para início de suprimento em 31 de dezembro 01 dezembro de 2026; II - Produto Região Nordeste Maranhão, para início de suprimento em 31 de dezembro 01 dezembro de 2027; e III - Produto Região Nordeste Piauí, para início de suprimento em 31 de dezembro 01 dezembro de 2027. Justificativa: idem à anterior.</p>	11 - Outros	Não	Agentes deverão adequar seus processos de contabilização.
90	Chesf	<p>Art. 9º § 2º: I - 31 de dezembro de 2026 01 dezembro de 2026, para o Produto Região Norte; II - 31 de dezembro de 2026 01 dezembro de 2026, para o Produto Região Nordeste Maranhão; Justificativa: idem à anterior. III - 31 de dezembro de 2026 01 dezembro de 2026, para o Produto Região Nordeste Piauí. Justificativa: idem à anterior.</p>	11 - Outros	Não	Agentes deverão adequar seus processos de contabilização.
91	Chesf	<p>Art. 15º: I - Produto Região Norte na modalidade disponibilidade, para empreendimentos termelétricos a gás natural, com período de suprimento entre 31 de dezembro de 2026 e 30 de dezembro de 2041 01 dezembro de 2026 e 30 de novembro de 2041; II - Produto Região Nordeste Maranhão na modalidade disponibilidade, para empreendimentos termelétricos a gás natural, com período de suprimento entre 31 de dezembro de 2027 e 30 de dezembro de 2042 01 dezembro de 2027 e 30 de novembro de 2042; III - Produto Região Nordeste Piauí na modalidade disponibilidade, para empreendimentos termelétricos a gás natural, com período de suprimento entre 31 de dezembro de 2027 e 30 de dezembro de 2042 01 dezembro de 2027 e 30 de novembro de 2042; Justificativa: idem à anterior.</p>	11 - Outros	Não	Agentes deverão adequar seus processos de contabilização.
92	Chesf	<p>Anexo Art. 2º: LIV – PRODUTO NORTE: PRODUTO no qual será contratado um montante menor ou igual a 1.000 MW (mil megawatts), a partir de EMPREENDIMENTO(S) cuja inflexibilidade média anual seja 70%, a serem instalados nas cidades ou regiões metropolitanas da Região Norte, para início de suprimento até em 31 de dezembro 01 de dezembro de 2026; LV – PRODUTO NORDESTE MARANHÃO: PRODUTO no qual será contratado um montante até 300 MW (trezentos megawatts), a partir de EMPREENDIMENTO(S) cuja inflexibilidade média anual seja 70%, a serem instalados nas cidades ou regiões metropolitanas da Estado do Maranhão, para início de suprimento até em 31 de dezembro 01 de dezembro de 2027; Classificação do documento: Público 3 LVI – PRODUTO NORDESTE PIAUÍ: PRODUTO no qual será contratado 700 MW (mil megawatts), a partir de EMPREENDIMENTO(S) cuja inflexibilidade média anual seja 70%, a serem instalados nas cidades ou regiões metropolitanas da Estado do Piauí, para início de suprimento até em 31 de dezembro 01 de dezembro de 2027; Justificativa: idem à anterior.</p>	11 - Outros	Não	Agentes deverão adequar seus processos de contabilização.

1	Ebrasil	<p>Construção dos gasodutos de transporte para atendimento das Usinas Termoelétricas: Considerando que o agente que pretende participar do LRCE de 2022 poderá comprovar a disponibilidade de combustível para a operação contínua prevista no art. 4º, § 11, da Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, pergunta-se:</p> <p>a) Como será tratado eventual atraso do início de operação da UTE caso a causa deste atraso seja de responsabilidade da Transportadora de Gás na execução da obra do gasoduto de transporte?</p> <p>b) O agente elétrico será responsável pela construção do gasoduto de transporte desde a conexão a gasoduto/city gate existente até o local de instalação da Usina?</p> <p>Nossa sugestão para este assunto é que o agente proponente no LRCE não deve ser responsável pela construção do gasoduto de transporte e que, caso este gasoduto não esteja concluído em até 180 dias da data limite para entrada em operação da usina, conforme estabelecido na Portaria, o agente teria direito a receber a receita fixa ofertada (descontada da parcela referente a pagamentos de tarifas de transporte de gás), a partir da data definida, desde que houvesse comprovação que a Usina esteja concluída, aguardando a chegada do gás natural para dar início ao comissionamento a quente dos equipamentos.</p>	11 - Outros	Não	O agente terá que se responsabilizar pelo suprimento de energia e estará sujeito à penalidades, conforme regulação da ANEEL.
54	EDP	<p>Requisitos de inflexibilidade operacional: A EDP sugere que não sejam exigidos requisitos mínimos operacionais para habilitação técnica dos empreendimentos, visando estimular a competitividade e reduzir os preços contratados que serão repassados aos consumidores. Entende-se que no leilão em questão, focado na contratação de energia, com 70% de inflexibilidade média anual, não se vislumbra razão técnica ou necessidade de restrição dos parâmetros operacionais de usinas, inclusive porque os requisitos apresentados reduzem sobremaneira a competitividade no certame e, conseqüentemente, levam à contratação de empreendimentos com preços mais elevados, contribuindo para o atual cenário de pressão tarifária.</p> <p>Vale ressaltar que a contribuição aqui sugerida não implica em ter-se um produto sem condições objetivas de atendimento e penalizações e/ou glosas na Receita Fixa de projetos que se sagrem vencedores no certame, visto que são propostas penalidades para garantir o atendimento ao compromisso contratual pelos geradores.</p>	06 - Requisitos Operativos e Inflexibilidade	Não	Devem-se ter requisitos operativos, contudo, os parâmetros foram junto ao ONS
22	Eletronorte	<p>Habilitação: Poderão participar do leilão os empreendimentos:</p> <p>a) <u>termelétricos localizados em capitais ou os regiões metropolitanas que possuam ponto de suprimento de gás natural em 13 julho de 2021 e que não possuam contratos de fornecimento de energia vigentes em 31 de dezembro de 2026.</u></p> <p>Tal proposta visa dar cobertura à participação de usinas existentes na região amazônica e que na data de início do fornecimento comercial estejam descontratadas, mas aptas a operarem com gás natural.</p> <p>b) <u>termelétricos localizados em capitais ou regiões metropolitanas que possuam ponto de suprimento de gás natural em 13 julho de 2021 e cujos contratos de suprimento de energia vigentes possam ser substituídos por novos contratos advindos do Leilão, desde que os contratos atuais representem sobrecontratação à Distribuidora.</u></p> <p>Tal proposta visa a redução dos custos de sobrecontratação que trata a Lei 14.146/2021 e a utilização do gás produzido na região amazônica.</p>	01 - Cadastro e Habilitação Técnica	Não	Proposição vai em desacordo com as determinações da Lei nº 14.182, de 2021.
23	Eletronorte	<p>Atualização dos valores pelo IPCA, tendo como referência o ano de 2022:</p> <p>- Fazendo referência ao Parágrafo 4.36 da Nota Técnica N° 46/2022/DPE/SPE, propomos que o limite da parcela inflexível fique condicionada ao limite de R\$ 367,65 /MWh (atualização pelo IPCA), dado que a referência de R\$ 300/MWh definida no informe TécnicoEPE-DEE-IT-030/2019, tem como referência a data de 17/05/2019.</p> <p>- Propomos que todos os valores citados na Nota Técnica N° 46/2022/DPE/SPE, a exemplo do item 4.35, possam ser atualizados e corrigidos tendo como referência o ano de 2022.</p>	08 - Preço-Teto/CVU	Não	Tais valores foram reavaliados na ocasião dos LENs "A-5" e "A-6" de 2022 e serão mantidos para o LRCE de 2022.
24	Eletronorte	<p>Preço do gás natural: Fazendo referência ao Parágrafo 4.49 da Nota Técnica N° 46/2022/DPE/SPE, propomos que no caso de exploração/fornecimento de gás natural nacional, o preço de gás natural também possa ser corrigido pelos índices IPCA e IGPM (50% cada) para a parcela referente ao combustível associado à inflexibilidade (RFCombustível), dado que atualmente o único contrato existente de gás natural na região amazônica (Contrato Petrobras - Cigás - Eletronorte) e que comercializa o gás natural do polo petrolífero de Uruçu utiliza como índice de reajuste a composição dos índices supramencionado.</p>	08 - Preço-Teto/CVU	Não	Onera o consumidor responsável pelo pagamento do encargo de energia de reserva. IGP-M fortemente afetado pelo dólar, contraria a limitação de atualização por IPCA.

6	ENERGISA	Entendemos que as próximas contratações dos 6.000 MW restantes e previstos nos supracitados instrumentos legais, também sejam objeto de LRCE, garantindo assim que não haja diferenciação entre os ambientes de contratação quando da alocação dos seus custos, até pela iminente “Abertura do mercado”, discutida no âmbito da PL 414/2021. Uma transição mais justa e equilibrada para o novo modelo setorial é essencial, pois os baixos volumes declarados de necessidade de energia pelos agentes de distribuição nos Leilões de Energia Nova (LENS) dos últimos anos, confirmam o cenário de sobrecontratação estrutural do ACR, reflexo da forte expansão da mini e microgeração distribuída e impactos ainda sentidos pela crise econômica e sanitária da Covid-19.	05 - Modalidade de Contratação	Fora de escopo	Discussão superada tendo em vista a aprovação da Lei 14.182/2021
7	ENERGISA	Alertamos sobre o impacto destas novas contratações de energia nas tarifas de energia, uma vez que a contratação de usinas térmicas com alta inflexibilidade, além de apresentarem custos elevados, farão com que o ONS despache as usinas hidráulicas em menores volumes, ocasionando impacto no GSF e consequentemente, maiores valores de repasses dos efeitos financeiros de risco hidrológico do MCP, que não são gerenciáveis pelas distribuidoras e são repassados aos consumidores do ACR	06 - Requisitos Operativos e Inflexibilidade	Fora de escopo	Discussão superada tendo em vista a aprovação da Lei 14.182/2021
40	Eneva	Art. 6º, § 5º: § 5º Excepcionalmente para o LRCE, de 2022, não se aplica o prazo previsto no art. 4º, § 7º, inciso II, da Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, devendo a Licença Prévia - LP, a Licença de Instalação - LI ou a Licença de Operação - LO, emitida pelo órgão ambiental competente, em conformidade com a legislação ambiental, ser protocolada na EPE até o dia 21 de agosto de 2022. Justificativa: Nos termos da Portaria MME nº 102/2016, a licença ambiental deve ser encaminhada em até 80 dias antes da realização do leilão para análise da EPE (processo de habilitação técnica). No ato do cadastramento, deve ser apresentado o protocolo de solicitação do licenciamento. Considerando a necessidade de flexibilização dos prazos para apresentação da licença ambiental, dada a rigidez locacional dos projetos termelétricos a gás natural (capitais e regiões metropolitanas do Maranhão, Piauí e estados da Região Norte) e a necessidade de viabilização de licenciamento de projetos termelétricos a gás natural junto aos órgãos ambientais no curto prazo, sugerimos que o ato de cadastramento já conste com a apresentação do protocolo dos pedidos de licenciamento, mas solicitamos que seja concedido o prazo adicional de 40 dias para apresentação da licença ambiental por parte dos empreendedores à EPE, o que não agregaria risco à licitação – ainda assim, haveria antecedência mínima de 40 dias, antes da realização do leilão, para a submissão de licenças ambientais a serem avaliadas para a habilitação técnica dos projetos (tempo hábil para análise, potenciais inabilitações, análises de recursos, etc., sem o comprometimento do prazo de realização do leilão em 30/09).	01 - Cadastramento e Habilitação Técnica	Parcial	Foi concedido prazo adicional, conforme detalhado nos parágrafos 4.13 e 4.14 da NT nº 95/2022/DPE/SPE
53	Eneva	Anexo – Seção IV – Da Etapa de Ratificação de Lance, art. 9º, § 8º: § 8º A inflexibilidade associada a um EMPREENDIMENTO que ratificar a receita fixa será proporcional à POTÊNCIA a ser contratada. § 8º O EMPREENDIMENTO que ratificar a receita fixa terá inflexibilidade anual de geração de 70% associada à POTÊNCIA a ser contratada, respeitados os percentuais de inflexibilidade sazonal já declarados pelo PROPONENTE VENDEDOR na HABILITAÇÃO TÉCNICA. Justificativa: De acordo com a Nota Técnica nº 46/2022/DPE/SPE, uma questão presente nessa contratação que a distingue das demais já realizadas é que foram estabelecidos dois critérios para a contratação das usinas: um expresso em potência (MW) e outro expresso em energia (MWm, decorrente da inflexibilidade de 70%). Assim, a proposta do MME foi de que o critério de classificação seria por ICB, cujo lance é considerando os lotes/garantia física (MWm). Por sua vez, o limitante da contratação será a quantidade de potência (MW). Dessa sorte, consta na proposta de Sistemática que, na Etapa de Ratificação de Lances, o gerador deverá ratificar seu LANCE (MWm) para a POTÊNCIA que complete a QUANTIDADE DEFINIDA DO PRODUTO (MW), igual à QUANTIDADE DEFINIDA DO PRODUTO (MW) subtraída do somatório da POTÊNCIA ATENDIDA (MW). O gerador deverá ratificar a RECEITA FIXA que será proporcional à POTÊNCIA efetivamente ratificada. A inflexibilidade associada ao empreendimento que ratificar a RECEITA FIXA será ainda proporcional à potência a ser contratada. Para fins ilustrativos, supomos um caso de uma UTE de 100 MW, com inflexibilidade anual de 70 MWm e Garantia Física de 80 MWm (LOTES iguais à totalidade da Garantia Física, com desconto de perdas/consumo interno, em linha com o art. 10, § 4º, I da portaria), tida como empreendimento marginal. Ainda no caso hipotético, a potência remanescente para o atendimento da QUANTIDADE DEFINIDA DO PRODUTO (MW) seria de 50 MW. Dessa forma, na Etapa de Ratificação de Lances, a UTE teria o seguinte cenário: Na Etapa Contínua Potência: 100 MW Inflexibilidade: 70 MWm Garantia Física: 80 MWm Receita Fixa (último lance válido): \$ 100 Configura como empreendimento marginal Na Etapa de Ratificação Potência Requerida: 50 MW Receita Fixa final: \$ 50 (50/100 * 100) Inflexibilidade associada após a ratificação (“a inflexibilidade associada a um EMPREENDIMENTO que ratificar a receita fixa será proporcional à POTÊNCIA a ser contratada”):	03 - Sistemática	Parcial	A oportunidade de instituir lastro para o agente está em desacordo com o conceito presente nas diretrizes estabelecidas para o LRCE, de 2022. Por outro lado, acatou-se sugestão do agente acerca da necessidade de deixar claro que a usina que ratificar a receita fixa terá inflexibilidade anual de geração de 70% associada à potência a ser contratada, respeitados os percentuais de inflexibilidade sazonal já declarados pelo agente na etapa de habilitação técnica, conforme pode ser observada da redação do § 7º, art. 9º, do Anexo (Sistemática), da Portaria MME nº 46, de 2022.

37	Eneva	<p>Art. 5º, Pará-grafo Único-Parágrafo Único. § 1º A garantia física de energia dos empreendimentos que se sa-grarem vencedores do LRCE, de 2022, terá vigência limitada ao término dos Con-contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CERs e será revista periodicamente, conforme metodologia a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia.</p> <p>§ 2º As revisões de que trata o parágrafo anterior não poderão implicar redução superior a cinco por cento do valor estabelecido na última revisão, limitadas as reduções, em seu todo, a dez por cento do valor de base, constante de sua respectiva autorização, durante a vigência desta.</p> <p>Justificativa: A leitura conjugada do art. 5º, § único e do art. 10, § 4º, inciso I leva à conclusão de que os geradores terão de vender a totalidade da garantia física no leilão (sem margem de negociação de montante menor que a garantia física total), a qual ainda será revista periodicamente pelo MME, sem restar clara a periodicidade de tal revisão ou mesmo a metodologia a ser aplicada, a ser definida futuramente. Dessa forma, o gerenciamento de risco por parte do gerador encontra-se comprometido, dada a falta de previsibilidade de método e limites. Neste sentido, sugerimos que haja o estabelecimento, ao menos, de limites prévios para as revisões de garantias físicas, na replicação do disposto no art. 21, § 5º do Decreto nº 2.655/1998, sem prejuízo da metodologia a ser definida em momento posterior.</p>	04 - Garantia Física / Lastro	Parcial	Não haverá limitação para a redução das garantias físicas, devendo o agente vendedor considerar a possibilidade de revisão ao estabelecer sua estratégia comercial.
48	Eneva	<p>Art. 10, § 4º, I: I – vender a totalidade da garantia física no Leilão, descontadas perdas e consumos internos do empreendimento, salvo nos casos de empreendimentos marginais que tenham ratificado lance, de que trata a Sistemática, em que a venda deve ocorrer na proporção da energia ratificada;</p> <p>Justificativa: Ajuste visa a prever o caso do empreendimento marginal, em que a venda de toda a garantia física calculada pela EPE, para fins de habilitação técnica, pode não ser passível de contratação.</p>	04 - Garantia Física / Lastro	Parcial	Pode-se vender abaixo, mas, a diferença do que não for vendido não poderá ser comercializada em outro leilão, nem no ACL, pois o leilão não dará lastro. Vai ser liquidada no MCP (conforme nova redação do par. 4º do art. 10).
49	Eneva	<p>Art. 10, § 4º, III: III – quando a Usina for despachada por ordem de mérito, a parcela da geração da Usina que for superior à energia contratada (garantia física) será valorada a Preço de Liquidação das Diferenças – PLD e atribuída ao gerador;</p> <p>Justificativa: Ajuste visa a esclarecer que o recebimento do PLD atribuível ao gerador ocorrerá no despacho por mérito de custo, quando a geração for superior à energia contratada. A redação busca também definir o conceito de “energia contratada”, a fim de evitar interpretações indevidas, em linha com o disposto no art. 10, § 4º, inciso I.</p>	04 - Garantia Física / Lastro	Não	Quando despacho for pela ordem de mérito o gerador será remunerado pelo seu Custo Variável Unitário, conforme contrato
50	Eneva	<p>Art. 10, § 4º, V: V – o CER conterá cláusula na qual o vendedor que não tenha comercializado a totalidade da garantia física no Leilão se comprometa a não comercializar o restante da energia elétrica comercializada no CER durante o período de suprimento, sujeito a penalidades;</p> <p>Justificativa: Entende-se que o exerto trate dos casos de empreendimentos marginais, uma vez que a totalidade de venda da garantia física seria vendida no certame (art. 10, § 4º, inciso I). Dessa forma, a possibilidade de o vendedor não comercializar toda a garantia física ocorreria no caso de contratação parcial da UTE. Para tais casos, é razoável que haja a possibilidade de o agente buscar outras receitas para fazer frente ao projeto original (recomposição de receitas), desde que não haja ônus ao CER firmado e atendidos os critérios originais de habilitação técnica.</p>	04 - Garantia Física / Lastro	Não	O Leilão não dará lastro. Não cabe contratações em outros leilões, nem no ACL. Sugestão dá tratamento diferenciado entre o marginal e o não marginal.
42	Eneva	<p>Art. 7º, X: X – empreendimentos termelétricos cuja inflexibilidade média de geração mensal entre durante os meses de janeiro a maio seja superior a 35% (trinta e cinco por cento);</p> <p>Justificativa: Nos termos da Nota Técnica nº 46/2022/DPE/SPE foi demonstrada a preocupação do Planejamento com a inflexibilidade durante os meses do período úmido típico (janeiro a maio), a fim de inibir potenciais vertimentos e constrained-off de fontes intermitentes. Neste sentido, houve a sugestão de que a inflexibilidade mensal entre janeiro-maio de cada ano não pudesse ser superior a 35%. No entanto, a proposta é severa, restringindo as hipóteses de sazonalização mesmo no período seco aos geradores, uma vez que a inflexibilidade anual média deve ser igual a 70%. Destaca-se que, no histórico recente do SIN, houve diversos momentos em o período úmido registrou abaixo da MLT. Como forma de compatibilizar a preocupação do MME, mas torná-la mais aderente à realidade operativa do SIN e à estratégia dos projetos, sugerimos que o limite de 35% seja a inflexibilidade média permitida para todo o período úmido (isto é, para todo o período compreendido entre janeiro e maio), e não como limite obrigatório para cada mês do período úmido (granularização excessiva). Na prática, com a medida, os geradores teriam de realizar uma sazonalização da inflexibilidade dentro do período úmido, e outra no período seco, atendendo, simultanea-mente, (i) ao limite de 35% na média de todo o período úmido e (ii) ao limite de 70% na média anual.</p>	06 - Requisitos Operativos e Inflexibilidade	Não	Retira a flexibilidade operativa do sistema.

43	Eneva	<p>Art. 7º, XI, XI— empreendimentos que não atendam aos requisitos de flexibilidade operacional listados abaixo, conforme termos e conceitos definidos pelo ONS:</p> <p>a) Ton (tempo mínimo de permanência na condição ligado) ≤ 8 horas; b) Toff (tempo mínimo de permanência na condição desligado) ≤ 8 horas; c) R-up (tempo total de rampa de acionamento) ≤ 7 horas; d) R-dn (tempo total de rampa de desligamento) ≤ 1 hora; e) Gmin/Gmax (Geração mínima das unidades geradoras / Geração máxima das unidades geradoras) ≤ 80%;</p> <p>Justificativa: No LRC 2021, a portaria de diretrizes (Portaria Normativa nº 20/GM/MME) mencionava “flexibilidade operacional”, sem a definição de seus termos e conceitos. Nele, havia dois produtos: Produto Energia, “em que o compromisso de entrega consiste em energia elétrica, proveniente de novos empreendimentos de geração, na modalidade por quantidade, em MW médio, associada à geração inflexível, no qual poderão participar de empreendimentos termelétricos, cuja inflexibilidade operativa de geração anual seja de até 30% (trinta por cento)”; e Produto Potência, “em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW”, “com características de flexibilidade operacional”. A menção à “flexibilidade operacional” constava somente da definição do Produto Potência do LRC 2021. Não houve contratação do Produto Energia e a inflexibilidade anual máxima permitida foi de 30%. Como empreendimentos com inflexibilidade necessitavam negociar no Produto Energia para disputar o Produto Potência e não houve qualquer negociação do Produto Energia, todos os empreendimentos contratados em dezembro/2021 eram flexíveis. Diferentemente do LRCE 2022, em que a contratação será de energia de reserva, o LRC tinha por objeto a contratação principal de potência (propostas distintas). A inflexibilidade anual de 70% (LRCE 2022) vs. máx. 30% (LRC 2021) também reforça a diferença entre os objetivos dos certames. Finalmente, os requisitos apresentados (Ton, Toff, R-up, R-dn, Gmin/Gmax) propostos para o LRCE 2022 mostram-se ainda mais conservadores que os aprovados para o LRC 2021 no Produto Potência: o Ton do LRC 2021 foi ≤ 12h, ante ≤ 8h propostos para o LRCE 2022. Vale destacar que a inflexibilidade anual obrigatória de 70% no LRCE 2022 torna-se o atributo “flexibilidade operacional” distinto daquele pretendido para o LRC 2021, uma vez que as margens de operação seriam, na média anual, entre 70% e 100%. Não obstante o disposto na Nota Técnica nº 46/2022/DPE/SPE, dados os propósitos distintos do LRC 2021 e LRCE 2022, incluindo as inflexibilidades permitidas vs. compulsórias comparadas, entendeu-se pela recomendação de supressão de tais requisitos. A obrigatoriedade a tais requisitos pode significar a exclusão de determinadas tecnologias ou mesmo a adoção de empreendimentos de maior custo de implantação (CAPEX, refletido na RF). Tecnologias que já foram habilitadas em outros leilões regulados sem tais requisitos restritivos podem ser capazes de realizar a modulação de geração necessária ao ONS. Para o LRC 2022, cuja Portaria nº 32/GM/MME/2021 indica a previsão de realização em novembro/2022, tal determinação prévia em portaria de diretrizes é relevante, a fim</p>	06 - Requisitos Operativos e Inflexibilidade	Não	Devem-se ter requisitos operativos, contudo, os parâmetros são ajustado com o ONS
46	Eneva	<p>Art. 10, § 3º, III: III – pelo não atendimento ao despacho centralizado nas condições definidas pelo ONS, incluindo o não atendimento aos requisitos mínimos de flexibilidade operativa previstos no art. 7º, inciso XI, e às regras de modulação da inflexibilidade mensal previstas no art. 10, § 4º, inciso VII; e</p> <p>Justificativa: Em linha com a contribuição de retirada dos requisitos de flexibilidade operacional (ver contribuição ao art. 7º, XI), por se tratar de contratação de energia de reserva decorrente de inflexibilidade operativa anual de 70%, sugerimos a compatibilização deste inciso, com a supressão do trecho.</p>	06 - Requisitos Operativos e Inflexibilidade	Não	Devem-se ter requisitos operativos, contudo, os parâmetros foram junto ao ONS
47	Eneva	<p>Art. 10, § 3º, IV: IV – pelo não atendimento aos requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o art. 7º, inciso XI.</p> <p>Justificativa: Idem à justificativa anterior.</p>	06 - Requisitos Operativos e Inflexibilidade	Não	Devem-se ter requisitos operativos, contudo, os parâmetros foram junto ao ONS
51	Eneva	<p>Art. 10, § 4º, VII: VII – o empreendimento deve seguir as regras de modulação da geração, incluída a parcela inflexível, que possibilitem flexibilidade de despachos diferenciados entre dias úteis, finais de semana e feriados, conforme programação do ONS, respeitado o unit commitment do empreendimento.</p> <p>Justificativa: Previsão busca esclarecer que a programação do ONS para fins da modulação da geração termelétrica observará o unit commitment dos equipamentos, devidamente informado ao ONS.</p>	06 - Requisitos Operativos e Inflexibilidade	Não	Devem-se ter requisitos operativos, contudo, os parâmetros foram junto ao ONS
44	Eneva	<p>Art. 10, § 1º, II e III: II - Excepcionalmente para este Leilão, deverá ser atualizada anualmente pela variação do IPCA:</p> <p>a) a parcela vinculada ao custo do combustível na geração de energia inflexível – RFCOMB de empreendimentos que utilizem gás natural produzido na Região da Amazônia Legal localizados na Região Norte ou produzido nacionalmente para empreendimentos localizados na Região Nordeste; e</p> <p>b) a parcela vinculada aos demais itens – RFDemais;</p> <p>III - a parcela vinculada ao custo do combustível na geração de energia inflexível – RFCOMB de empreendimentos que utilizem gás natural importado será reajustada conforme metodologia constante da Portaria nº 42/GM/MME, de 1º de março de 2007;</p> <p>Justificativa: A diferenciação entre gás natural nacional e importado e importado na possibilidade de indexação fere a isonomia do leilão, possibilitando maior número de opções de indexação ao gás importado em detrimento do nacional. Vale destacar que o objetivo previsto na Lei nº 14.182/2021 foi justamente a “preferência” expressa ao gás nacional na contratação de reserva de capacidade. A limitação de opções dentre as origens é, portanto, contraditória ao objetivo legal, tornando a competitividade assimétrica, em prejuízo do gás nacional frente seus concorrentes importados, que possuirão uma cesta de indexadores diversos. Ademais, mesmo o gás nacional possui uma cesta de indexadores típicos como balizador de custo de oportunidade e de referência de precificação, haja vista, por exemplo, o cálculo do Preço de Referência de Gás Natural (PRGN) da ANP utilizar os indexadores de mercado internacional para fins de cômputo de participações governamentais devidas pelos concessionários aos entes federativos, incluindo a taxa de câmbio (Resolução ANP nº 875/2022). A restrição a indexadores deverá prejudicar projetos a gás nacional, sobretudo, com o prazo de contratação de 15 anos de suprimento (descasamento de RFCOMB real, incorrida nos custos de produção, e indexação a IPCA). Dessa forma, sugerimos que seja adotada a metodologia constante da Portaria nº 42/GM/MME para qualquer origem de gás natural, de forma a não violar a competitividade entre os projetos. Caso ainda assim seja compreendida a necessidade de indexação do RFCOMB a IPCA, que tal condição seja imposta também à origem de gás importado, dado o objetivo manifesto na Lei nº 14.182/2021.</p>	09 - Reajuste da Receita Fixa	Não	<p>Exclusivamente para este Leilão e para empreendimentos que utilizarem gás importado, a parcela RFCOMB permanece sendo reajustada à luz das regras estabelecida pela Portaria nº 42, de 2007, porém sem a possibilidade de utilização indicadores NBP e JKM.</p> <p>Mantém-se, ainda, o tratamento específico para os empreendimentos que utilizem gás natural de origem nacional ou da região amazônica. Neste caso, como se tratam de custos de exploração nacionais, a receita fixa será corrigida apenas pelo IPCA tanto na parcela vinculada ao combustível associado à inflexibilidade (RFCOMB), como na parcela referente aos demais itens (RFDemais).</p>

45	Eneva	<p>Art. 10, § 2º, V: V – Os vendedores não farão poderão fazer jus à Receita Fixa antes das datas de início de suprimento estabelecidas no art. 9º, § 2º, desde que haja concordância do Poder Concedente para a antecipação do início de suprimento, sendo vedada, neste caso, a alteração da data de seu término.</p> <p>Justificativa: Sugere-se a possibilidade de antecipação do início de suprimento e de recebimento da Receita Fixa, caso haja concordância expressa do Poder Concedente quanto à necessidade, em linha com o pre-visto, por exemplo, no LRC 2021. Como a condição seria a própria concordância do Poder Concedente, não haveria nenhuma antecipação sem a anuência do MME. A proposta permite flexibilização mínima para tal antecipação, caso seja de interesse público em momento futuro. Pela redação atual, mesmo em caso de necessidade, tal condição seria impeditiva – o que se busca evitar.</p>	09 - Reajuste da Receita Fixa	Não	Tendo em vista as características do empreendimentos participantes (alta inflexibilidade), no momento, não se vislumbra a necessidade de antecipação de tal recurso para atendimento a critérios de suprimento do SIN.
38	Eneva	<p>Art. 6º, § 1º: § 1º: O prazo para Cadastramento e entrega de documento será até às doze ho-ras de 8 de junho de 2022 30 de junho de 2022.</p> <p>Justificativa: A minuta de portaria consta assinada em 04/05 e previa o início do cadastramento em 08/06. Ocorre que a consulta pública será encerrada em 20/05 e espera-se ainda o decurso de um prazo mínimo para que o MME possa avaliar as contribuições e eventuais ajustes na minuta, até a publicação definitiva em DOU. A princípio, a publicação da portaria deve ocorrer no fim de maio ou início de junho/2022, de forma que o prazo de 08/06 é demasiado exiguo para o cadastramento de projetos na EPE. Solicitamos que o prazo de cadastramento seja até 30/06, como forma de possibilitar um prazo próximo a 30 dias, após a publicação da portaria, para o cadastramento de projetos, tal como ocorre usualmente em leilões regulados. Com a proposta, espera-se que mais projetos possam ser ofertados, em linha com o princípio da modicidade tarifária. Ademais, diferentemente de leilões de energia nova, em que o histórico recente de cadastramento aponta para um número de projetos cadastrados próximo a 2.000 e uma média de potência/projeto inferior a 50 MW (a exemplo do LEN A-4/2022), espera-se que o LRCE 2022 tenha um número de projetos cadastrados mais próximo à realidade do LRC 2021, em que foram cadastrados 132 projetos (em todas as regiões geográficas). Dessa forma, a proposta de cadastramento em 30/06 é tida como razoável e não visa a qualquer postergação à data de realização do leilão em 30/09, dispondo de cerca de 90 dias para o processo de habilitação técnica, sem prejuízo da análise de consistência necessária.</p>	11 - Outros	Sim	Cronograma foi readequado.
39	Eneva	<p>Art. 6º, § 2º: § 2º Excepcionalmente para o LRCE, de 2022, não se aplica o prazo previsto no art. 4º, § 8º, inciso IV, 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 art. 4º, § 11, da Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, serem protocolados na Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP até o dia 17 de junho de 2022 30 de junho de 2022.</p> <p>Justificativa: Idem à justificativa anterior, por compatibilização de datas sugeridas. É possível, neste caso, conciliar a data de cadastramento e de solicitação de parecer da ANP no tocante à comprovação de combustível, sem importar riscos adicionais ao processo de habilitação técnica a ser conduzido pela EPE.</p>	11 - Outros	Parcial	Cronograma foi readequado.
41	Eneva	<p>Art. 7º, III: III – termelétricos que utilizem combustíveis diferentes de gás natural, sendo admitidos empreendimentos a gás natural em ciclo combinado;</p> <p>Justificativa: Inclusão visa a deixar clara a permissão para tecnologias de ciclo combinado a gás natural – combinação de turbinas a gás com turbina a vapor, em linha com a busca de melhor eficiência energética do empreendimento termelétrico. Ademais, haveria melhor aproveitamento, inclusive, do uso do gás nacional para fins de geração elétrica, considerando a inflexibilidade operativa requerida de 70%.</p>	11 - Outros	Não	Não é vedada a participação de térmicas com ciclo combinado
52	Eneva	<p>Art. 11: Para empreendimentos termelétricos a gás natural, deverá ser comprovada a disponibilidade de combustível para a operação contínua prevista no art. 4º, § 11, da Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, excluído o equivalente à indisponibilidade programada e forçada do empreendimento, nos seguintes termos:</p> <p>(...)</p> <p>Justificativa: Aprimoramento para que seja desconsiderada da comprovação de combustível, além do IP, a TEIF (Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada). A TEIF já é utilizada para fins de cálculo de garantia física, refletindo no montante a ser vendido pelo gerador. Ademais, a TEIF também é adotada para fins de cálculo de Disponibilidade de Potência. Portanto, a proposta visa a compatibilizar a comprovação de combustível com o desconto da TEIF, em linha com o aprimoramento já de expurgo da IP. Como comentário geral do art. 11, a utilização do mecanismo de comprovação em horizonte rolante no LRCE 2022, na forma replicada na minuta, é adequada e relevante para o melhor aproveitamento do gás. Ela acaba por refletir o mecanismo operativo efetivamente presente na Indústria de E&P de petróleo e gás natural, sendo necessária a manutenção do texto proposto, com o breve aprimoramento sugerido anteriormente.</p>	11 - Outros	Não	Critério adotado mais flexível se comparado aos Leilões A-5 e A-6.

29	ENGIE	Lastro: a ENGIE solicita que o MME reavalie a sua decisão para que a energia contratada nesse certame forme lastro. A definição desse Ministério foi pela não formação de lastro, o que pode implicar em custos significativos ao sistema uma vez que a contratação, ao não formar lastro, não atenderá o crescimento da carga do sistema. Assim, se essa regra for mantida para esse leilão e ainda adotada para os demais, um montante de 5,6 GWh de energia entrará no sistema sem atender o crescimento da carga e esse crescimento da carga terá que ser atendido por expansão adicional, ampliando a sobre oferta do sistema. Essa sobre oferta será, em grande parte, inflexível e a expansão adicional, muito provavelmente, deve se dar por fontes não controláveis. Ambos os vetores somam seus efeitos sobre o MRE ao deslocar usinas hidráulicas, e o consumidor pagará mais via repactuação, cotas e Itaipu.	04 - Garantia Física / Lastro	Não	Possibilidade de contratação com lastro foi prevista no Decreto nº 11.042, de 2022, e será reavaliada em cada leilão a depender dos estudos realizados pela EPE.
28	ENGIE	Inflexibilidade: em relação à medida de se estabelecer uma inflexibilidade mensal máxima para um determinado período do ano, a ENGIE entende que o critério poderia ser definido anualmente com bases em estudos atualizados anualmente pelo ONS. Tal medida se torna necessária pois a expansão de fontes intermitentes é incerta e está em expansão. Dessa forma, pré-fixar uma curva de sazonalização termelétrica inflexível irá desconsiderar os possíveis impactos ao portfólio de geração do país no futuro, podendo acarretar aumento do constrained-off de fontes intermitentes, por exemplo. Além disso, sabendo-se da natureza estocástica da oferta hídrica, torna-se importante que o operador central possa propor estudos energético específicos conforme as condições hidrológicas de cada ano, minimizando assim os vertimento turbináveis do sistema. Para tanto, como diretriz desse primeiro leilão, a obrigação da usina atender o limite de 35% de inflexibilidade mensal entre janeiro e maio poderia constar como um requisito de flexibilidade operacional de que trata o inciso XI do art. 7º do Anexo da minuta de Portaria, devendo a usina atender o limite de 35% de inflexibilidade mensal nos meses definidos anualmente pelo ONS de acordo com estudos de balanço energético específicos para cada ano, que poderiam, eventualmente, ser validados pelo CMSE. Se o requisito não for atendido, o agente é penalizado com base nos incisos III e IV do parágrafo 3º do art. 10.	06 - Requisitos Operativos e Inflexibilidade	Não	Tendo em vista a necessidade de se dar previsibilidade para o gerador, entende-se que tal obrigação deve ser prevista explicitamente nos CERs.
102	FGV	Produto Região Norte: Sugerimos, para maior clareza e previsibilidade, a explicitação, na Portaria de Diretrizes e da Sistemática do LRCE/2022, de que o Produto Região Norte de 1.000 MW para início de suprimento em 31/12/2027 será incluído no LRCE previsto para março de 2023.	02 - Produtos	Fora de escopo	As diretrizes para o leilão de 2023 serão definidas oportunamente
103	FGV	Preço-Teto: Anexo Art. 2º Inciso LIX - ... a) o custo e remuneração de investimento (taxa interna de retorno), incluindo, se for o caso, o de implantação de infraestrutura de transporte ou de processamento de gás natural a ser utilizado no empreendimento termelétrico; [...]”	08 - Preço-Teto/CVU	Não	Não há previsão de outros mecanismos para viabilização de outras infraestruturas. Os empreendimentos participantes do leilão deverão buscar se viabilizar a partir do preço-teto definido para cada certame.
101	FGV	Oportunidades de melhoria de governança: O MME não instaurou Consulta nem Audiência Pública para subsidiar a elaboração de proposta e/ou aprimorar projeto de Decreto dispoendo sobre “as condições para a contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos termelétricos a partir de gás natural e de empreendimentos hidrelétricos até 50 MW”, a que se referem o § 1º do art. 1º e os arts. 20 e 21 da Lei nº 14.182/2021. Desse modo, a edição do Decreto nº 11.042, de 12 de abril de 2022, prescindiu de um prévio e salutar escrutínio público. Tal decreto é a base regulamentar da minuta de Portaria de Diretrizes do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Energia de 2022, ora submetida à Consulta Pública nº 126/2022-MME. Tal prática representa ato unilateral e “intramuros” do Poder Concedente, o qual, embora legítimo e idôneo, não necessariamente contempla a exegese mais adequada e/ou encerra as melhores escolhas dentro da sua margem de discricionariedade, podendo até, como será visto adiante, implicar ônus adicionais aos usuários de energia elétrica ou mesmo ser alvo de eventual contestação administrativa ou judicial.	11 - Outros	Fora de escopo	-
98	IBP	Habilitação de empreendimentos não preferenciais: Art. 7º Não serão Habilitados Tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos de geração: (...) § 1º A Sistemática dará preferência, mas não exclusividade , aos: I – empreendimentos participantes do Produto Região Norte que utilizem gás natural produzido na Região da Amazônia Legal; e II – empreendimentos participantes do Produto Região Nordeste que utilizem gás natural produzido nacionalmente. Justificativa: O Art. 7 da Portaria define os critérios de não habilitação dos empreendimentos. No entanto, o § 1º indica as condições de preferências quanto a fontes de suprimento, não excluindo outras fontes de suprimento. Logo, sugestão de esclarecimento que as condições de preferência não descartem a habilitação de empreendimentos não preferenciais.	01 - Cadastro e Habilitação Técnica	Não	Já contemplado na Sistemática

99	IBP	<p><u>ajuste ANEXO Art. 2º</u> (...) LVI – PRODUTO NORDESTE PIAUI: PRODUTO no qual será contratado até 700 MW (setecentos megawatts), a partir de EMPREENDIMENTO(S) cuja inflexibilidade média anual seja de 70%, a serem instaladas nas capitais ou regiões metropolitanas do Estado do Piauí, para início de suprimento até 31 de dezembro de 2027; Justificativa: Para o caso da Região Norte, o Decreto nº 11.042/2022* já havia flexibilizado o atendimento da condição de origem do gás nessa região para a contratação de qualquer capacidade instalada tendo como limite de contratação os montantes estabelecidos em Lei. A Portaria em consulta, dá a mesma condição aos empreendimentos na Região Nordeste (Maranhão e Piauí). No entanto, nas definições trazidas no ANEXO, esta flexibilização do PRODUTO NORDESTE PIAUÍ não foi inserida. Note que no Art. 3º § 5º do mesmo ANEXO**, consta a expressão “um montante menor ou igual a 700 MW”. Sugestão de inclusão desta flexibilidade nas definições.</p>	03 - Sistemática	Sim	Acatado.
97	IBP	<p>Obrigação de venda da totalidade da Garantia Física no Leilão: exclusão Art. 10 §4º Os vendedores deverão ainda atender às seguintes Diretrizes: I— vender a totalidade da garantia física no Leilão, descontadas perdas e consumo internos do empreendimento; II - quando a Usina for despachada ... Justificativa: O IBP sugere que sejam fornecidas mais informações sobre a obrigatoriedade de venda da totalidade da Garantia Física dos projetos no Leilão. Entendemos que a comercialização da energia, acima da inflexibilidade de 70%, deve ser uma opção do empreendedor, que, a depender da sua avaliação do cenário futuro e de seu apetite ao risco, pode decidir pela venda da totalidade da garantia física no Leilão ou pela venda bilateral. Neste sentido, ainda haveria de ser considerada a possibilidade de se contratar parcialmente a energia neste leilão, dando maior liberdade ao empreendedor. Seria o caso, por exemplo, de permitir ao empreendedor implementar/construir uma usina de maior porte do que aquela ofertada neste leilão. A proposta de leilões com condicionantes geográficos, logísticos, tecnológicos e tipo de fonte de suprimento vão na contramão do processo competitivo em prol de modicidade tarifária e eficiência sistêmica, elevando a chance da inexistência de candidatos ou participação extremamente restrita no certame.</p>	04 - Garantia Física / Lastro	Não	O Leilão não dará lastro. Não cabe contratações em outros leilões, nem no ACL.
96	IBP	<p>Inflexibilidade mensal de 35% e exigências relacionadas à flexibilidade operativa: exclusão Art. 7º Não serão Habilitados Tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos de geração: [...] X— empreendimentos termelétricos cuja inflexibilidade de geração mensal entre os meses de janeiro a maio seja superior a 35% (trinta e cinco por cento); XI— empreendimentos que não atendam aos requisitos de flexibilidade operacional listados abaixo, conforme termos e conceitos definidos pelo ONS: a) Ton (tempo mínimo de permanência na condição ligado) <= 8 horas, este tempo inclui o tempo necessário para as rampas de acionamento e desligamento das unidades geradoras; b) Toff (tempo mínimo de permanência na condição desligado) <= 8 horas; c) R-up (tempo total de rampa de acionamento) <= 7 horas; d) R-dn (tempo total de rampa de desligamento) <= 1 hora; e e) Gmin/Gmax (Geração mínima das unidades geradoras / Geração máxima) Justificativa: O IBP sugere que sejam retiradas as obrigatoriedades de limitar a inflexibilidade mensal em 35% para os meses de janeiro a maio, assim como os limites dos parâmetros relacionados à flexibilidade operativa. A operação com inflexibilidade de 35% pode comprometer o funcionamento ótimo das máquinas da usina e não garante a previsibilidade mensal mínima para o escoamento do gás. Além disso, esses projetos terão elevado despacho, não tendo como finalidade o fornecimento de flexibilidade operativa ao sistema. Assim, determinar uma série de parâmetros (Ton, Toff, tempo de rampa etc.) pode comprometer o desenvolvimento de projetos em situação ótima para despachos constantes.</p>	06 - Requisitos Operativos e Inflexibilidade	Não	Entende-se que os requisitos operativos são necessários, sendo os parâmetros ajustados junto ao ONS.

95	IBP	<p>Atualização da RFComb pelo IPCA para o gás natural produzido na Região da Amazônia Legal localizados na Região Norte ou produzido nacionalmente: exclusão Art. 10. No LRCE, de 2022, os CERs por disponibilidade, referentes à contratação de energia proveniente de empreendimentos termelétricos previstos no art. 4º, § 2º, deverão atender às seguintes Diretrizes: (...) II – Excepcionalmente para este Leilão, deverá ser atualizada anualmente pela variação do IPCA: a) a parcela vinculada ao custo do combustível na geração de energia inflexível – RFComb de empreendimentos que utilizem gás natural produzido na Região da Amazônia Legal localizados na Região Norte ou produzido nacionalmente para empreendimentos localizados na Região Nordeste, e b) a parcela vinculada aos demais itens – RFDemais;</p> <p>Justificativa: Sugerimos que o RFComb de todos os empreendimentos, independentemente da origem do gás, seja reajustado conforme metodologia constante da Portaria nº 42/GM/ MME, de 1º de março de 2007.</p> <p>As diretrizes propostas na Portaria 648/2022 preveem diferentes formas de indexação da RFComb, a depender da origem do gás. Ocorre que diversos custos associados à atividade de exploração e produção nos campos de gás seguem cotações internacionais. Para ilustrar esse ponto, pode-se citar a questão dos royalties, que são calculados com base em um preço de referência estabelecido pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Esse preço de referência, por sua vez, é atualizado com base em indexadores internacionais do mercado de óleo e gás e pelo câmbio.</p> <p>Esse descasamento entre os custos de produção e a indexação do RFComb é ainda mais relevante considerando o horizonte de 15 anos de fornecimento estabelecido pelo certame, que aumenta significativamente a probabilidade dessa diferença vir a se acentuar ao longo da sua vigência.</p>	09 - Reajuste da Receita Fixa	Não	<p>Exclusivamente para este Leilão e para empreendimentos que utilizarem gás importado, a parcela RFComb permanece sendo reajustada à luz das regras estabelecida pela Portaria nº 42, de 2007, porém sem a possibilidade de utilização indicadores NBP e JKM.</p> <p>Mantém-se, ainda, o tratamento específico para os empreendimentos que utilizem gás natural de origem nacional ou da região amazônica. Neste caso, como se tratam de custos de exploração nacionais, a receita fixa será corrigida apenas pelo IPCA tanto na parcela vinculada ao combustível associado à inflexibilidade (RFComb), como na parcela referente aos demais itens (RFDemais).</p>
93	IBP	<p>Prazos para Cadastro e Habilitação Técnica no Sistema AEGE: Art. 6º § 1º O prazo para Cadastro e entrega de documentos será até às doze horas de 8 de junho de 2022 30 de junho de 2022. Art. 6º §2º ... na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP até o dia 17 30 de junho de 2022.</p> <p>Justificativa: O IBP sugere extensão do prazo de cadastro para o 30 de junho de 2022, uma vez que o resultado da referida consulta pública pode alterar a pretensão de participação no Leilão.</p> <p>Como o prazo para envio de contribuições se encerra em 20 de maio de 2022 e considerando, pelo menos, 10 dias para a publicação da Portaria Normativa, o prazo sugerido de 08 de junho não parece ser adequado.</p>	11 - Outros	Parcial	Cronograma foi readequado.
94	IBP	<p>Prazos para Licenciamento Ambiental: Inclusão Art. 6º § 5º § 5º Excepcionalmente para o LRCE, de 2022, não se aplica o prazo previsto no art. 4º, § 7º, inciso II, da Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, devendo a Licença Prévia - LP, a Licença de Instalação - LI ou a Licença de Operação - LO, emitida pelo órgão ambiental competente, em conformidade com a legislação ambiental, ser protocolada na EPE até o dia 21 de agosto de 2022.</p> <p>Justificativa: Da mesma forma sugerimos que, excepcionalmente para o LRCE de 2022, a Licença Prévia (LP), a Licença de Instalação (LI) ou a Licença de Operação (LO), emitidas pelo órgão ambiental competente, possam ser protocoladas na EPE até o dia 21 de agosto de 2022, para compatibilizar os prazos com a rigidez locacional dos projetos deste certame, mas mantendo uma antecedência mínima de 40 dias, antes da realização do leilão, para a submissão de licenças ambientais a serem avaliadas para a habilitação técnica dos projetos.</p>	11 - Outros	Parcial	Cronograma foi readequado.
35	Mercurio Partners	<p>Rfcomb0 superior a R\$ 300,00/MWh (Item V do Art. 4): o limite atual do RfComb0 (em R\$/MWh) pode apresentar um impeditivo à viabilidade econômica dos projetos (devido às incertezas de geopolítica internacional). De modo promover o maior número possível de empreendimentos habilitados a participar do leilão, o que tende a contribuir para o aumento do deságio e benefício do consumidor, gostaríamos de sugerir que o valor teto para o RfComb0 (em R\$/MWh) associado à geração inflexível seja o mesmo que o custo variável unitário máximo (CVU), fixado em R\$ 450,00/MWh.</p>	08 - Preço-Teto/CVU	Não	Tais valores foram reavaliados na ocasião dos LENs "A-5" e "A-6" de 2022 e serão mantidos para o LRCE de 2022.
36	Mercurio Partners	<p>CVU diferenciado para a operação em carga parcial (item e), XI, art. 7º): Considerando que o ONS poderá despachar as usinas em potência reduzida (80% da potência máxima, por exemplo), será necessário que a UTE seja remunerada via um custo variável unitário (CVU) maior, uma vez que sua eficiência será menor, afetando seu fator i. Esse critério forneceria uma maior previsibilidade de custos variáveis da planta, dado que não possui ingerência sobre seu despacho, que é centralizado pelo ONS.</p>	08 - Preço-Teto/CVU	Não	Os agentes deverão precificar essa possibilidade na definição do seu CVU.

33	Neoenergia	<p>Remuneração de empreendimentos térmicos: a atribuição da geração superior à energia contratada valorada ao PLD ao gerador não parece adequada.</p> <p>Suponhamos, por exemplo, uma térmica com as seguintes características:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Potência: 100 MW • Inflexibilidade: 70 MW/méd • Garantia física: 80 MW/méd <p>A garantia física calculada, de 80 MW/méd, considera que em parte das séries hidrológicas a usina será despachada em sua disponibilidade máxima, e no restante das séries ela será despachada em sua inflexibilidade, isto é, 70% de sua potência. Logo, uma garantia física de 80 MW/méd, considera que em situações hidrológicas mais desfavoráveis a usina será despachada na sua disponibilidade máxima. Dessa forma, não seria adequado atribuir ao gerador a parcela de geração acima da garantia física valorada ao PLD.</p>	04 - Garantia Física / Lastro	Parcial	Revisada a redação do Art. 10 §4º
34	Neoenergia	<p>Tratamento da geração acima da inflexibilidade contratual: O arcabouço regulatório deve desincentivar tal comportamento, uma vez que não contribuiu para a otimização da operação energética.</p> <p>Uma inflexibilidade anual média de 70% já é um valor alto, sobretudo se considerarmos que poderão ser implantados até 8.000 MW de capacidade instalada. Por isso, o ideal é que esse valor não seja ultrapassado. Nesse sentido, é importante que os requisitos de flexibilidade, para possibilitar a modulação da inflexibilidade, e também sua sazonalização, tal como propostos na CP 126, sejam de fato exigidos. Se ainda assim, na programação, ocorrerem casos de declaração de inflexibilidade acima do estabelecido contratualmente, entendemos que o tratamento mais adequado seria valorar essa energia ao PLD e distribuir esse montante da seguinte forma:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. A parcela equivalente a PLD-PLDx deve ser atribuída aos geradores hidrelétricos do MRE, a título de encargo associado ao deslocamento hidráulico por inflexibilidade, conforme proposto na Consulta Pública ANEEL nº 028/2021 (“CP 028”). Relembrando, a CP 028 foi 2 Contribuições da Neoenergia à aberta no período de 27/05 a 12/07/2021, com o objetivo de obter subsídios para as alterações das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, tendo em vista as diretrizes regulatórias (Despacho ANEEL nº 3.572/2019) relativas ao deslocamento hidrelétrico motivado por geração termelétrica inflexível. Embora o período de contribuições tenha sido encerrado há quase um ano, ainda não ocorreu o fechamento da CP 028. 2. A parcela correspondente ao PLDx deve ser atribuída ao gerador termelétrico, compensado parte do seu custo variável. 	06 - Requisitos Operativos e Inflexibilidade	Parcial	Revisada a redação do par. 4º do art. 10
72	Norte Energia	<p>Geração Verificada vs. Garantia Física Impactos no GSF: o saneamento das Garantias Físicas é inexorável para assegurar o atendimento ao critério de suprimento no âmbito do planejamento da operação e expansão, bem como minimizar o impacto comercial para os geradores, com energia alocada mais próxima da Garantia Física. O saneamento das Garantias Físicas também favorece aos consumidores, na medida que oferece sinais mais adequados para a expansão do SIN e reduz os custos de operação atribuídos à categoria consumo, contribuindo para a modicidade tarifária.</p>	04 - Garantia Física / Lastro	Fora de escopo	-
73	Norte Energia	<p>Garantias Físicas das UHEs: é fundamental que a Revisão Ordinária de Garantias Físicas das Hidrelétricas Despachadas Centralizadamente respeite os limites de variação previstos no Decreto nº 2.655/1998, bem como os critérios de abrangência detalhados no Relatório e na Nota Técnica nº 34/2022/DPE/SPE.</p>	04 - Garantia Física / Lastro	Fora de escopo	-
74	Norte Energia	<p>PAR(p)-A: tendo em vista a recente aprovação do PAR(p) -A para fins de operação do SIN a partir de 2023, a sua adoção para fins de planejamento (definição da Garantia Física) torna-se obrigatória e imperiosa, para evitar distorção entre o critério da operação e o da expansão. Nesse sentido, sugere-se inclusive uma maior abrangência da aplicação desse critério para todas as UHEs passíveis de revisão em 2022, visando à uniformização e isonomia.</p>	04 - Garantia Física / Lastro	Fora de escopo	-
75	Norte Energia	<p>CVaR: A Norte Energia coaduna com a adoção da metodologia e parâmetros aprovados conforme conclusão da CP MME nº 121/2022, para o processo de ROGF, que é também tratada na corrente CP MME nº 123/2022, na medida que entende que tais indicadores melhor refletem a aversão ao risco presente no planejamento da operação (PMO) do SIN, de tal sorte que minimizam diferenças de critérios entre o planejamento e a operação do SIN.</p> <p>Também considerando a recente aprovação dos novos parâmetros do CVaR para fins de operação do SIN a partir de 2023, a sua adoção para fins de planejamento (definição da Garantia Física) torna-se obrigatória e imperiosa, para evitar distorção entre o critério da operação e o da expansão. Nesse sentido, sugere-se inclusive uma maior abrangência da aplicação desse critério para todas as UHEs passíveis de revisão em 2022, visando à uniformização e isonomia.</p>	04 - Garantia Física / Lastro	Fora de escopo	-

77	Norte Energia	<p>Proposta para reduções de GF superiores aos limites definidos no Decreto nº 2.655/1998: a Norte Energia entende, visando "sanar" Garantia Física do SEB, que assumir reduções de Garantia Física superiores aos limites definidos no Decreto nº 2.655/1998 com contrapartida de extensão de outorga de concessão beneficiaria todos os agentes e consumidores do SEB.</p> <p>Destaque-se que admitir a possibilidade de prorrogação de outorga de concessão para compensar eventual redução de Garantia Física em valores superiores aos limites definidos no Decreto nº 2.655/1998, foi também aventada no Relatório do grupo de trabalho de Modernização do Setor Elétrico, aprovado pela Portaria MME nº 187, de 2019. Não obstante, a Norte Energia também entende que o detalhamento da proposta do MME, nos termos do relatório supracitado, ainda merece escrutínio.</p> <p>Vislumbra-se, em função da melhora do GSF, redução tarifária do consumidor que arca com custos do GSF inferior aos limites de repactuação do risco hidrológico celebrados entre geradores e consumidores no ACR.</p> <p>No eventual acolhimento de tal racional extensão da outorga para gerador por redução da Garantia Física acima dos limites de 5% por revisão e 10% ao total, uma alternativa seria que o PL 414/2021 fosse ajustado para a devida promulgação de instrumento legal.</p>	04 - Garantia Física / Lastro	Fora de escopo	-
76	Norte Energia	<p>Período Crítico de referência para o rateio da energia do bloco hidráulico: o período crítico não pode ser tratado como um simples parâmetro de entrada no cálculo da Garantia Física, uma vez que (.) promove ganhos para uns e prejuízos para outros agentes do MRE, com consequente transferência de renda sem fundamento e (.) ao ser aplicado apenas na ROGF 2022 implicaria imediatamente piora no GSF.</p> <p>A Norte Energia concorda com a proposta do MME de manter o período crítico 1949-56 na ROGF 2022 e propõe que seja iniciada a reavaliação do período crítico visando à sua aplicação nas futuras revisões de Garantia Física.</p> <p>Caso o MME altere a proposta inicial desta CP MME 123/2022 e decida por adotar o novo período crítico, sugerimos: (.) a realização de consulta pública prévia e (.) a aplicação desse novo período crítico juntamente com os novos parâmetros oficiais PAR(p)-A e CVaR (25,35) passa a ser imperiosa para que abranja todas as usinas passíveis de revisão em 2022, inclusive às usinas da Eletrobrás (que terão um novo contrato de concessão) visando uniformização, isonomia e o saneamento do GSF.</p>	11 - Outros	Fora de escopo	-
78	Norte Energia	<p>Diretrizes para uma Proposta Estrutural: Propomos a possibilidade de revisão ordinária mediante a compensação integral ao PIE (excluindo o impacto do FID, que é de responsabilidade do Agente) por meio de extensão de outorga. Neste particular, propomos a desconsideração dos limites regulatórios de 5% e 10% na redução de Garantia Física.</p> <p>Ainda, para que o agente tenha essa blindagem econômica, dos limites de redução da Garantia Física, até o final da outorga, propomos a definição de um prêmio de risco pago pelo gerador destinado para a União ou para o consumidor (CDE).</p> <p>Tal mecanismo possibilitaria a revisão ordinária da Garantia Física pelo MME de forma mais adequada, sem os atuais limitadores, pois haveria a compensação econômica para o PIE, por meio de extensão de outorga, a exemplo do que foi concedido no equacionamento do GSF.</p> <p>CP MME no 123/2022 Revisão Ordinária de Garantia Física de UHEs Contribuição da NESAs. 5/5</p> <p>Propomos que esse mecanismo não seja obrigatório e, sim uma possibilidade de escolha pelos PIEs, de tal sorte que, aqueles que não optarem, ficariam com as regras atuais, sem extensão de outorga e limitações de redução entre 5% e 10%.</p>	11 - Outros	Fora de escopo	-
3	ONS	<p>Art. 12, § 4º, incisos I e II</p> <p>I - as instalações homologadas pelo CMSE na Reunião Ordinária a ser realizada em junho de 2022;</p> <p>II - as instalações autorizadas pela Aneel, como reforços e melhorias, até a data de realização da Reunião Ordinária do CMSE a ser realizada em junho de 2022; e</p> <p>Justificativa: É possível considerar a referência de junho, sem prejuízo para os estudos da margem, pois a reunião do Comitê ocorrerá no dia 1º de junho/2022.</p>	11 - Outros	Sim	Acatado.
4	ONS	<p>Art. 12, § 4º, incisos III</p> <p>III - novas instalações de transmissão arrematadas nos Leilões de Transmissão realizados em 2022, desde que a previsão de data de operação comercial seja anterior às datas do início do suprimento contratual, de que trata o art. 9º, § 2º.</p> <p>Justificativa: É possível considerar nas análises o leilão de transmissão que irá ocorrer em 30/06/2022.</p>	11 - Outros	Sim	Acatado.

5	ONS	<p>Art. 12, § 6º § 6º ... homologadas pelo CMSE na Reunião Ordinária a ser realizada em junho de 2022 Justificativa: É possível considerar a referência de junho, sem prejuízo para os estudos da margem, pois a reunião do Comitê ocorrerá no dia 1º de junho/2022.</p>	11 - Outros	Sim	Acatado.
14	Simple Energy	<p>Possibilitar participação de termelétricas existentes que se comprometam a realizar retrofit e troca do combustível diesel para o gás natural. Considera que essa possibilidade aumentará a competitividade dos leilões, potencialmente diminuindo, otimizando o uso das instalações presentes no parque termelétrico já construído no Brasil, abrindo outra alternativa, que não seja atuar como Usina Merchant ou descomissionamento, para as usinas termelétricas a óleo combustível diesel ao fim de seus Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs). Demonstra que tal procedimento já foi autorizado em eventos anteriores, vide Proc. Sei nsº 48000.001569/2012-61 e 48500.004485/2022-10.</p>	01 - Cadastramento e Habilitação Técnica	Não	<p>O Decreto nº 11.042/2022 estabelece que a contratação é de energia de reserva, seguindo o disposto no Decreto 6.353/2008, que só permite empreendimentos novos ou existentes quando esses acrescentem garantia física ao SIN; ou que não entraram em operação comercial, até a data de publicação do Decreto.</p>