

Rio de Janeiro, 15 de março de 2019

Ao Ministério de Minas e Energia – MME

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Departamento de Planejamento Energético
Processo nº. 48360.000050/2019-42

Assunto: Contribuições da Eneva S.A. à Consulta Pública MME nº 67/2019

Referência: [1] Consulta Pública nº 67, de 11/03/2019
[2] Nota Técnica nº 23/2019/DPE/SPE, de 06/03/2019
[3] Portaria MME nº 160, de 08/03/2019

Ilmo. Sr. Ministro,

Cordialmente cumprimentando-o, referenciamos a Consulta Pública em epígrafe [1], lançada no dia 11/03/2019 por este Ministério, com o objetivo de colher subsídios e comentários sobre a minuta da Portaria “*contendo as Diretrizes para a realização dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, denominado “A-4”, de 2019*”.

De início, elogiamos a postura do Ministério em consultar os agentes econômicos e a sociedade civil antes da edição da referida Portaria. O presente diálogo permite o compartilhamento de diferentes visões setoriais, aprimorando o processo.

A Eneva S.A. - Eneva é a maior operadora privada de gás natural do Brasil, responsável por 38% da produção disponível de gás em terra¹, e a maior empresa privada em potência termelétrica, com 2,5 GW, sendo 2,2 GW já operacionais (11% da capacidade instalada a gás do País²).

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 Semiárido do Ceará, no município de Tauá, em 2011³.

A capacidade de geração da Eneva permite abastecer cerca de 10 milhões de residências brasileiras⁴ e a Companhia tem no cerne de seu modelo de negócios o *reservoir-to-wire* (usina em “boca de poço”). Esse modelo de geração permite a sinergia de usinas termelétricas a custos altamente competitivos, a partir da extração de gás natural terrestre em acumulações remotas no interior do País.

Além de a lavra terrestre apresentar custos mais competitivos em relação à lavra marítima⁵, o *reservoir-to-wire* diferencia-se pelo pioneirismo na quebra do paradigma em relação ao uso do gasoduto de transporte para a geração de energia, dispensando-o, conforme já reconhecido pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE⁶.

¹ Dados estatísticos, ANP. 03/10/2018. Consulta à produção de gás natural acumulada em 2017.

² BIG – Banco de Informações de Geração, ANEEL. 03/10/2018.

³ Banco do Nordeste. Energia Solar no Nordeste. Caderno Setorial ENE. Ano 1, nº 1, setembro/2016. p. 33.

⁴ Utilizando-se como parâmetro o consumo residencial médio no Brasil do Anuário Estatístico 2017 da Empresa de Pesquisa Energética, p. 83.

⁵ PEMAT 2022 – Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário. Na tabela 2.4, há estimativa do MME para os preços de oferta do gás natural em projetos típicos no País, em USD/MMBTU. No caso do gás natural em terra, o preço de oferta é de USD 1,13/MMBTU, ante USD 7,7/MMBTU do gás natural do Pré-Sal – 1 módulo de produção. Evidencia-se que o gás em terra apresenta os custos mais competitivos dentre todas as demais opções de extração.

⁶ “*Há que se ter em consideração ainda, relativamente ao gás em terra, a quebra de paradigma em relação à necessidade de infraestrutura de transporte do energético para os centros de consumo, em vista de*

Buscando contribuir com o aperfeiçoamento legal e regulatório do setor, apresentamos, a seguir, as propostas da Eneva para esta Consulta Pública:

1. *Inclusão do gás natural no rol de fontes contempladas no A-4/2019, bem como a modalidade de fechamento de ciclo térmico*
2. *Prorrogação do prazo para cadastramento dos projetos na EPE*
3. *Alteração do prazo constante no art. 4º, § 7º da Portaria MME nº 102/2016, exclusivamente para o A-4/2019*

Propostas

1. **Inclusão do gás natural no rol de fontes contempladas no A-4/2019, bem como a modalidade de fechamento de ciclo térmico**

Síntese da contribuição: a inclusão do gás natural, bem como a modalidade de fechamento de ciclo térmico, garantiria o interesse público pela segurança de suprimento de energia elétrica, pelo aumento da concorrência e pela modicidade tarifária.

Palavras-chave: MODICIDADE TARIFÁRIA. CONCORRÊNCIA. MONETIZAÇÃO CÉLERE E RESPONSÁVEL DE RESERVAS NACIONAIS. MANIFESTAÇÃO DO CNPE. INTEGRAÇÃO GÁS-ENERGIA. EXEQUIBILIDADE NA CONSTRUÇÃO DE USINAS A GÁS ATÉ O INÍCIO DO SUPRIMENTO. CONFIABILIDADE DO SISTEMA.

De acordo com a Nota Técnica nº 23/2019/DPE/SPE, de 06/03/2019, “as Minutas de Portaria (SEI Nº 0262747 e 0262213) propostas pela Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (DPE/SPE-MME) e pela Assessoria Especial de Assuntos Econômicos – ASSEC não possuem cláusulas controversas do ponto de vista do planejamento setorial ou econômico, respectivamente, a cargo do Ministério de Minas e Energia, refletindo tão somente o interesse público pela *segurança de suprimento de energia elétrica, pelo aumento da concorrência nos leilões de energia nova e pela modicidade tarifária*”.

A contribuição da Eneva seguirá, portanto, três eixos argumentativos para a inclusão do gás natural neste certame: (i) *segurança de suprimento de energia elétrica*; (ii) *aumento da concorrência nos leilões de energia nova e da modicidade tarifária*; e (iii) *estímulo à monetização célere de reservas nacionais de gás natural, em linha com os objetivos do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE*.

(a) Segurança de suprimento de energia elétrica

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (PDE), “a opção a gás natural se apresenta até o momento como a referência natural para a expansão de geração termelétrica”. Contudo, muito embora a fonte biomassa tenha sido incluída neste A-4, a minuta de diretrizes não inclui o gás natural.

A segurança de suprimento de energia elétrica conferida pelo gás natural ao Sistema Interligado Nacional – SIN já foi mencionada pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE em seus estudos técnicos⁷, especialmente no tocante ao planejamento da expansão energética da matriz (*i.e.*, em linha com esta Consulta Pública, que prevê as diretrizes de um leilão de expansão A-4):

iniciativas que montaram termelétricas junto às jazidas e utilizaram-se do Sistema Interligado Nacional de Energia Elétrica como opção de monetização do gás natural (caso exitoso da Bacia do Parnaíba, já comentado anteriormente)”. – Relatório do Grupo de Trabalho de Política Energética para as Atividades de E&P de P&G, p. 21.

⁷ EPE. 2018. Plano Decenal de Expansão de Energia 2027. Pág. 54.

⁸ Cita-se, como breve exemplo, o livro “Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear” – EPE. Rio de Janeiro, 2016. Os fragmentos citados foram extraídos, respectivamente, das págs. 36 e 109.

"O gás natural tem sido considerado um combustível cada vez mais relevante na matriz energética mundial e para o desenvolvimento de sistemas energéticos de baixo carbono, **uma vez que oferece estabilidade e segurança de suprimento de energia**, além de uma queima com menos emissões quando comparado ao carvão e aos derivados de petróleo (WGC, 2015). É considerado um combustível de queima limpa – produz principalmente dióxido de carbono (CO₂) e água – e emite substancialmente menos CO₂ do que os outros combustíveis fósseis, particularmente quando usado em turbinas a gás de ciclo combinado de alta eficiência (IEA, 2012a).

*Por essas razões, a geração termelétrica a gás natural é uma alternativa para complementar a geração das fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a solar, além de poder ser acionada para o atendimento das demandas de ponta. No Brasil, as térmicas a gás natural servem ainda de complementação à geração predominantemente hidrelétrica, **possuindo um papel importante no planejamento da expansão energética de longo prazo**".*

Além de reconhecer a confiabilidade que a geração termelétrica a gás natural confere ao SIN, a EPE pontua especificamente o caráter *complementar* que o gás natural desempenha frente à inserção de fontes hidrelétricas e intermitentes não-despacháveis (eólicas e solares) na matriz brasileira, reduzindo o risco de *déficit* do sistema. Esse fato é especialmente notável, uma vez que a atual minuta de diretrizes apenas prevê a inclusão de fontes *renováveis* para o A-4, sobretudo aquelas dependentes do regime de ventos, da irradiação e da hidrologia:

"No Brasil, a geração termelétrica a gás natural desempenha o papel de complementação da geração hidrelétrica e das fontes eólica e solar, além de oferecer flexibilidade operativa ao Sistema Interligado Nacional. Essas usinas funcionam como um seguro nos períodos de escassez hidrológica, ou nos períodos de indisponibilidade de geração a partir dos ventos e do sol, contribuindo para a garantia do suprimento de energia e reduzindo o risco de déficit no sistema.

A inserção crescente na matriz elétrica brasileira de geração renovável intermitente (eólica e solar) requer, segundo a IEA (2012a), no longo prazo, interconexões, gerenciamento da demanda e a contratação de potência complementar de reserva, como hidrelétricas reversíveis ou, no curto e médio prazos, turbinas a gás, que podem ser acionadas de forma rápida em caso de falta de ventos ou de irradiação solar adequada. Assim, a disponibilidade do gás natural pode vir a caracterizar-se como uma condicionante importante no planejamento da expansão da geração de energia".

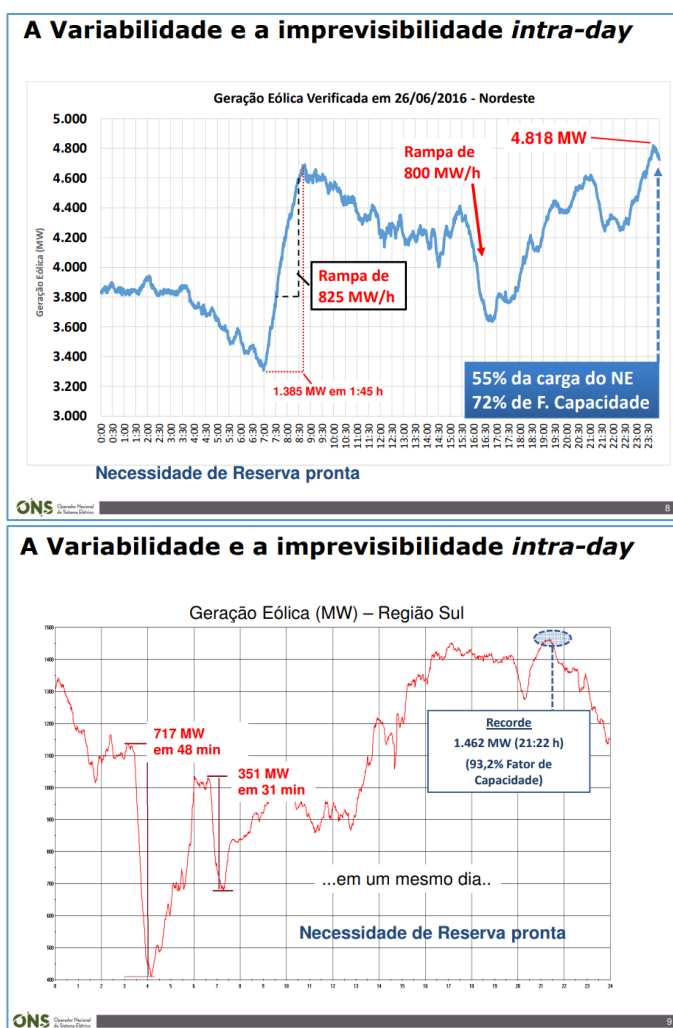
Portanto, a inclusão do gás natural garantiria um papel complementar às hidrelétricas, eólicas e solares contratadas neste A-4, atendendo ao requisito de "segurança de suprimento de energia elétrica" a que se refere a Nota Técnica nº 23/2019/DPE/SPE, sob o melhor interesse dos consumidores. Enquanto fontes exclusivamente renováveis apresentam "geração variável e não controlável" e atributos ambientais importantes, o gás natural apresenta os requisitos de "segurança e confiabilidade energética" na modalidade por disponibilidade⁹.

Destacamos que, embora esteja prevista a realização de um Leilão de Energia Nova A-6/2019 para o dia 26/09/2019, consoante Portaria MME nº 151/2019, que poderia incluir o gás natural dentre as fontes contempladas, o início do suprimento daquele leilão *não será coincidente* com o A-4/2019 (1º de janeiro de 2023). Isto é, a intermitência e sazonalidade *adicional* trazida pela operação comercial de novas fontes renováveis não-despacháveis não encontraria uma capacidade de geração *complementar* a gás natural durante mesmo prazo, haja vista a diferença de 2 anos para o início de suprimento. Como resultado, seria acrescida a complexidade operativa do SIN sem contrapartida de reserva pronta.

⁹ Trata-se de entendimento já exarado pelo MME na Nota Técnica nº 85/2018/DPE/SPE, de 03/10/2018, que versa sobre a criação do Produto Potência e do Produto Energia do Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas.

De acordo com o ONS¹⁰, a “*significativa adição de geração eólica aumentou a imprevisibilidade da oferta de energia, que vem sendo compensada por geração térmica e variação do intercâmbio de energia*”. A intermitência e a imprevisibilidade *intra-day* tem sido cada vez mais asseverada no SIN com a inserção de renováveis na matriz, o que agrega complexidade operativa ao ONS, sobretudo nos submercados Sul e Nordeste (Gráfico 1). Dessa forma, a inserção do gás natural como fonte candidata a este A-4 possibilitaria mitigar a variabilidade renovável, garantindo a segurança energética. **Não se trata de substituir fontes com atributos distintos, mas a buscar a operação conjunta e complementar delas a partir do leilão.**

Gráfico 1 – Variabilidade e imprevisibilidade *intra-day* no NE e S: case eólicas



Fonte: ONS (2018)

Ainda de acordo com o Operador¹¹, “*para que a frequência se situe em 60 Hz, a geração, a qualquer instante, deve ser igual ao consumo*”. Em outros termos, se a geração for superior ao consumo, a frequência do SIN tende a *subir*, com perda de cargas e de linhas. Se a gera-

¹⁰ ONS – Reunião com os Agentes. “A implantação do DESSEM na Programação Diária da Operação e para a Formação do Preço Horário – PLDh”. 17 de abril de 2018.

¹¹ ONS – Reunião com os Agentes. “A implantação do DESSEM na Programação Diária da Operação e para a Formação do Preço Horário – PLDh”. 17 de abril de 2018.



ção for *inferior* ao consumo, a frequência do SIN tende a *cair* – como nos casos de intermitência renovável. Pese-se a isso o novo desafio de manutenção da Reserva de Potência Operativa (RPO), imprescindível para o balanço carga-geração de um sistema, com a amplificação recente de intermitência eólica no Nordeste e Sul. De acordo com a ANEEL¹²:

"O ONS aponta que a situação do parque de geração eólica no país, concentrado majoritariamente nas regiões Nordeste e Sul, bem como a perspectiva de seu crescimento na matriz eletroenergética do Sistema Interligado Nacional – SIN, representa um grande desafio para o Operador.

Face às características intrínsecas de variabilidade e intermitência, a dificuldade de previsão de sua geração e a baixa inércia incorporada ao SIN, o ONS informa que vem empreendendo uma série de ações, dentre as quais o estabelecimento de metodologia para o dimensionamento e alocação da Reserva de Potência Operativa – RPO, face à sua essencialidade para a garantia da segurança sistêmica. A proposta metodológica foi apresentada aos agentes em Workshop realizado no dia 11 de julho de 2017, no escritório central do ONS no Rio de Janeiro.

A Reserva de Potência Operativa (RPO) visa manter capacidade para atender desequilíbrios no balanço carga-geração que se verificam na operação de um sistema elétrico, quer em função da perda de unidades geradoras, quer em função dos desvios de previsão da carga. Com o crescimento da participação eólica, a metodologia de RPO constante dos procedimentos de rede precisa ser revista para fazer frente à variabilidade dessa geração".

Em 2018, por meio da edição da Resolução Normativa nº 822/2018, a ANEEL regulamentou o serviço ancilar para o *despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa*, compreendido como o *"despacho de unidades geradoras de usinas termelétricas despachadas centralizadamente, com vistas a preservar a reserva de potência operativa nas unidades geradoras hidráulicas participantes do CAG em qualquer subsistema"*. Dessa forma, as UTEs têm servido para a manutenção de RPO do SIN face à intermitência agregada aliada à necessidade de recomposição dos reservatórios das hidrelétricas.

Dentre esses pontos, vale destacar que a posição da Eneva, na presente contribuição, não vai de encontro à inclusão de renováveis no certame, que agregam importantes atributos energéticos para a manutenção de uma matriz limpa no SIN, incluindo a diversificação de renováveis (eólicas e solares). Contudo, a inclusão do gás natural, conforme manifestações supramencionadas da EPE e do ONS, garantiria segurança de suprimento frente à intermitência, haja vista seu caráter complementar a fontes não-despacháveis do sistema.

RESOLUÇÃO 1: a inclusão do gás natural, bem como a modalidade de fechamento de ciclo térmico, no Leilão de Energia Nova A-4/2019 revestiria o *interesse público pela segurança de suprimento de energia elétrica* a que se refere a Nota Técnica nº 23/2019/DPE/SPE. A contratação casada de renováveis e do gás natural, necessária, garantiria que tal complementaridade fosse aproveitada em benefício do SIN.

(b) Aumento da concorrência nos leilões de energia nova e da modicidade tarifária

A Nota Técnica nº 23/2019/DPE/SPE cita também o *"aumento da concorrência nos leilões de energia nova"* como um dos vetores de interesse público no planejamento setorial do MME neste A-4.

Na 1ª Fase de um Leilão do tipo "A-4", antes da determinação dos parâmetros de demanda de cada fonte pela autoridade leiloeira, *há disputa pela capacidade de escoamento na rede de transmissão, com classificação dos projetos exclusivamente pelo valor de lance*. Isto é, caso o gás natural fosse contemplado neste certame, sua participação nas etapas posteriores ficaria condicionada à apresentação de um lance competitivo já na 1ª Fase, quando da disputa pela margem de escoamento. De acordo com o art. 7º da minuta proposta em Consulta Pública,

¹² Nota Técnica nº 018/2018-SRG/ANEEL, de 22/02/2018.

para fins de classificação de lance, será considerada a Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração, nos termos das Diretrizes Gerais estabelecidas na Portaria MME nº 444/2016. Trata-se de uma etapa anterior ao cálculo da demanda por PRODUTO.

Ainda que a sistemática referente a este leilão A-4/2019 não tenha sido publicada pelo MME, propomos, a seguir, um exercício hipotético sobre o aumento da competição trazido com a introdução do gás natural no certame, conforme regras dos leilões A-4 do passado¹³.

A Figura 1 apresenta um cenário ilustrativo para a 1ª Fase que excluiria o gás natural na disputa de classificação de margem em determinada subestação (*Subestação X*). Neste caso, as propostas seriam empilhadas em ordem *crecente* de lance (dos menores para os maiores valores). No caso proposto, o empreendimento BIO 3, referente a uma UTE a biomassa de 50 MW de potência, com lance de R\$ 202/MWh, excederia o limite de escoamento da subestação (190 MW) em 25 MW, sendo, portanto, considerado como "lote excluído". Este CENÁRIO 1 equivaleria ao cenário vigente. Destacamos que os valores abaixo refletem resultados próximos aos observados nas ofertas vencedoras dos leilões A-4/2018 e A-6/2018.

Figura 1 – 1ª Fase do Leilão A-4/2019: sem incluir o gás natural (CENÁRIO 1)

Limite de Escoamento = 190 MW

Classificação Subestação X			
	POT. (MW)	POT. Acumulada (MW)	LANCES (R\$/MWh)
BIO 3	50	215	202
BIO 2	60	165	200
BIO 1	30	105	198
PCH	25	75	197
EOL	50	50	90

Fonte: elaboração própria

Assim sendo, no CENÁRIO 1, estariam *aptos* a continuar no certame A-4 os empreendimentos EOL, PCH, BIO 1 e BIO 2. O maior lance da 1ª Fase, até o momento, seria o referente ao empreendimento BIO 2, UTE a biomassa de 60 MW, de **R\$ 200/MWh**.

Em uma segunda simulação (CENÁRIO 2), é proposta a inclusão do gás natural na mesma Subestação X, sendo mantido o limite de escoamento de 190 MW. Observa-se que, neste caso, o empreendimento GÁS deslocaria PCH, BIO 1, BIO 2 e BIO 3. O empreendimento marginal que excederia o limite de escoamento seria a BIO 1, classificada como "lote excluído" por ultrapassar o limite de escoamento em 15 MW. Em benefício da concorrência e dos consumidores, a inclusão do gás natural permitiria a competição de lances.

¹³ Sobre este aspecto, importa mencionar que a Nota Técnica nº 23/2019/DPE/SPE, de 06/03/2019, destaca que houve poucas alterações propostas nesta minuta de portaria de diretrizes do A-4/2019 ante a portaria utilizada para a realização do A-4/2018 (baseada na Portaria nº 465/CM, de 30/11/2017).

Figura 2 – 1ª Fase do Leilão A-4/2019: incluindo o gás natural (CENÁRIO 2)

Limite de Escoamento = 190 MW

Classificação Subestação 1			
	POT. (MW)	POT. Acumulada (MW)	LANCES (R\$/MWh)
BIO 1	30	205	198
PCH	25	175	197
GÁS	100	150	180
EOL	50	50	90

Fonte: elaboração própria

Assim sendo, no CENÁRIO 2, estariam *aptos* a continuar no certame A-4 os empreendimentos EOL, GÁS e PCH. O maior lance da 1ª Fase, até o momento, seria então o referente ao empreendimento PCH, de R\$ 197/MWh. Como resultado, observou-se uma redução do maior lance apto a participar (PCH, ante BIO 2), a partir da introdução do gás natural, resultado direto da metodologia de empilhamento por ordem crescente de lances.

A partir de simulações, conclui-se que a introdução do gás natural poderia trazer concorrência ao certame, uma vez que um Leilão A-4 considera, inicialmente, a disputa pela capacidade remanescente do SIN para escoamento da geração antes da determinação da demanda por produto, a partir da classificação em ordem crescente de lances.

Ou seja, caso um empreendimento a gás natural logre êxito na 1ª Fase, esse resultado sido reflexo direto de um *lance competitivo* na disputa de margem de escoamento com outros empreendimentos, qualquer que seja a fonte energética. Por outro lado, caso um projeto a gás natural não apresente lance competitivo, não participaria das etapas subsequentes, sem influir no cálculo de demanda e classificação dos lances da Etapa Contínua.

Destaca-se que o valor de lance na Figura 2 para o empreendimento GÁS é factível, semelhante ao Índice de Custo Benefício – ICB obtido com a UTE Parnaíba 5A e 5B (fechamento de ciclo térmico a partir de empreendimento existente a gás natural), da própria Eneva, que se sagrou vencedora no Leilão de Energia Nova A-6/2018 com um ICB de R\$ 179,98/MWh. Naquele mesmo certame, as hidrelétricas encerraram com um preço médio ponderado de R\$ 181,48/MWh. No Leilão de Energia Nova A-4/2018, por sua vez, as hidrelétricas encerraram com um preço médio ponderado de R\$ 198,12/MWh; as UTEs a biomassa, de R\$ 198,94/MWh. Dessa forma, há espaço para considerar a inclusão do gás natural neste A-4/2019, incluída a modalidade de fechamento de ciclo térmico de empreendimento existente.

Importa destacar que a modalidade de fechamento de ciclo térmico apresenta **ganho de eficiência ao sistema**, ao aproveitar os gases de exaustão de plantas já existentes a ciclo simples para aumentar a geração de energia elétrica do SIN. Ademais, há otimização dos recursos energéticos (hidrocarboneto), cujo ganho de eficiência espera ser refletido em preço para os consumidores regulados, em atendimento ao art. 1º, § 4º da Lei nº 10.848/2004. Dessa forma, não haveria incentivo econômico para a desconsideração do gás natural no A-4/2019.

A Portaria MME nº 160/2019 estabelece nos §§ 1º e 2º de seu art. 4º que os empreendimentos que tenham sido habilitados tecnicamente nos leilões A-6/2018 e A-4/2018, respectivamente, poderão ser dispensados da reapresentação de documentos no cadastramento do A-4/2019. Este poderia ser também o caso de empreendimentos a gás natural já habilitados no A-6/2018,

inclusive projetos de lavra terrestre localizados na região amazônica, de menor porte (até 100 MW), que estreariam a produção comercial de uma nova bacia sedimentar brasileira (caso da UTE Azulão, na Bacia do Amazonas). Por se tratar de reservas nacionais, há externalidades positivas na integração gás-energia, como o recolhimento de *royalties* para entes federativos.

Resta ainda arguir que há exequibilidade técnica de implantação de uma usina termelétrica a gás natural (inclusive um fechamento de ciclo térmico de planta geradora já existente) no prazo proposto (01/01/2023).

Para fins ilustrativos, além da própria inclusão do gás natural em leilões do tipo “A-3” do passado, a Portaria MME nº 512/2018 (alterada pela Portaria MME nº 134/2019) estabelece as diretrizes do Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas, de 2019. Naquele leilão, previsto para 31/05/2019, o subproduto “Gás e Renováveis”, do Produto Potência, prevê início de suprimento em 28/06/2021. Trata-se, portanto, de prazo mais exíguo para a construção de empreendimento novo que no caso ora analisado – ambos igualmente factíveis.

Finalmente, em que pese uma possível demanda refreada para este certame, resultado das declarações de necessidade dos agentes de distribuição (COMPRADORAS), a inclusão do gás natural não significaria, necessariamente, risco iminente de sobrecontratação. De início, a inabilitação de projetos com potência injetada superior a seus respectivos barramentos candidatos (art. 5º, VI) já limitaria, em parte dos casos, empreendimentos de elevada potência. Não obstante, o MME já também tem adotado mecanismos de mitigação para empreendimentos marginais em certos casos – o que não impediu a inclusão do gás natural em certames anteriores.

RESOLUÇÃO 2: a inclusão do gás natural, bem como a modalidade de fechamento de ciclo térmico, no Leilão de Energia Nova A-4/2019 garantiria o interesse público pelo aumento da concorrência nos leilões de energia nova e pela modicidade tarifária a que se refere a Nota Técnica nº 23/2019/DPE/SPE. A disputa na 1ª Fase pela capacidade remanescente de escoamento da geração por ordem crescente de lances já garantiria o teste concorrencial ao gás natural, antes do cálculo da demanda. Leilões recentes já demonstraram a competitividade do gás natural ante demais fontes energéticas, incluído fechamento de ciclo, nos preços ofertados. Há exequibilidade técnica e temporal na construção de termelétricas a gás e de fechamento de ciclo até janeiro de 2023.

(c) Estímulo à monetização célere de reservas nacionais de gás natural, em linha com os objetivos do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

De acordo com o CNPE¹⁴, espera-se que o modelo pioneiro de monetização de gás natural da Bacia do Parnaíba (*reservoir-to-wire*) seja replicado a outras bacias sedimentares brasileiras, incluindo aquelas de nova fronteira exploratória:

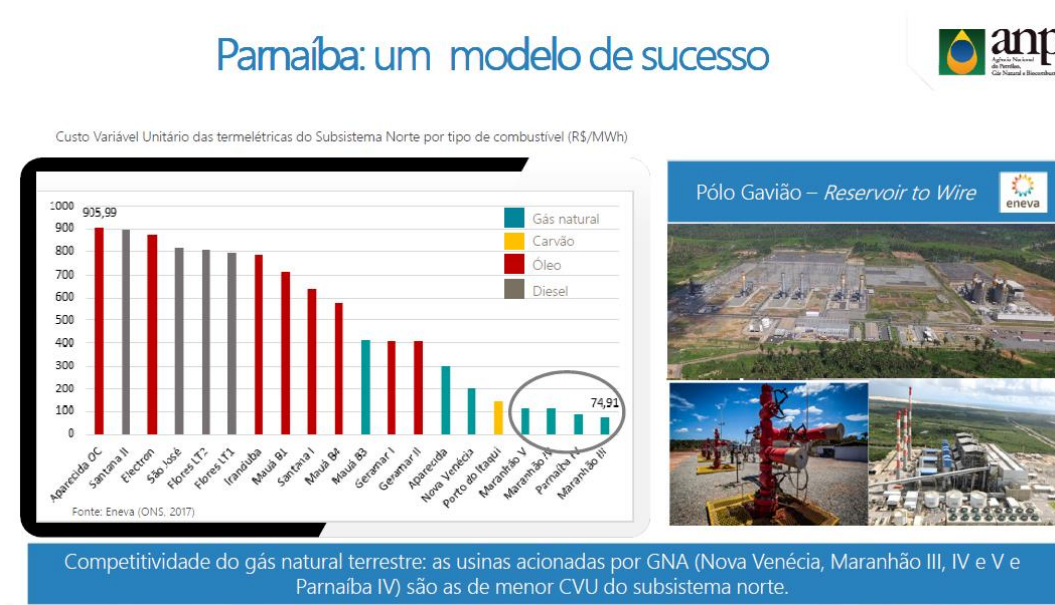
“Espera-se que o sucesso do modelo de monetização do gás natural na Bacia do Parnaíba possa ser levado a outras bacias e que o sucesso exploratório em áreas remotas ou de fronteira exploratória também possa ser monetizado de forma célere e responsável. Nesse sentido, a nova política de E&P deve buscar formas de viabilizar essas expectativas”.

Sobre o trecho acima do CNPE, importante destacar a expressão “**célere**” para a monetização de reservas nacionais a partir da integração com o setor elétrico. A inclusão do gás natural neste A-4/2019 poderia permitir uma monetização mais *célere* de recursos energéticos da União, em interesse dos entes federativos, que veriam antecipada, em 2 anos, uma possível arrecadação de participações governamentais decorrentes da lavra, caso algum projeto seja vencedor – comparação do início de suprimento do A-4/2016 e A-6/2019.

¹⁴ CNPE. 2017. Relatório do Grupo de Trabalho de Política Energética para as Atividades de E&P de P&G, p. 16.

O modelo *reservoir-to-wire* caracteriza-se pela construção de usinas termelétricas a gás natural próximas aos de poços produtores de hidrocarbonetos, dispensando o uso do gasoduto de transporte para a geração de energia (“usina em boca de poço”). Trata-se do aproveitamento de um mesmo sítio, de área reduzida, tanto para a produção do combustível quanto para seu respectivo consumo. Como consequência, a lavra terrestre de gás natural, que já apresenta valores mais competitivos que a lavra marítima¹⁵, traduz-se para um valor competitivo na geração de energia elétrica, refletido no Custo Variável Unitário (CVU) das usinas, conforme Figura 3.

Figura 3 – Competitividade de custos de geração – Parque dos Gaviões, Bacia do Parnaíba



Fonte: ANP, “Oportunidades no mercado de gás natural no Brasil”. Décio Oddone. 08/11/2017

O modelo pioneiro da Eneva foi instalado no Complexo do Parnaíba, no Estado do Maranhão. Com a construção desse parque termelétrico, foi permitido o início da produção comercial da Bacia do Parnaíba, área geológica de 665.888 km²¹⁶, que até 2012 não produzia qualquer hidrocarboneto. Conforme dados de 2018¹⁷, o Maranhão configurava como o 2º maior produtor de gás terrestre do País, somente após o Amazonas, com aproveitamento de 99,4% da produção (desconto de queimas, perdas e consumo E&P). O gás natural do Parnaíba permitiu a instalação de 1,8 GW no Maranhão, sendo que 1,4 GW já se encontram plenamente operacionais. **A potência remanescente (0,4 GW) refere-se à UTE Parnaíba 5A e 5B, fechamento de ciclo térmico vencedor do A-6/2018.**

A monetização de reservas nacionais a partir de usinas em boca de poço a que o CNPE se refere foi devidamente replicada por outros agentes também na Bacia do Recôncavo, na Bahia, com a UTE Prosperidade I (28 MW) – que já iniciou sua operação comercial. **De acordo com o ONS, essa UTE é a segunda na ordem de mérito do submercado Nordeste, com CVU de R\$ 155,43/MWh**¹⁸. Isto é, o *reservoir-to-wire* não se trata mais de um caso isolado da Eneva no Maranhão.

¹⁵ Ver nota de rodapé 5 deste documento.

¹⁶ Trata-se de área sedimentar superior à atual área do Estado de Minas Gerais, com 586.522 km².

¹⁷ ANP. 2019. Dados Estatísticos. Produção Nacional de Gás Natural (10³ m³).

¹⁸ ONS. Informe do Programa Mensal de Operação. Março de 2019. Semana Operativa de 09/03/2019 a 15/03/2019.

Mais importante, a UTE Prosperidade II sagrou-se vencedora no Leilão A-3/2015. Neste caso, a monetização de campos nacionais localizados na bacia terrestre do Recôncavo foi possível apenas com anuência do Poder Concedente em incluir o gás natural em um leilão do tipo "A-3". É o que se propõe nesta contribuição para o A-4. A consideração única do gás natural para o leilão A-6/2019 poderá significar a prorrogação de monetização de reservas nacionais.

Ainda sobre a replicação do modelo *reservoir-to-wire*, a Portaria SPE nº 183/2018, de 13/08/2018, definiu os montantes de garantia física das UTEs com vistas à participação no leilão A-6/2018 e incluiu, dentre os empreendimentos listados, a UTE Prosperidade II – Bacia do Recôncavo (37 MW) e a UTE Azulão – Bacia do Amazonas (94 MW). Haveria, portanto, espaço para que “o sucesso do modelo de monetização do gás natural na Bacia do Parnaíba possa ser levado a outras bacias e que o sucesso exploratório em áreas remotas ou de fronteira exploratória também possa ser monetizado de forma **célere** e responsável”.

RESOLUÇÃO 3: inclusão do gás natural no A-4 apenas permitiria a competição dessa fonte com as demais fontes energéticas contempladas no certame. Como exposto nos itens (a) e (b), além do atendimento à segurança do suprimento eletroenergético, é possível argumentar sobre o possível aumento da concorrência em leilões de energia nova e da modicidade tarifária aos consumidores regulados. Não obstante, a não discriminação do gás natural, incluída sua modalidade de fechamento de ciclo térmico, ainda traria externalidades positivas à Exploração e Produção (E&P) de reservas nacionais, em linha com os anseios já manifestos do CNPE.

Conclusão: considerando os argumentos (a), (b) e (c), a Eneva solicita a este Ministério que seja incluído o gás natural dentre as fontes contempladas no Leilão de Energia Nova A-4/2019, bem como sua modalidade de fechamento de ciclo térmico.

2. Prorrogação do prazo para cadastramento dos projetos na EPE

Síntese da contribuição: a prorrogação do prazo para cadastramento dos projetos na EPE permitiria, possivelmente, maior número de projetos cadastrados para habilitação técnica, o que deveria se refletir em maior competitividade no leilão.

Palavras-chave: GANHO DE COMPETITIVIDADE. AMPLIAÇÃO DE PRAZO.

De acordo com o art. 3º da Portaria MME nº 160/2019, “a partir da data de publicação desta Portaria até as doze horas do dia **5 de abril de 2019**, fica aberto o período de Cadastramento e a Habilitação Técnica dos respectivos projetos à Empresa de Pesquisa Energética – EPE”. A mesma portaria, em seu art. 1º, divulgou para Consulta Pública a minuta de Portaria contendo as diretrizes para o Leilão de Energia Nova A-4/2019. As contribuições serão recebidas até **21/03/2019** (art. 2º de mesma portaria).

Isto é, do término desta Consulta Pública até o término do prazo de cadastramento serão apenas 15 dias corridos. Entende-se a urgência de manutenção da data do leilão proposta pela Portaria MME nº 151/2019 em 27/06/2019, conforme explicitado pela Nota Técnica nº 23/2019/DPE/SPE: “destaca-se que a publicação da Portaria de Diretrizes em comento deve ocorrer no menor prazo possível de modo a não impactar negativamente o período de cadastramento dos empreendimentos a carga da Empresa de Pesquisa Energética, tão pouco no cronograma estipulado de promoção dos Leilões de geração para contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do SIN, objeto do Processo MME 48300.000603/2019-71”.

Entretanto, conforme Tabela 1, considerando um cenário conservador para a publicação da portaria de diretrizes do MME, no qual haveria apenas 1 dia útil para a análise das contribuições recebidas nesta Consulta Pública (22/03/2019), com a publicação da portaria de diretrizes no Diário Oficial da União (DOU) do dia útil imediatamente subsequente à análise (25/03/2019), esperar-se-ia uma redução de 69% no tempo entre a publicação da portaria de diretrizes e o prazo máximo de cadastramento, comparativamente ao A-4/2018.

Tabela 1 – Comparação dos prazos vigentes para o A-4/2018 e A-4/2019

Evento	A-4/2018	Dias corridos entre eventos	A-4/2019	Dias corridos entre eventos	Redução de tempo (%)
Publicação da Portaria de Diretrizes	01/12/2017	-	25/03/2019 *	-	-
Prazo máximo para Cadastramento	05/01/2018	35	05/04/2019	15	-69%
Data do Leilão	04/04/2018	89	27/06/2019	83	-7%

* *simulação de cenário*

Entendemos que, como fator mitigador e ação elogiosa, na visão da Eneva, o MME já publicou a Portaria MME nº 160/2019, com a abertura do prazo de cadastramento e habilitação técnica dos projetos na EPE em 11/03/2019. Não obstante, ainda assim, haveria cerca de 30% de redução do tempo relativo entre os dois eventos (publicação da Portaria do MME e prazo de cadastramento), na comparação do A-4/2018 com A-4/2019, ou 10 dias.

A Companhia reconhece o esforço do MME em não prejudicar os cronogramas previstos para os leilões regulados, ao mesmo passo em que o Ministério busca o diálogo com a sociedade civil, agentes econômicos e entidades setoriais antes da edição de importante portaria, que inclusive altera a modalidade de CCEAR de uma das fontes contempladas (solar fotovoltaica), em relação aos leilões já realizados.

Ocorre que uma dilação do prazo máximo de cadastramento na EPE teria um efeito positivo para os consumidores: possivelmente um maior número de projetos cadastrados e habilitáveis, ação que poderia ser revertida em competitividade nos preços dos lances e traduzida em ganho de modicidade tarifária.

Em resumo, uma maior gama de projetos tende a tornar este certame A-4 mais competitivo. Dessa forma, a Eneva sugere a este Ministério que haja a prorrogação do prazo máximo para cadastramento dos projetos na EPE, em linha com o princípio da modicidade tarifária.

3. Alteração do prazo constante no art. 4º, § 7º da Portaria MME nº 102/2016, exclusivamente para o A-4/2019

Síntese da contribuição: a alteração do prazo do art. 4º, § 7º da Portaria MME nº 102/2016 garantiria dar-lhe eficácia, considerando o lapso temporal vigente de 1 dia útil.

Palavras-chave: DIMINUIÇÃO DE PRAZO. EFICÁCIA.

O art. 4º, § 7º da Portaria MME nº 102/2016 estabelece que a EPE poderá receber para análise, após o prazo estabelecido para solicitação de cadastramento (*i.e.*, 05/04/2019), desde que protocolados em até oitenta dias antes da data de realização do leilão (*i.e.*, 08/04/2019), os seguintes documentos: Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica – DRDH e a licença ambiental (sendo necessária a apresentação do protocolo do pedido de licenciamento junto ao órgão ambiental no momento da solicitação de cadastramento – *i.e.*, 05/04/2019).

Em linha com a contribuição anterior da Eneva, dentre um dos reflexos do prazo exíguo entre cadastramento e realização do leilão, está o lapso temporal de apenas 1 dia útil para o art. 4º, § 7º da Portaria MME nº 102/2016, haja vista que o dia 05/04/2019 é uma sexta-feira.

Dessa forma, a Eneva solicita que seja diminuído o prazo de 75 dias previsto no art. 4º, § 7º da Portaria MME nº 102/2016, a critério do MME, como forma de garantir um período mínimo entre o prazo máximo de cadastramento e a submissão dos documentos a que se refere o art. 3º, incisos VII e VIII de mesma portaria, com a eficácia da norma, exclusivamente para este Leilão de Energia Nova A-4/2019.