

CONTRIBUIÇÃO À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 104 DE 18/01/2021 QUE TRATA DA MINUTA DE PORTARIA DE DIRETRIZES E SISTEMÁTICA PARA OS LEILÕES DE ENERGIA NOVA A-5 E A-6, DE 2021

A **EDF NORTE FLUMINENSE S.A.** (“EDF Norte Fluminense”), inscrita no CNPJ sob o nº 03.258.983/0001-59 com sede na Av. República do Chile, nº 330, 6º andar, Município do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, apresenta a esse Ministério de Minas Energia (“MME” ou “Ministério”) sua contribuição à Consulta Pública nº 104/2021.

Em breve síntese, a proposta encaminhada pela EDF Norte Fluminense tem como objetivo contribuir para o aprimoramento da sistemática de Leilões de Energia Existente, visando atender os objetivos e princípios da Modernização do Setor Elétrico, do Novo Mercado de Gás e da Integração entre os Setores de Gás Natural e de Energia.

1. Integração do Setor de Gás e de Energia

Primeiramente aproveitamos a oportunidade para condecorar este Ministério pela exclusão do limite de inflexibilidade operativa, proposto pelas Portarias MME nº 435/2020 e nº 436/2020 e incorporado na presente minuta de Portaria de Diretrizes e Sistemática. Trata-se de um necessário avanço para as termelétricas que buscam pactuar Contratos de Compra e Venda de Gás Natural (“GSA”) com supridores de gás natural cujas reservas estão localizadas no pré e pós-sal.

Cumprir destacar, contudo, que além do incremento do limite de inflexibilidade, outros fatores devem ser avaliados por este Ministério a fim de reduzir as barreiras à entrada de um portfólio mais amplo de soluções de suprimento de gás natural, bem como para contribuir com o desenvolvimento da indústria de gás nacional.

Nesse contexto é necessário apontar que nos últimos Leilões de Energia Nova realizados por este Ministério os projetos termelétricos vencedores (sejam na modalidade gás nacional ou Gás Natural Liquefeito – “GNL”) apresentaram, unanimemente, soluções de suprimento que consideram uma cadeia logística isolada de fornecimento de gás natural. Ou seja, consideram um abastecimento diretamente do poço de gás à usina termelétrica e/ou diretamente do terminal de regaseificação à usina.

Ou seja, houve uma expansão significativa de terminais de regaseificação pela costa brasileira e/ou de gasodutos de ‘uso exclusivo’ sem que houvesse, por sua vez, a conexão destas infraestruturas ao sistema de transporte e/ou de distribuição já estabelecidos. Desse modo, os novos consumidores de gás natural (sejam

eles residenciais, industriais ou termelétricos) não podem se aproveitar dessa nova oferta de gás natural, dado que ele é consumido exclusivamente pelas termelétricas vencedoras do certame, de maneira isolada, sem a possibilidade de acesso por terceiros.

Isto ocorre, dentre outros fatores, pelo elevado custo das Tarifas de Uso do Sistema de Transporte e/ou Distribuição (TUST / TUSD) de gás natural. Assim, ao se utilizar de tais infraestruturas integradas, a oferta apresentada pelos agentes nos Leilões de Energia fica menos competitiva, sendo necessário desenhar soluções de logísticas alternativas (com a construção de gasodutos dedicados e/ou terminais de regás exclusivos/isolados) a fim de viabilizar a comercialização do empreendimento nos certames.

Ciente do objetivo deste Ministério de ampliação da oferta de gás natural e da internalização das infraestruturas de escoamento – viabilizando a entrada de novos agentes, bem como uma maior liquidez no mercado – e das dificuldades enfrentadas pelos empreendedores termelétricos para acessar as infraestruturas de transporte e de distribuição de gás natural a preços competitivos, entendemos que **deve ser avaliado a concessão de um sinal econômico, de maneira a ser considerado como um diferencial positivo, no momento da oferta do certame, do investimento pelo empreendedor termelétrico na conexão da solução de suprimento de gás natural a malha pré-existente.**

O setor elétrico tem um papel fundamental no estabelecimento das condições necessárias para a expansão do mercado de gás natural. Entretanto, se desconsiderarmos eventuais rebatimentos da escolha de soluções de suprimento isoladas ao setor de infraestrutura de gás nacional, continuaremos com um mercado sem liquidez e sem possibilidade de acesso de novos entrantes. Assim, ainda que a concessão de incentivos/sinais econômicos seja realizado apenas para o curto prazo, entendemos que será fundamental para o desenvolvimento das estruturas iniciais necessárias para a integralização da infraestrutura de gás.

Alternativamente este Ministério, em conjunto com a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) e ANP, deve considerar um **desenho de Leilão específico, cuja estrutura esteja vinculada a oferta de energia em conjunto com a oferta de gás natural e a respectiva construção de seus ramais de transporte e/ou distribuição internalizados, estimulando assim a visão integrada de ambos os setores, alinhada com os princípios da Modernização do Setor Elétrico e do Novo Mercado de Gás.**

Independente de qual solução for adotada, não será possível para o setor de gás natural, no horizonte decenal estudado no Plano Decenal de Expansão de Energia (“PDE”) 2030, ofertar a liquidez e flexibilidade de combustível esperada por este Ministério e pela Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”), caso não se

apresente uma solução que viabilize a contratação de termelétricas cuja solução de suprimento esteja integrada na malha de transporte e/ou distribuição.

Ainda dentro do contexto de integração do setor de gás e de energia, é importante mencionar que a comprovação disponibilidade de combustível para a operação contínua prevista no art. 4º, § 11, da Portaria nº 102, de 2016, sofreu significativo aperfeiçoamento nos últimos anos, passando a considerar um horizonte de comprovação mais compatível com a atividade de exploração e produção (“E&P”) de gás natural.

Ocorre que outros aspectos vinculados a cadeia de suprimento de gás natural, além do E&P, devem ser analisados por este Ministério para o estabelecimento do prazo de comprovação de Combustível.

A cadeia de suprimento de combustível envolve a celebração de diversos contratos, desde de a reserva de capacidade do terminal de regaseificação, passando pela reserva de capacidade no gasoduto de transporte até, por fim, chegar no gasoduto de distribuição. Essa estrutura pode sofrer limitações a depender do desenho final estabelecido pelo Novo Modelo do Mercado de Gás (PL 4.476/2020) e do Modelo Conceitual do Mercado de Gás (em processo de regulamentação pela ANP).

Diante da possível alteração da matriz contratual, com o eventual estabelecimento de prazos contratuais inferiores àqueles atualmente praticados (por exemplo: reserva de capacidade de transporte por 5 (cinco) anos), entendemos que **incumbe a este Ministério considerar tais especificidades regulatórias no horizonte de comprovação de combustível, de maneira que as novas leis e as novas regulamentações infralegais sejam consideradas nas exigências deste Ministério.**

Por fim, outro aspecto relevante que deve ser considerado por este ministério, está relacionado à declaração de comercialidade das reservas de gás natural localizadas no pré-sal e no pós-sal. Conforme é de conhecimento, tais reservas encontram-se em fases iniciais de desenvolvimento, sem as respectivas declaração de comercialização.

No contexto de discussão doo Modelo do Mercado de Gás as perspectivas de início de operação comercial podem ser alteradas, sendo necessário que este Ministério considere a alocação de riscos de maneira diferenciada, ao menos nessa fase inicial, para a usina termelétrica cuja solução de suprimento de combustível considere a comercialização de gás natural advindo das reservas do pós-sal e pré-sal.

Assim, a fim de concatenar as duas cadeias que são de fato dependentes entre si, **sugerimos que eventuais postergações das declarações de comercialização por supridores de combustível do pré e pós-sal permitam o**

deslocamento do início de suprimento dos CCEARs, evitando a penalização dos agentes geradores por fatores ingerenciáveis.

2. Cronograma de manutenção programada

Conforme endereçado pela Associação Brasileira de Geradores Termelétricos (“ABRAGET”) em sua contribuição para a Consulta Pública nº 104/2021, o artigo 12 do anexo Portaria MME nº 480/2021 estabelece que o Vendedor deverá apresentar ao Operador Nacional do Sistema (“ONS” ou “Operador”) o cronograma anual de indisponibilidade programada, dispondo ainda que tal cronograma só poderá sofrer alterações, nos casos em que o Operador solicitar ao gerador, em razão de necessidade de atendimento ao Sistema Interligado Nacional (“SIN”).

Conforme expõe a ABRAGET, entendimento este corroborado pela EDF Norte Fluminense, a taxa de indisponibilidade programada declarada pelos empreendimentos participantes do certame corresponde a um valor estimado, considerando as manutenções previstas para os período de suprimento total do certame (20 anos no caso do Leilão de Energia Nova ora em discussão).

Em determinados anos essa taxa pode ser muito próxima a zero – pois manutenções podem não ser necessárias e/ou são rápidas, com baixo impacto na indisponibilidade - e em outros, pode alcançar de duas a três vezes o valor declarado como taxa de indisponibilidade programada, uma vez que as grandes manutenções das turbinas e gerados são realizadas em intervalos definidos a cada “x” horas de operação (conforme ‘horímetro’ das máquinas), dependendo da tecnologia do equipamento e do fabricante, e requerem muitos dias de indisponibilidade.

Ocorre que, para fins de declaração das manutenções programadas, o Operador converte essa taxa de indisponibilidade programada em ‘horas no ano’. Ou seja, adapta uma taxa que foi declarada com uma perspectiva de longo prazo, para uma perspectiva de curto prazo, com aplicação anual.

A estrutura regulatória estabelecida para a declaração das manutenções programadas pelos agentes geradores, diante dessa adaptação, não comporta o dinamismo das manutenções realizadas pelos empreendedores que, conforme já indicado, pode variar ano a ano.

Exemplo:

Para elucidar a afirmação acima, digamos que um empreendedor declarou uma taxa de indisponibilidade programada de 2%. O ONS converterá esse dado em ‘175,2’ horas de

indisponibilidade por ano para fins de declaração do cronograma de manutenção pelo empreendedor.

No Ano 1 da operação do empreendimento será necessária a realização de uma pequena manutenção, com a interrupção do empreendimento por apenas 48 horas (2 dias). Na declaração anual de manutenções para o Ano 1, o empreendedor utilizará a Taxa de Indisponibilidade Programada, informando as 48 horas de manutenção.

No Ano 2 não foi necessária a realização de nenhuma manutenção.

No Ano 3, por sua vez, diante do atingimento das horas de operação que implicam em uma grande manutenção, o empreendedor deverá ficar 828 horas indisponível (34,5 dias de manutenção).

Na declaração anual de manutenções, o empreendedor deveria informar as horas totais de manutenção. Entretanto, diante da limitação (e conversão) da taxa de indisponibilidade em horas/ano realizada pelo ONS, a referida declaração estará limitada a 175,2 horas de indisponibilidade.

As 652,5 horas adicionais (828 horas necessárias - 175,2 horas passíveis de declaração) serão classificadas pelo Operador como 'indisponibilidade forçada', afetando, por consequência, a taxa de indisponibilidade forçada (TEIF) declarada pelo empreendimento no âmbito do certame.

No Ano 4 e 5, não foi necessária a realização de nenhuma manutenção.

Assim, ainda que na média dos 5 anos (60 meses) o empreendedor tenha atingido a Taxa de Indisponibilidade Programada de 2%, declarada no certame, na prática, o empreendedor estará sendo penalizado pelo Operador no Ano 3, por suposta "ultrapassagem de horas disponíveis para manutenção programada", afetando a TEIF do empreendimento.

Nesse contexto e diante do exemplo apresentado acima, **recomendamos a este Ministério compatibilizar as declarações anuais de manutenção a realidade operativa dos empreendimentos termelétricos, a fim de permitir que os empreendimentos declarem indisponibilidades programadas, considerando um "banco de horas de indisponibilidade programada" referentes a uma média móvel de 60 (sessenta) meses.**

Ressaltamos que a apuração das taxas, para fins de cálculo de lastro do empreendimento, já considera uma média móvel de 60 (sessenta) meses. Assim, ainda que esse prazo não comporte o horizonte de manutenção de longo prazo (p.ex. 20 anos) considerado pelos empreendedores para fins de oferta no leilão, entendemos que a média proposta é mais adequada do que o horizonte anual estabelecido para a declaração de indisponibilidades atualmente praticado e apurado pelo ONS.

Destacamos também que ao se adotar essa metodologia o Operador terá acesso a informações mais realistas do cronograma de manutenção dos agentes geradores, evitando distorções causadas por uma declaração de indisponibilidade menor do que a de fato necessária.

Ainda em se tratando do cronograma de manutenção declarado pelo empreendedor, destacamos que ainda que existem incertezas regulatórias, não incorporadas pelos Procedimentos de Rede, quanto a possibilidade de

realização de manutenções programadas (que, conforme supramencionado, estão vinculadas as horas de operação da máquina) nos períodos de inflexibilidade declaradas pelo Empreendedor ao ONS e/ou sazonalizadas no momento de apresentação da oferta no leilão.

O Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) estabelecem que as manutenções devem ser programadas anualmente “observando-se” a sazonalização da inflexibilidade declarada no certame. Ocorre que, eventualmente, os horímetros das turbinas podem indicar que a manutenção deve ser realizada durante um período onde a usina esteja inflexível, e o agente será penalizado devido a uma variável que não está sob seu controle.

Ressaltamos que a diligência do agente gerador está diretamente relacionada a realização das manutenções dentro do cronograma imposto pelo fabricante e/ou mantenedor dos geradores. Assim, eventual impossibilidade de realização das manutenções dentro do limite de horas imposto pelo fabricante pode prejudicar a segurança operacional e a continuidade da geração pelo empreendimento.

Nesse sentido, **deve restar claro nos regramentos vigentes e nos Procedimentos de Rede que manutenções programadas podem ser programadas e serão autorizadas pelo Operador quando estiverem dentro do regramento estabelecido pelo fabricante dos equipamentos, podendo ser adiadas somente em casos de extrema necessidade de atendimento ao Sistema Interligado Nacional (“SIN”), independente do agente gerador ter programado geração inflexível para o período.**

Essa necessidade de harmonização dos critérios técnicos para a realização das manutenções se torna ainda mais evidente quando, por intermédio das Portarias MME nº 435/2020 e nº 436/2020, este Ministério passou a permitir uma declaração de inflexibilidade total (100%) pelos agentes vendedores. Sendo assim, é imperativo que este Ministério oriente o ONS quanto a alocação das manutenções programadas dentro desta nova realidade operativa, permitindo a programação de manutenções ainda que dentro de um período em que a geração inflexível encontra-se sazonalidade.

Por fim, a última questão relacionada ao cronograma de manutenções, versa sobre a possibilidade de alteração do cronograma de manutenção dentro da declaração anual apresentada pelo agente gerador. Conforme já apresentado a este Ministério, grande parte das manutenções programadas dependem dos horímetros das máquinas que, por sua vez, dependem do despacho do ONS. Assim, eventualmente será necessário antecipar/adiar uma manutenção para adequar o cronograma ao número de horas de operação do empreendimento.

Ocorre que, atualmente, não há a possibilidade do agente gerador alterar o cronograma de manutenções programadas, o que impõe um ônus ao gerador e ao sistema, sem o correspondente benefício.

Assim, referendamos o entendimento da ABRAGET de que a Portaria de diretrizes e sistemática para os Leilões de Energia Nova A-5 e A-6 de 2021, **deve considerar a possibilidade de flexibilização do cronograma de manutenção programada quando estas não ocorrerem na data prevista inicialmente, em decorrência da frustração do despacho do ONS e/ou elevado despacho, bem como na ocorrência de realização de manutenção programada aproveitando a indisponibilidade forçada.**

3. Usina Marginal

A Portaria MME nº 480/2021 estabelece etapa de ratificação de lances dos proponentes vendedores cujo empreendimento marginal tenha superado a quantidade demandada de energia. Corroboramos com o entendimento do Ministério de que este mecanismo é necessário para evitar eventual sobrecontratação das Distribuidoras.

Ocorre que, subsiste uma lacuna regulatória significativa sobre eventuais rebatimentos de se qualificar um empreendimento como “marginal” que, por sua vez, impede o desenho destas alternativas pelos geradores participantes dos certames. Algumas respostas podem ser encontradas em Notas Técnicas e Esclarecimentos realizados pela ANEEL sem, contudo, terem sido incorporadas na regulamentação vigente. A fim de ilustrar tais lacunas, apresentamos algumas questões cujas respostas não foram incorporadas na regulação:

1. *Caso o empreendimento seja enquadrado como marginal, entendemos que a potência do projeto se mantém a mesma, havendo apenas o ajuste proporcional da receita fixa pela quantidade de lotes contratados. Como será feito o ajuste do compromisso de inflexibilidade?*
2. *Como deverá ser calculado o valor da garantia de fiel cumprimento na hipótese de empreendimento marginal que irá alterar a capacidade instalada?*
3. *Qual o prazo para realização da Alteração de Características Técnicas¹ para eventual adaptação do empreendimento a quantidade de lotes ofertados? Destacamos que o financiamento dos empreendimentos depende da consistência entre a característica técnica outorgada e aquela apresentada para os Bancos, assim o estabelecimento de um prazo regulamentar é fundamental para não prejudicar o andamento das negociações com os financiadores e da respectiva implantação do empreendimento.*

Entendemos que as questões acima expostas são apenas algumas relacionadas a eventual enquadramento de empreendimento como ‘marginal’.

¹Outra questão, não relacionada com o presente Leilão de Energia Nova, tem relação com a possibilidade de alteração de características técnicas de usinas marginais que tenham participado de Leilões de Energia Existente. Atualmente a Portaria MME nº 481/2018 prevê a possibilidade de alteração de características técnicas de empreendimentos de geração que comercializaram energia em Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas ou de Reserva. Assim, não obstante a Portaria fazer referência ao art. 20 do Decreto 5.193/2004, na especificação de empreendimentos o não há direcionamento para aqueles participantes de leilão de energia existente.

A percepção da EDF Norte Fluminense é que a maior parte das inseguranças atreladas a alteração da configuração do empreendimento poderiam ser sanadas caso, **no processo de cadastramento, fosse possível apresentar configurações técnicas alternativas para o mesmo projeto.**

Avaliamos algumas vantagens diante de tal possibilidade: (i) percepção por este Ministério e pela EPE das eventuais possibilidades modulares de cada um dos empreendimentos e dos seus respectivos custos para fins de estudos; (ii) redução do número de cadastramentos cujos requerimentos à EPE são realizados somente para viabilizar diferentes configurações e/ou postergar decisões que dependem de percepções de demanda/custos; (iii) economia processual, uma vez que não será necessário realizar o processo de alteração de características técnicas e de recálculo de garantia física, dado que este processo já será realizado previamente quando do cadastro do empreendimento no leilão para cada uma das configurações apresentadas; e (iv) possibilidade de negociação prévia com os controladores e financiadores do projeto de estruturas alternativas, permitindo maior flexibilidade de oferta pelos agentes geradores.

4. Indexação da Receita Fixa

A Receita Fixa de empreendimentos participantes de Leilões de Energia Nova está vinculada e é atualizada com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA.

Atualmente, a única forma do empreendedor de atrelar a Receita Fixa a outra indexação (por exemplo, dólar), é por meio da declaração de uma parcela de inflexibilidade. Nesse contexto, a parcela da Receita Fixa vinculada ao combustível « RFcomb » pode considerar, em seu mecanismo de atualização, índices de preços vinculados a moedas estrangeiras.

Ressaltamos, contudo, que usinas *flexíveis* também podem incorrer em custos operacionais fixos vinculados a moedas internacionais. O pagamento das infraestruturas vinculadas ao transporte e regaseificação do gás natural, por exemplo, usualmente consideram parcelas fixas denominadas em dólar.

Cientes do momento atual de integração entre o mercado de gás natural e de energia e visando a viabilização da oferta termelétrica integrada na malha de gasodutos, recomendamos a este Ministério que **passe a considerar na parcela de Receita Fixa, a possibilidade de indexação – ainda que parcial - dos valores declarados com base em moedas internacionais.**

5. Atraso da entrada em operação das instalações de transmissão

Aproveitamos a oportunidade para reforçar a manifestação da ABRAGET com relação a alocação da responsabilidade pelo atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão nos agentes geradores. Conforme já apresentado pelos agentes geradores em diversas oportunidades, o atraso da entrada em operação das instalações de transmissão e/ou distribuição necessárias para o escoamento da energia a ser produzida pela(s) usina(s), **não estão sob responsabilidade do vendedor.**

Desse modo, entendemos **que deve ser desenhada outra metodologia de alocação de riscos por este Ministério que considere eventual concatenação automática do início dos CCEARs dos empreendimentos de geração para considerar o atraso nas estruturas de transmissão e/ou distribuição de energia** (com a respectiva postergação do final do contrato), sem que o agente gerador seja penalizado pela não entrega da energia causada por um fato gerador fora da sua área ordinária de responsabilidade.

Sendo o que nos bastava para o momento, a EDF Norte Fluminense se mantém a disposição deste Ministério para prestar quaisquer esclarecimentos adicionais que se façam necessários, bem como contribuir com as discussões para a modernização do setor elétrico, com vistas à integração entre o setor de gás e energia.

Atenciosamente,

EDF NORTE FLUMINENSE S.A.