



Rio de Janeiro, 20 de maio de 2022

Ao Ministério de Minas e Energia – MME

Coordenação-Geral de Planejamento da Geração – DPE
Processo nº 48360.000033/2022-19

Assunto: Contribuições da Eneva S.A. à Consulta Pública MME nº 126/2022

Prezados Senhores,

Cordialmente cumprimentando-os, referenciamos a Consulta Pública em epígrafe [1], lançada no dia 06/05/2022, para recebimento de contribuições à 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”.

De início, elogiamos a iniciativa de consultar os agentes econômicos e a sociedade civil antes da publicação da referida portaria. O presente diálogo permite o compartilhamento de diferentes visões setoriais, aprimorando o processo.

A Eneva é a maior operadora privada de gás natural do Brasil, responsável por 44% da produção disponível de gás em terra¹, e a maior empresa privada em potência termelétrica, com 3,8 GW, sendo 2,2 GW já operacionais (55% da capacidade térmica do Subsistema Norte²).

A atual capacidade de geração da Eneva permite abastecer cerca de 10 milhões de residências brasileiras³ e a Companhia foi pioneira no modelo *reservoir-to-wire* (usina em “boca de poço”). Esse modelo de geração permite a sinergia de usinas termelétricas a custos competitivos, a partir da extração de gás natural terrestre em acumulações remotas no interior do País (Maranhão e Amazonas). No âmbito de renováveis, a Eneva construiu o primeiro projeto de geração solar com fins comerciais do Brasil (UFV Tauá), com potência instalada de 1 MWp, implantado no Ceará, em 2011⁴. Recentemente, foi informada ao mercado a combinação de negócios entre Focus e a Eneva, com um portfólio renovável de até 3,7 GWp, focado em novas usinas solares fotovoltaicas⁵.

Nos últimos anos, a Eneva sagrou-se vencedora nos Leilões de Energia Nova **A-6/2018** (UTE Parnaíba V/MA – 386 MW), **A-6/2019** (ampliação da UTE MC2 Nova Venécia 2/MA – 92 MW), bem como no **Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas/2019** (UTE Jaguatirica II/RR – 141 MW) e no **Leilão de Reserva de Capacidade/2021** (UTE Azulão/AM – 295 MW e UTE Parnaíba IV/MA – 56 MW).

Buscando contribuir para o aperfeiçoamento legal e regulatório do setor, apresentamos as propostas da Eneva para esta Consulta Pública. De forma geral, avaliamos a minuta proposta como **adequada** em diversos trechos e proposições, de forma que o Anexo I detalha sugestões de aprimoramento da redação em determinados excertos.

¹ Boletim Mensal de Produção – ANP. Agosto de 2021.

² IPMO – Informe do Programa Mensal de Operação. PMO de Março 2022. Semana Operativa de 12/03/2022 a 18/03/2022.

³ Utilizando-se como parâmetro o consumo residencial médio no Brasil do Anuário Estatístico 2020 da Empresa de Pesquisa Energética.

⁴ Banco do Nordeste. Energia Solar no Nordeste. Caderno Setorial ENE. Ano 1, nº 1, set/2016. p. 33.

⁵ “Combinação de negócios entre Eneva e Focus”. Acesso realizado em 07 de fevereiro de 2022.

Disponível em <https://eneva.com.br/noticias/combinacao-de-negocio-eneva-focus/>.

ANEXO I

ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
Art. 5º, Parágrafo Único	Parágrafo Único. A garantia física de energia dos empreendimentos que se sagrarem vencedores do LRCE, de 2022, terá vigência limitada ao término dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CERs e será revista periodicamente, conforme metodologia a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia.	Parágrafo Único. § 1º A garantia física de energia dos empreendimentos que se sagrarem vencedores do LRCE, de 2022, terá vigência limitada ao término dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CERs e será revista periodicamente, conforme metodologia a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia. § 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.	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.
Art. 6º, § 1º	§ 1º O prazo para Cadastramento e entrega de documento será até às doze horas de 8 de junho de 2022.	§ 1º O prazo para Cadastramento e entrega de documento será até às doze horas de 8 de junho de 2022 30 de junho de 2022 .	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 exíguo 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

ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
			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.
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 do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP até o dia 17 de junho 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 junho de 2022 30 de junho de 2022.	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.
Art. 6º, § 5º	Não há.	§ 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	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

ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
		<i>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.</i>	(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).
Art. 7º, III	III – termelétricos que utilizem combustíveis diferentes de gás natural;	III – termelétricos que utilizem combustíveis diferentes de gás natural, <i>sendo admitidos empreendimentos a gás natural em ciclo combinado;</i>	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%.
Art. 7º, X	X – empreendimentos termelétricos cuja inflexibilidade de geração mensal entre os meses de janeiro a	X – empreendimentos termelétricos cuja inflexibilidade <i>média</i> de geração mensal <i>entre durante</i> os meses de janeiro a maio	Nos termos da Nota Técnica nº 46/2022/DPE/SPE foi demonstrada a preocupação do Planejamento com a inflexibilidade durante os meses do período

ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
	maio seja superior a 35% (trinta e cinco por cento);	seja superior a 35% (trinta e cinco por cento);	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, simultaneamente, (i) ao limite de 35% na média de todo o período úmido e (ii) ao limite de 70% na média anual.
Art. 7º, XI	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;	Supressão integral.	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

ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
	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) $\leq 80\%$;		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 dentre 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 $\leq 12h$, ante $\leq 8h$ 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, entende-

ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
			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 e 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 de que tais parâmetros não sejam incorporados apenas quando da aprovação do Edital (que ocorre em até 1 mês antes do leilão e próximo à habilitação técnica dos projetos). Caso tais requisitos de flexibilidade operacional sejam incorporados no LRC 2022 ou mesmo no LRCE 2022, sugerimos que as Instruções de Cadastramento da EPE prevejam formas claras de aferição do atendimento aos requisitos por parte da EPE e de demonstração por parte dos empreendedores, uma vez sedimentada essa exigência como critério de habilitação técnica. Essa sugestão visa a horizontalizar, em um documento público e acessível a todos os geradores, a forma de demonstração do atendimento de tais requisitos por todos os proponentes vendedores – isonomia de tratamento e clareza instrutiva.
Art. 10, § 1º, II e III	II - Excepcionalmente para este Leilão, deverá ser atualizada anualmente pela variação do IPCA:	II - Excepcionalmente para este Leilão, deverá ser atualizada anualmente pela variação do IPCA:	A diferenciação entre gás natural nacional e importado na possibilidade de indexação fere a isonomia do leilão, possibilitando maior número de opções de

ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
	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 – RFDemaís; 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;	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 – RFDemaís; 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;	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 a 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.

ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
Art. 10, § 2º, V	V – Os vendedores não farão jus à Receita Fixa antes das datas de início de suprimento estabelecidas no art. 9º, § 2º.	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.	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 previsto, 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.
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	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	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.
Art. 10, § 3º, IV	IV – pelo não atendimento aos requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o art. 7º, inciso XI.	Supressão integral.	Idem à justificativa anterior.
Art. 10, § 4º, I	I – vender a totalidade da garantia física no Leilão, descontadas perdas e consumos internos do empreendimento;	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;	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.

ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
Art. 10, § 4º, III	III – a parcela da geração da Usina que for superior à energia contratada será valorada a Preço de Liquidação das Diferenças – PLD e atribuída ao gerador;	III – <i>quando a Usina for despachada por ordem de mérito</i> , a parcela da geração da Usina que for superior à energia contratada (<i>garantia física</i>) será valorada a Preço de Liquidação das Diferenças – PLD e atribuída ao gerador;	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.
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 durante o período de suprimento;	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 <i>impor ônus à o restante da energia elétrica comercializada no CER</i> durante o período de suprimento, <i>sujeito a penalidades</i> ;	Entende-se que o excerto 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.
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.	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, <i>respeitado o unit commitment do empreendimento</i> .	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.
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, ex-	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, exclu-	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

ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
	cluído o equivalente à indisponibilidade programada do empreendimento, nos seguintes termos: (...)	ído o equivalente à indisponibilidade programada e forçada do empreendimento, nos seguintes termos: (...)	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.
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 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.	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 ratifi-



ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
			car 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, suponhamos 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"):

ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
			a. <i>Interpretação A – 50 MWm, isto é, a inflexibilidade associada seria proporcional à potência de 50 MW contratada (20 MWm de inflexibilidade original descartados durante a ratificação). Problema: não haveria vinculação da UTE ao cumprimento legal da inflexibilidade média anual de 70% da UTE, se tiver a potência de 100 MW, ou mesmo 50 MW de potência ratificada (100% de inflexibilidade). Além disso, não resta claro o tratamento a ser conferido à Garantia Física já calculada de 80 MWm (superior à própria potência contratada);</i> b. <i>Interpretação B – 35 MWm, isto é, aplica-se o percentual de 70% de inflexibilidade anual exigida em Lei na potência a ser contratada/ratificada (50 MW). Problema: não fica claro o tratamento a ser conferido à Garantia Física, já que não será possível sua contratação na totalidade, como previsto no art. 10, § 4º, I da portaria. Uma hipótese é que a Garantia Física remanescente, não contratada, seja um recurso do gerador. Enquanto a RF proporcional à Receita Fixa do último lance válido seria igual a 50% (50 MW/100 MW), a relação de inflexibilidade contratada e Garantia Física seria igual a 43,75% (35 MWm/80 MWm). O empreendimento como um todo (100 MW, a serem implantados) teria também menor inflexibilidade operativa anual (35%), o que pode representar em frustração de expectativa do agente para o pro-</i>

ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
			jeto original (take-or-pay, tecnologia escolhida etc.). De qualquer forma, a não ratificação de lance seria mecanismo possível para tal avaliação individual do empreendedor. Entendemos que a Interpretação B seria a mais adequada na Etapa de Ratificação de Lances, mas é importante que haja esse esclarecimento por parte do MME. Em sendo: (i) reforça-se a hipótese de que o empreendimento marginal que disponha de garantia física não contratada/ratificada possa dispor de outros meios para recomposição de receita, sem colocar em risco o suprimento do CER (como já consta na presente contribuição); (ii) torna-se relevante a revisão da redação do art. 10, § 4º, I da portaria, que prevê os geradores deverão vender toda a garantia física no Leilão (como já consta na presente contribuição); (iii) haja aprimoramento de redação para o art. 9º, § 8º da Sistemática, constando também que será respeitada a estratégia de sazonalização percentual (%) do agente ao longo dos meses, conforme projeto habilitado pela EPE.