



Associação Brasileira de Grandes Consumidores
Industriais de Energia e de Consumidores Livres

CONTRIBUIÇÕES REFERENTES À CONSULTA PÚBLICA Nº 66/2019

NOME DA INSTITUIÇÃO: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES LIVRES

ABRACE

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Consulta Pública nº 66/2019

OBJETO: Proposta de Portaria de sistemática de leilão para o atendimento dos sistemas isolados de Boa Vista e localidades conectadas.

A Abrace, associação setorial que representa os grandes consumidores industriais de energia, apresenta abaixo suas considerações sobre a minuta de sistemática a ser aplicada na realização do leilão para aquisição de energia e potência elétrica de agente vendedor, disponibilizadas por meio de solução de suprimento, para o atendimento aos mercados consumidores situados nos sistemas isolados de Boa Vista e localidades conectadas.

Inicialmente, cabe explicitar que a presente consulta pública dá prosseguimento à Consulta Pública nº 60, de 11 de outubro de 2018, que estabeleceu diretrizes para realização de leilão para suprimento aos sistemas isolados de Boa Vista e localidades conectadas. Naquele período, a ABRACE havia contribuído no sentido de apontar questões para aprimoramento das medidas propostas pelo Ministério.

Apesar de tratadas na fase anterior da consulta, serão apontados a seguir questões consideradas de grande relevância para a nova fase. Em adição, foram incluídos novos pontos de questionamento e sugestões para aprimoramento.

Interligação do Sistema Isolado

Em função dos elevados custos a serem incorridos pelas medidas propostas pelo Ministério para o atendimento do sistema isolado de Boa Vista, a ABRACE persiste no questionamento da interligação dessa região.

Perante a falta de dados acerca do andamento do processo de interligação do sistema isolado, gera-se um desconforto em relação à solução apontada pelo Ministério. Durante o andamento da primeira fase da consulta, o tema foi tratado de maneira superficial, sem exposição de informações que possibilitasse a compreensão da atual situação da construção do linhão. Ademais, cabe ressaltar que, conforme já apresentado na contribuição anterior, em agosto de 2018 movimentações entre o Ministério e o Instituto do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) indicaram impulsionamento da emissão de licenciamento ambiental da linha de transmissão. Tais fatos suscitam a preocupação de que a medida de contratação de novas térmicas gerem custos excessivos aos consumidores, uma vez que a linha esteja na sua iminência de construção.

Em resposta à contribuição, o Ministério apresentou como justificativa que, devido às incertezas associadas à implantação da linha, deve-se dar prioridade à garantia de suprimento à região. Além disso, reforçou-se que é necessário garantir a confiabilidade do suprimento local.

No entendimento da ABRACE, o critério do MME para realização do leilão não leva em consideração os impactos econômicos gerados em consequência dessa decisão. Além da redundância de soluções, ao considerar a interligação do estado, concomitantemente com a contratação das térmicas para atendimento total da carga, haverá incidência de elevado custo de arrependimento.

O horizonte de contratação que está em discussão, de 15 anos para energia, e sete anos para potência, é demasiado longo em cenários em que a construção da linha de transmissão aconteça nos próximos cinco anos, tendo em vista que, mesmo após a interligação, os consumidores de todo o país suportarão, via encargo da CCC, o custo

da energia até o termo contratual, por força da Lei 12.111/2009. Neste contexto, o correto dimensionamento do prazo de contratação é essencial para garantir o menor custo para os consumidores de energia elétrica de todo o país.

Compra de gás natural

A opção adotada pelo Ministério em contratação de energia, com prioridade às térmicas de gás natural, incita o questionamento a respeito da origem do gás. Apesar de ser tratado como tema de responsabilidade do agente gerador, os custos dessa solução estarão alocados nas “soluções de suprimento” a serem sustentadas pelo consumidor.

Em uma breve análise, não foi identificado nenhum processo de prospecção de gás na região. Desse modo, restaria o transporte do gás via GNL por outros estados. O mais próximo estado, Amazonas, apresenta distância média de 748 km, ao considerar Manaus como supridor. Tal distanciamento inviabiliza o transporte do combustível, de modo a elevar consideravelmente o custo final da energia, podendo ultrapassar os atuais custos a partir da geração à óleo diesel. Ademais, a construção de um gasoduto na região não se considera opção, visto o exíguo prazo de entrada da geração e da curta duração do contrato. Ainda a respeito deste último ponto, deve-se rememorar os gastos bilionários da construção do duto Urucu-Coari-Manaus, que não devem ser repetidos.

Em resposta a esse questionamento, conforme já enviado na contribuição da fase anterior da consulta, o MME afirmou que a temática seria tratada em edital, tal qual ocorre nos demais leilões para suprimento de sistemas isolados. Novamente, a falta de clareza a respeito das medidas apontadas por este Ministério torna difícil o entendimento da sociedade. E, como forma de dirimir essa dificuldade, sugere-se pela publicação de estudos que apontem, de maneira comparativa, os custos finais da energia a serem incorridos por térmicas a gás a serem contratadas, já considerando os custos de combustível com as possíveis soluções de entrega de combustível, com os atuais custos gerados por térmicas a óleo diesel. Com vistas a, além de tornar claro o entendimento da medida apontada, o estudo prévio proporcionaria análise do impacto econômico ao consumidor.

Em complementação ao tema, em dezembro de 2017 foi publicado no âmbito do GT Roraima, composto pelo Ministério de Minas e Energia e pela Empresa de Pesquisa

Energética (EPE), a Nota Técnica EPE-DEE-NT-064/2017. Tal documento, que consistiu no estudo para contratação de energia elétrica e potência associada no sistema de Boa Vista, havia apontado opções de suprimento a Roraima, avaliando o prazo contratual de cada solução, considerando em sua análise, além da possibilidade ou não de renovação de contrato com a Venezuela, diferentes datas para a interligação de Roraima ao SIN, com o objetivo de identificar soluções de mínimo arrependimento, isto é, que representem o menor custo em cenários de incerteza.

Com grande nível de detalhamento, o estudo apontou alternativas de suprimento considerados de maior viabilidade para atendimento à região, tanto no âmbito econômico como em relação a outros fatores, como o prazo de implantação, por exemplo. Curiosamente, a alternativa de geração por fonte térmica a gás não foi considerada no citado estudo. Tal fato reforça ainda mais a falta de clareza em todo o processo de consulta pública e induz a questionar a viabilidade da contratação de térmicas a gás.

Declaração de inflexibilidade e análise econômica

Conforme apontado pelo Informe Técnico EPE-DEE-IT-003/2019, a declaração de inflexibilidade das soluções de suprimento do produto potência foi limitado a 50%. Em sua justificativa a EPE declarou que a limitação de inflexibilidade foi dada em função da economia na geração global ao longo de determinado período. Entretanto, não foi apontado o montante dessa economia, visto que tal afirmativa foi baseada somente numa visão qualitativa. Além disso, o informe técnico citado analisa a inflexibilidade máxima do ponto de vista do custo de operação: não seria desejável um patamar de inflexibilidade elevado para não restringir as possibilidades do operador em reduzir o custo de operação do sistema. No entanto, o informe não traz uma análise detalhada sobre o impacto de diferentes níveis de inflexibilidade sobre os preços dos combustíveis nem analisa, do ponto de vista do consumidor, o custo de colocar à disposição do operador diferentes opções de geração, já que os investimentos realizados nas soluções de suprimento serão amortizados na parcela de receita fixa.

Se existisse a perspectiva de conexão de Boa Vista ao Sistema Interligado Nacional durante o horizonte de contratação em tela, a discussão sobre a inflexibilidade passaria a considerar todas as alternativas de geração do SIN, mas este não parece ser o caso, tendo em vista os prazos relativamente longos propostos na minuta atual.

Desse modo, torna-se preocupante a análise econômica da atual sistemática de leilão, uma vez que a fundamentação do estudo esteja desconsiderando o impacto no preço da geração elétrica em função da facilidade de operação.

Ainda a respeito da análise de custo das alternativas de geração, a Tabela 2 do informe da EPE traz estimativas de receita fixa para empreendimentos a gás natural com inflexibilidade de 25%, 50% e diesel – neste exercício, considerou-se a receita fixa associada a termelétricas a diesel como a maior entre as alternativas. No entanto, não se vislumbra a razão para este pressuposto, uma vez que não há inflexibilidade para a geração a diesel e tipicamente os investimentos neste tipo de empreendimento são inferiores aos necessários para construção de usinas a gás natural.

Introdução do parâmetro α

Acerca da metodologia apresentada para valoração do preço de referência, questiona-se a respeito da introdução do termo α a ser considerado na sistemática do leilão de potência. Uma vez que houve a construção de todas as parcelas de remuneração da geração, não há coerência em introduzir um parâmetro de livre definição, discricionária ao Ministério, que incremente a sua remuneração.

Ante o exposto, sugere-se pela supressão do parâmetro α sobre o preço de referência.

Por fim, é imperativo que este Ministério busque uma solução de suprimento eficiente e com custos coerentes ao mercado competitivo de energia, para o atendimento aos consumidores situados nos sistemas isolados de Boa Vista. Contratações ineficientes, de alto custo unitário, ou com sobras de energia e potência tendem a impactar diretamente no aumento dos encargos setoriais, principalmente na CCC e CDE a todos os consumidores do Brasil, com agravante que tal passivo bilionário poderá ser carregado nas tarifas de energia por mais de uma década.