



Rio de Janeiro, 04 de abril de 2022

Ao Ministério de Minas e Energia

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE
Processo nº. 48360.000205/2021-65

Assunto: Contribuições da Eneva à Consulta Pública MME nº 120/2022

Prezados Senhores,

Cordialmente cumprimentando-os, referenciamos a Consulta Pública em epígrafe, lançada com o objetivo de obter contribuições “*acerca das diretrizes gerais adotadas para a realização dos Leilões para os Sistemas Isolados, incluindo a Sistemática elegida para a realização do Leilão para Suprimento aos Sistemas Isolados, de 2021, que se destinou à aquisição de energia e potência elétrica para atendimento aos mercados consumidores dos Sistemas Isolados*”.

De início, elogiamos a iniciativa deste MME em consultar os agentes econômicos e a sociedade civil antes de alterações normativas para a contratação em sistemas isolados. Trata-se de debate relevante, em que a Consulta Pública é instrumento de compartilhamento de diferentes visões setoriais, aprimorando o processo.

Sobre a Eneva – maior operadora privada de gás natural e maior geradora privada de usinas termelétricas em operação comercial

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 operacional, com 3,1 GW, sendo 2,2 GW já operacionais (55% da capacidade térmica do Sistema 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”), caracterizado por custos competitivos de geração. 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, 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.

Eneva em Sistemas Isolados – detentora da maior usina em localidade isolada

No tocante a Sistemas Isolados, a Eneva é responsável pela UTE Jaguatirica II (140,8 MW), empreendimento a gás natural localizado em Boa Vista, Estado de Roraima. A usina iniciou sua operação comercial parcial em 15/02/2022, sendo a única, até o momento, em tal condição no Sistema Roraima. Trata-se do maior empreendimento contratado no Leilão de Geração nº 01/2019 (Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas), com capacidade de atender até 80% da demanda elétrica do Estado de Roraima⁶. Além disso, será a usina com maior capacidade instalada em localidade isolada do País, após a substituição da UTE Monte

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/>.

⁶ ANEEL. “ANEEL autoriza operação comercial da termelétrica Jaguatirica II em Roraima”. 14/02/2022.

Cristo, a óleo diesel (155,3 MW), prevista para ocorrer com a entrada do parque gerador contratado no certame de que a UTE Jaguatirica II participou (Plano de Substituição do ONS).

O gás natural da UTE Jaguatirica II provém do Campo de Azulão, operado pela Eneva na Bacia do Amazonas, Estado do Amazonas (área sedimentar de 620.000 km², superior à área do Estado de Minas Gerais). O gás é liquefeito e transportado em carretas criogênicas por cerca de 1.100 km do município de Silves/AM (a cerca de 300 km de Manaus) até Boa Vista/RR, onde é regaseificado e utilizado para a geração de energia elétrica, para atendimento aos consumidores. A Figura 1 apresenta o esquemático básico do trajeto atualmente empregado para a cadeia logística de combustível da UTE Jaguatirica II – integração AM-RR.

Figura 1 – Projeto Integrado Azulão-Jaguatirica II – esquemático (fonte: elaboração própria)



Com a substituição do diesel atualmente empregado pelo gás natural na região com a UTE Jaguatirica II, há perspectiva de redução das emissões de CO₂ em 36%. Com relação ao custo de geração, a previsão de redução é de 38%, em linha com a modicidade tarifária e a valorização do meio ambiente, a partir de recursos energéticos nacionais da região amazônica. No certame, o Custo Variável Unitário (CVU) da UTE Jaguatirica II foi de R\$ 200/MWh – valor competitivo mesmo no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN.

O Campo de Azulão é uma área de concessão de petróleo e gás natural, com reservatórios cujo fluido principal é o gás natural. Foi declarado comercial pela Petrobras em maio/2004, mas, até que ocorresse a cessão de direitos à Eneva junto à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, nunca chegou a produzir (intervalo de 14 anos). A Eneva assumiu Azulão em maio/2018 e propiciou a monetização do gás natural de forma célere, no leilão de maio/2019 (Leilão de Geração nº 01/2019). A solução de monetização, portanto, ocorreu em apenas 1 ano após a cessão do ativo para a Eneva. O primeiro gás de Azulão



ocorreu em junho/2021. Ou seja, foram necessários cerca de três anos para a monetização do gás natural e o desenvolvimento da área sob concessão – perfuração de poços, construção de gasodutos, instalações de tratamento, sistema de medição, dentre outras atividades, mesmo num contexto pandêmico, em uma das Unidades Federativas mais afetadas pelo COVID-19. Foi também iniciado um ciclo virtuoso de participações governamentais na Bacia do Amazonas (como o recolhimento de *royalties*).

Trata-se de evidência incontestável do compromisso de entrega da Eneva a partir de valorização dos recursos nacionais, resguardada a economicidade e celeridade necessária – também empregada no Sistema Isolado de Roraima. Houve duas frentes de obras simultâneas, em dois estados (AM/RR), para a concretização do Projeto Azulão-Jaguaririca II.

Após a aquisição bem-sucedida do Campo de Azulão pelo desinvestimento da Petrobras em 2018, a Eneva obteve, em junho/2021, no âmbito da Oferta Permanente da ANP (mecanismo licitatório), novos blocos exploratórios localizados nas adjacências de Azulão (AM-T-62, AM-T-84 e AM-T-85). Em fevereiro/2022, a Eneva já obteve aprovação da ANP para o Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) do poço 1-ENV-25D-AM (PAD Anebá, no bloco AM-T-84) – etapa prévia à eventual declaração de comercialidade de novo campo de hidrocarbonetos. No período 2018-2021, as reservas provadas (1P) do Campo de Azulão aumentaram 96% (de 3 Bm³ para 5,88 Bm³). São recursos da União, zelados sob concessão diligente da Eneva.

Tudo isso demonstra o poder indutor de investimentos, aumento de renda, empregos e interiorização do desenvolvimento econômico que uma contratação de partida bem-sucedida em sistemas isolados pode acarretar para determinada região (neste caso, a Região Norte). A Eneva investiu no Projeto Azulão-Jaguaririca II cerca de R\$ 2 bilhões no intervalo de 2 anos. Para meros fins ilustrativos, o Produto Interno Bruto (PIB) de Roraima é de cerca de R\$ 14 bilhões⁷, representando o investimento da Eneva no projeto cerca de 15% desse montante⁸.

Julgamos muito oportuna a discussão sobre aprimoramento em sistemas isolados, a fim de que casos bem-sucedidos possam ser replicados em tais localidades. A seguir, apresentamos a síntese de nossas contribuições.

- a. Leilão de Sistemas Isolados de 2022 – sugestões
- b. Prazo de cadastramento
- c. Localidades Isoladas com previsão de interligação
- d. PIEs em Sistemas Isolados: como incentivar a competição?
- e. Oferta Permanente para Sistemas Isolados – a partir de 2023
- f. Relatório de Planejamento da EPE – sugestões
- g. Base centralizada de informações da CCC
- h. Competitividade em Sistemas Isolados – o desequilíbrio entre os preços de referência de diesel e gás natural
- i. Competitividade em Sistemas Isolados – tributação para o diesel e revisão de Receita de Venda
- j. Comentários sobre o histórico de contratações em Sistemas Isolados – *takeaways (incluindo a cessão compulsória da CCC)*
- k. Horizonte de Planejamento de Sistemas Isolados
- l. Prazo de envio e assertividade das informações das distribuidoras para a EPE
- m. Análise de implantação de expansão de geração – Sistemas Isolados
- n. Mecanismo de sub-rogação

⁷ Dados do IBGE, considerando o PIB de Roraima em 2019 – R\$ 14.292 mi.

⁸ Vale destacar que parte do valor de R\$ 2 bilhões investidos reflete também os gastos realizados no Amazonas (Campo de Azulão), não se tratando somente de investimentos em Roraima.

a. Leilão de Sistemas Isolados de 2022 – sugestões

Com relação ao Leilão de Sistemas Isolados 2022, a Portaria Normativa nº 32/GM/MME/2021, prevê um leilão a ser realizado já em outubro/2022, condicionado à “*contratação de Solução de Suprimento para expansão da oferta apresentada nos estudos de planejamento pela EPE*”.

Além da seleção de localidades isoladas que apresentam déficit no horizonte do planejamento estudado pela EPE, compreendemos que há espaço para a inclusão de localidades isoladas com o objetivo de garantir maior confiabilidade no suprimento de potência/energia ou de redução das emissões locais (afinal, a “valorização do meio ambiente” é um objetivo expresso da CCC, nos termos do art. 3º, § 12 da Lei nº 12.111/2009).

Sobre o tópico, recomendamos que também sejam utilizadas as considerações do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, responsável pela elaboração do Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados – PEN SISOL.

Conforme disposto na Lei nº 13.360/2016, as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica integrantes do Sistema Interligado Nacional – SIN e as atividade de previsão de carga e planejamento da operação dos Sistemas Isolados (SISOL) são executadas pelo ONS. Essas atividades foram detalhadas no Decreto nº 9.022/2017, em que ficou estabelecido que as atividades do ONS para Sistemas Isolados seriam regulamentadas por procedimentos operacionais específicos. Tais procedimentos (Procedimentos Operacionais para Previsão de Carga e Planejamento da Operação dos Sistemas Isolados) foram autorizados pelo Despacho nº 4.343/2017.

Dentre os produtos definidos nos Procedimentos, estão o PEN SISOL e o Plano Anual da Operação Elétrica dos Sistemas de Transmissão Localizados nos Sistemas Isolados – PEL SISOL. Segundo o ONS, o PEN SISOL “*tem por objetivo apresentar as avaliações das condições de atendimento dos Sistemas Isolados brasileiros para o próximo ano civil, subsidiando a EPE quanto à eventual necessidade de estudos de planejamento da expansão para adequação da oferta de energia e a CCEE, no que diz respeito às estimativas de consumo de combustível e montantes de energia a serem supridos por contratos, para a elaboração do Plano Anual de Custos (PAC)*”.

- Roraima

No PEN SISOL 2022, o ONS concluiu que, mesmo após a entrada em operação de todo o parque gerador vencedor do Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas (Leilão de Geração nº 01/2019), ainda seria necessária a definição de uma contratação de Reserva de Potência Sistêmica adicional em Roraima. Neste sentido, recomendou a manutenção de **83 MW remanescentes da UTE Monte Cristo** “*até a implantação de solução de reserva de potência sistêmica*”, “*de modo a permitir o atendimento à demanda máxima de Roraima em 2022*”. Isto é, a sugestão de manutenção da UTE Monte Cristo, empreendimento existente a diesel, ocorre já para a o atendimento à demanda máxima de Roraima do ano corrente.

O maior empreendimento contatado no Leilão de Geração nº 01/2019 foi a UTE Jaguatirica II, da Eneva, (em operação comercial; inicialmente, com 126,3 MW; atualmente, com 140,8 MW), seguida pela UTE Híbrido Forte de São Joaquim (construção não iniciada, com 56,2 MW). Portanto, a manutenção de 83 MW da UTE Monte Cristo significaria, na prática, o segundo maior empreendimento de Roraima, até a implantação da solução de reserva de potência adicional.

No Relatório da EPE de Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2022/2026 – Ciclo 2021, de fevereiro de 2022, há reforço de tal conclusão do ONS para Boa Vista:



"Uma das recomendações do ONS é a contratação de reserva de potência sistêmica para o Sistema Roraima, para atendimento à demanda máxima mesmo em condições de indisponibilidade de unidades geradoras do parque vencedor do Leilão nº 01/2019. A manutenção do montante de potência de 83 MW da UTE Monte Cristo é recomendada até a entrada em operação da reserva de potência sistêmica.

(...)

Apesar de não ser observado déficit de demanda considerando o critério "N" no horizonte de planejamento, entende-se que devem ser consideradas as recomendações do ONS sobre a contratação de reserva de potência sistêmica, conforme PEL SISOL 2022".

Dessa forma, recomendamos que haja a inclusão de lote específico para Roraima no Leilão de Sistemas Isolados 2022, com vistas a aportar reserva de potência sistêmica adicional mencionada pelo ONS (Produto Potência) em prazo compatível de implantação de tecnologias não-diesel, em prol da modicidade tarifária aos consumidores regulados, como substituição à manutenção remanescente da UTE Monte Cristo (solução conjuntural), de forma a garantir a confiabilidade de suprimento à demanda máxima da região.

- Amazonas

Como é de ciência deste Ministério, há localidades isoladas no Estado do Amazonas do Leilão de Geração nº 02/2016 que ainda não possuem previsão de entrada em operação comercial, com obras atrasadas ou paralisadas. Segundo o Acompanhamento da Implantação das Centrais Geradoras de Energia Elétrica da ANEEL – RALIE (última atualização: 15/03/2022), para tais localidades já haveria *"proposta de extinção/revogação da outorga em avaliação"*. Algumas dessas localidades, considerando a posição geográfica diferenciada (Hidrovia do Madeira), podem viabilizar um cenário mais atrativo para a movimentação de gás natural até outras Unidades Federativas, como Rondônia, considerando o ganho de escala no trajeto hidroviário, por exemplo.

Neste sentido, solicitamos a avaliação deste MME no sentido de incluir localidades com propostas de extinção/revogação de outorga em curso na ANEEL já no certame previsto para 2022, como forma de racionalizar os subsídios da CCC atualmente praticados com a manutenção do parque gerador existente.

Algumas localidades isoladas de maior demanda no Amazonas ou relativamente próximas de localidades de maior demanda (Itacoatiara – 35 MW, Humaitá – 25 MW, Itapiranga – 3 MW, Silves – 2 MW, Parintins – 29 MW, Rio Preto da Eva – 10 MW) possuem previsões de interligação até 2024, de acordo com o Relatório da EPE de Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2022/2026 – Ciclo 2021. Ainda que haja previsão de interligação de determinada localidade isolada ao SIN, tal marco não necessita implicar a exclusão dessas regiões do Leilão de Sistemas Isolados de 2022, conforme será pormenorizado a seguir nesta contribuição.

- Pernambuco

No Relatório da EPE *"Fernando de Noronha: Identificação das Alternativas de Suprimento – Avaliação de médio e longo prazo"*, de novembro/2021, consta que *"de acordo com a análise das informações prestadas pela distribuidora em 2021, para Fernando de Noronha, foi identificado pela EPE **déficit de geração a partir de 2024**, devido crescimento da carga. Parte desse crescimento se deve à publicação da Lei Estadual n.º 16.810/2020, que proíbe a circulação de carros a combustão na ilha a partir de 2022, com sua total proibição em 2030, o que implica na alteração da frota da ilha por veículos elétricos"*.

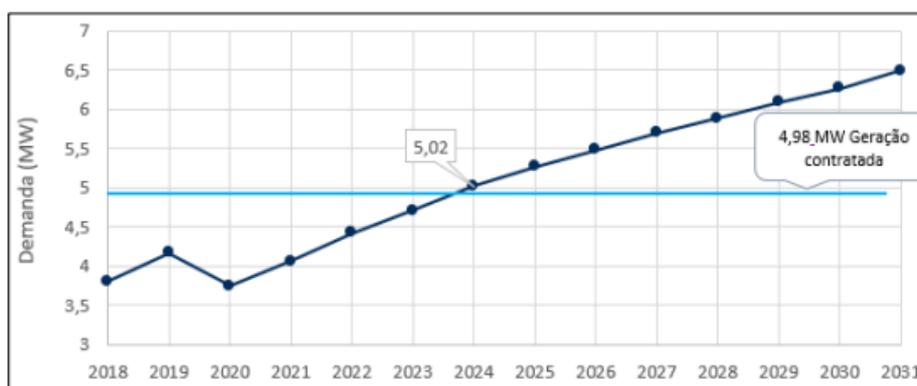
Além disso, *"no âmbito do planejamento do atendimento aos Sistemas Isolados de 2021, via Sistema de Acompanhamento dos Sistemas Isolados (SASI), conforme estabelece a Portaria*



MME n.º 67/2018, a distribuidora apresentou previsão de crescimento para o seu mercado consumidor, de onde é **esperado crescimento da ordem de 35% para a demanda de potência em Fernando de Noronha, período de 2020 a 2024**. Esse crescimento é justificado pelo aumento da produção de água com a ampliação do sistema de dessalinização existente, triplicando a captação da água do mar, de 130 m³/h para 360 m³/h. O atual sistema de dessalinização é responsável por 10% do consumo de energia da ilha, é esperado que esse valor suba para 30% após a ampliação. Além disso, está prevista a implantação de 9 novos loteamentos na ilha, que será responsável pela instalação de novas pousadas e pela migração de hotéis da baixa para a média tensão. Outro fator que irá impactar na demanda é a introdução de veículos elétricos "plug-in" em substituição aos veículos a combustão".

O Gráfico 1 abaixo, extraído do referido relatório, apresenta o incremento da demanda no Arquipélago de Fernando de Noronha no intervalo 2018-2031, com violação do montante de geração contratada a partir de 2024.

Gráfico 1 - Histórico (ano de 2018 a maio/2021) e Projeção da Demanda (kW). Fonte: EPE, a partir das informações de planejamento fornecidas pela distribuidora



Atualmente, a geração em Fernando de Noronha (UTE Tubarão) utiliza óleo diesel como combustível. Segundo a EPE, o planejamento na localidade deve "buscar alternativas de suprimento para Fernando de Noronha, a fim de evitar o despacho de usina a diesel para abastecer veículos elétricos, o que seria uma incoerência".

Isto posto, sugerimos que haja a inclusão de um lote para Fernando de Noronha no Leilão de Sistemas Isolados 2022, de forma a que os agentes possam propor soluções de suprimento a serem avaliadas pela EPE.

b. Prazo de cadastramento

Diferentemente de leilões regulados do SIN, em que os agentes podem ofertar empreendimentos de geração em qualquer Unidade da Federação, desde que haja um barramento candidato integrante do SIN (com ou sem disputa de margem de escoamento), os Leilões de Sistemas Isolados possuem, naturalmente, uma rigidez locacional. A seleção das localidades efetivas (lotes) para contratação é tornada pública somente com a portaria das diretrizes, muito embora inferências assimétricas sejam possíveis previamente por parte dos agentes, considerando previsão de déficits nas localidades no Relatório de Planejamento da EPE.

Dada a rigidez locacional para as soluções de suprimento, a Eneva já reconhece os esforços do MME e da ANEEL com flexibilizações, tais como a dispensa de comprovação do licenciamento ambiental *ex-ante* a sessão pública. Outro ponto de atenção relevante é o prazo máximo de cadastramento dos projetos. Julgamos que o prazo de 4 meses seria razoável. No Leilão de



Geração nº 03/2021, por exemplo, o prazo inicial de cadastramento era de 78 dias, postergado para **120 dias**, conforme Portaria MME nº 425/2020.

Um maior prazo de cadastramento não significa, necessariamente, um conflito distributivo com o prazo de análise do cadastramento por parte da EPE, mantida a data original do leilão. Um rebatimento positivo da medida seria, por exemplo, a melhor consistência das informações cadastradas pelos agentes, evitando dispêndio com diligências que seriam mais costumeiras em prazos mais curtos de cadastramento.

Sugerimos que o prazo de cadastramento de 120 dias seja utilizado como parâmetro inicial para novos Leilões de Sistemas Isolados, evitando o estabelecimento de prazos mais exíguos com postergações subsequentes. Esse paradigma propiciará um tempo mínimo para o desenho e articulação de soluções de suprimento adequadas a cada localidade, considerando as especificidades de cada região.

c. Localidades Isoladas com previsão de interligação

Na NOTA TÉCNICA desta Consulta Pública (Nota Técnica nº 149/2021/DPE/SPE), houve o seguinte questionamento: *"soluções de suprimento renováveis devem ser contratadas por longos períodos independentes do prazo de interligação, ensejando em sobrecurso à CCC, tal qual foi pleiteado pelos agentes no Edital do Leilão nº 3/2021? Se sim, por qual período? Como garantir a modicidade tarifária?"*.

Vale destacar que a UTE Jaguatirica II (Boa Vista/RR), contratada no Leilão de Geração nº 01/2019, apresentou Custo Variável Unitário (CVU) de R\$ 200/MWh à época (maio/2019). Como mencionado no começo desta apresentação, este valor é competitivo mesmo em termos de SIN, de forma que, quando da interligação de Roraima ao restante do País, o empreendimento configuraria dentre os primeiros na ordem de mérito de custo do subsistema Norte. Vale destacar que as soluções de suprimento a Gás Natural e Renováveis em Roraima possuem prazo de suprimento de 15 anos (CCESI), mesmo com a previsão de interligação de Boa Vista a Manaus antes do término desse contrato regulado de potência e energia.

Portanto, se a preocupação com a modicidade tarifária reside em eventual descompasso de custos variáveis de uma localidade isolada frente à realidade operativa do SIN, um remédio de planejamento seria a limitação de CVU máximo ou de Receita Fixa em valores admissíveis à realidade do SIN, de forma a incentivar a competitividade em tais localidades.

Um prazo de suprimento excessivamente curto (a exemplo, de 5 anos), em decorrência de suposta interligação esperada, acaba propiciando a competitividade do diesel, a exemplo do demonstrado no Leilão de Sistemas Isolados 2022. Soluções a diesel possuem menor prazo de implantação, possível reutilização de máquinas existentes e já em locação na região Norte (ou nas próprias localidades onde ocorrerá a contratação), além de contarem com elevado teor de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), em desacordo com os compromissos de mitigação a mudanças climáticas assumidos pelo Brasil e com os objetivos do art. 3º, § 12 da Lei nº 12.111/09 – *"mecanismos que induzam à eficiência econômica e energética, à valorização do meio ambiente e à utilização de recursos energéticos locais, visando a atingir a sustentabilidade econômica da geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados"*.

Manaus era um Sistema Isolado até 2013, quando foi interligado ao SIN. Com a entrada em operação dessa interligação, estava prevista a desativação de grande parte do parque térmico de Manaus. Ocorre que tais usinas termelétricas permanecem com importância para a confiabilidade de suprimento em Manaus, mesmo após a interligação. No Diagnóstico Regional da Rede Elétrica – PDE 2030 (Volume I – GET Norte), de abril/2021, houve o apontamento de que o nível de tensão na SE 500 kV Lechuga apresenta uma tendência de deterioração em vários cenários na perda de um dos circuitos da LT 500 kV Silves – Lechuga C1 ou C2, durante o horizonte decenal. Além disso, constatou-se que *"o atendimento ao sistema Manaus também é fortemente dependente de usinas térmicas existentes na região. Sendo assim, o problema*



de subtensão apontado apenas no final do horizonte pode ser antecipado dependendo da disponibilidade térmica local”.

A perspectiva de interligação de uma localidade não impede a manutenção de um parque térmico para fins de confiabilidade sistêmica, resguardada a modicidade tarifária a partir do estabelecimento prévio de requisitos mínimos a serem observados pelos geradores. A proposta possui outros rebatimentos positivos, como uma mitigação para fins de subsídios da CCC em caso de atrasos de prazos de interligação, não raros de ocorrer no histórico recente do Setor Elétrico Brasileiro (as postergações/atrasos históricos são reportados nos relatórios de estudos da EPE).

Neste sentido, sugerimos que o MME e a EPE considerem a inclusão de localidades com previsão de interligação no Leilão de Sistemas Isolados 2022, sem atrelar o prazo de suprimento necessariamente à data de interligação, de forma a não criar barreiras de competitividade a soluções de suprimento inovadoras, que utilizem recursos energéticos locais e que valorizem, simultaneamente, o meio ambiente, conforme previsto no art. 3º, §12 da Lei nº 12.111/2009. Por serem localidades com maior demanda/carga, é possível que haja ganho de escala na implantação de soluções de suprimento renováveis/gás natural, o que não se verifica em localidades de menor porte. Espera-se benefício aos consumidores e maior racionalização de subsídios setoriais. Essa não é uma particularidade do Amazonas, podendo a compreensão aqui exposta ser estendida a localidades isoladas de outros Estados, em mesma situação (Pará e Rondônia, por exemplo).

d. PIEs em Sistemas Isolados: como incentivar a competição?

Na NOTA TÉCNICA desta Consulta Pública, foi apresentada a seguinte questão: “*para a contratação da expansão do mercado de um sistema isolado com PIE existente e em operação, quais devem ser as diretrizes do leilão para garantir a competição e considerando a operação do sistema?*”.

A segurança jurídica é um dos pilares do Setor Elétrico Brasileiro, incluindo o respeito aos contratos firmados. No entanto, a existência de um PIE em determinada localidade isolada não impede que haja competição para o suprimento de mesma localidade. Isto pois o CCESI do PIE prevê uma remuneração fixa e outra variável. A remuneração variável é função da variação da demanda, risco assumido pelo gerador, desde que respeitada a disponibilidade de potência requerida no Edital.

Atualmente, diversas localidades isoladas operam com a lógica de apenas uma solução de suprimento. Inexiste um parque gerador diversificado, com múltiplos agentes, de forma que as reservas de geração ocorrem na própria solução única contratada.

A depender do cenário de cada localidade e dos custos fixos e variáveis, pode haver ganho para a CCC (redução de dispêndio) com a implantação de mais de um empreendimento em mesma localidade isolada, onde já há um PIE estabelecido. Neste caso, mantida a receita fixa do PIE prévio, nova solução de suprimento pode apresentar custo variável mais competitivo, de forma que o delta comparado (Δ) de custos no horizonte contratual justificaria a existência de mais de um empreendimento em mesma região. Há como ter benefício para a CCC com a redução de custos variáveis de geração, ainda que com a adição de Receita Fixa para nova solução de suprimento em mesma localidade. Na prática, o Sistema Isolado se aproximaria, em algumas localidades (principalmente, naquelas de maior demanda/carga) da lógica do SIN, em que mais de um empreendimento atende às necessidades de consumo local.

Além dos rebatimentos positivos sob a ótica de redução de subsídios, a proposta teria o condão de fortalecer o suprimento a localidades isoladas, na forma de contingência, caso haja indisponibilidade, insolvências financeiras, paralisações de obra, atrasos de implantação ou alguma crise na logística de combustível de uma das soluções de suprimento.



A métrica de cálculo comparativo (benefício da real competição de mais uma solução de suprimento instalada em mesma localidade isolada, ante única solução de suprimento) seria avaliada previamente pela EPE. Destaca-se que geração é uma atividade potencialmente competitiva, não se tratando de um monopólio natural típico, como ocorre na indústria de redes.

e. Oferta Permanente para Sistemas Isolados – a partir de 2023

A seguir, apresentamos uma proposta de mecanismo permanente para sistemas isolados. Ele visa primordialmente à racionalização dos subsídios setoriais, um dos pilares da Modernização do Setor Elétrico, além de estar em linha com o princípio de modicidade tarifária.

Considerando a previsão de realização de um Leilão de Sistemas Isolados já para outubro de 2022, sugere-se que o mecanismo de oferta permanente para localidades isoladas, apresentado a seguir, passe a ser adotado a partir do ano de 2023, quando sua operacionalização e instrutivos possam ser adequadamente internalizados pelos agentes econômicos e pelo Poder Concedente.

Trata-se de mecanismo semelhante ao da Oferta Permanente da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP (art. 4º da Resolução CNPE nº 17/2017), mas focado em reduzir os atuais dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, com ou sem proposta de sub-rogação. Ele seria constituído da seguinte forma:

1. Passo 1 – **Base centralizada de informações:** torna-se necessária a existência de uma base centralizada de informações sobre os atuais dispêndios e condições de suprimento em todas as localidades isoladas. Essa base estaria disponível para amplo acesso público no sítio eletrônico oficial do MME ou EPE, informando, dentre outras informações: (i) memorial descritivo com informações sobre as características sociais e econômicas de cada localidade, conforme informado pelas distribuidoras, e viabilidade/previsão de interconexão com rede de distribuição; (ii) o histórico do comportamento de carga/demanda com a máxima granularidade possível (de preferência, horária), em formato de planilhas, durante horizonte temporal específico (ex: 5 ou 10 anos); (iii) memorial descritivo das plantas de geração atualmente utilizadas em cada localidade, incluindo, mas não se limitando, a características técnicas das máquinas empregadas, diagramas unifilares, plantas de localização, logística de suprimento dos combustíveis, dentre outros (nos mesmos moldes de memoriais descritivos exigidos pelas Instruções da EPE de cadastramento de soluções de suprimento); (iv) histórico mensal de custo efetivo de geração (fixo e variável, segregados) e de reembolso da CCC em cada localidade, também em formato de planilha e de fácil compreensão, de forma que os interessados possam avaliar o real custo envolvido em cada localidade de interesse e a pertinência e viabilidade de novas soluções de suprimento que gerem benefícios para os consumidores; (v) contratos atuais para suprimento de energia elétrica – CCESI, no caso de PIE, ou contratos de suprimento de combustível para o caso de Geração Própria (GP) do agente de distribuição.
2. Passo 2 – **Edital:** o MME ou entidade delegada publica o Edital de Licitações da Oferta Permanente de Sistemas Isolados, que incluiria todas as localidades isoladas do País, sem discriminação, bem como todas as regras para participação. Como se trata de uma modalidade permanente de licitação, o Edital sofrerá modificações sempre que necessário – como, por exemplo, para inclusão de novas localidades e aprimoramento de regras. A cada modificação do Edital, o MME ou entidade delegada realizaria audiência pública. Assim como nos processos licitatórios do mercado regulado do Setor Elétrico Brasileiro, o Edital tem como principal objetivo estabelecer as regras associadas ao mecanismo de oferta, contratos e as garantias envolvidas para segurança jurídica.
3. Passo 3 – **Localidades ofertadas:** estariam aptas para a oferta de redução dos dispêndios da CCC, pela livre iniciativa, todas as localidades isoladas do País, incluindo aquelas que operam com Geração Própria (GP) do agente de distribuição ou PIE, sem a necessidade de conformação de lotes específicos. Mesmo nos casos em que já houve



licitação regulada e há um contrato regulado (CCESI) com Produtor Independente (PIE) em curso, há espaço para inclusão, desde que demonstrada redução da CCC na proposta de nova solução de suprimento (especialmente, redução de custos variáveis com a inclusão de novo empreendimento de geração naquela localidade isolada). Essa proposta permitiria, além de um ganho de modicidade tarifária (devidamente demonstrado sob a ótica de custos dos proponentes), uma quebra do paradigma de um único empreendimento de geração para cada localidade isolada. Isto é, seria possível a conformação de um parque de geração em determinadas localidades isoladas, se comprovado o ganho sistêmico e de custos para os consumidores. No âmbito do Edital, devem ser criados mecanismos que garantam a operação com racionalidade econômica dos parques, nos casos onde houver mais de uma solução para atendimento a demanda, preservando o interesse dos consumidores e a eficácia do mecanismo proposto. Os prazos máximos de suprimento admitidos por localidade seriam definidos previamente, como forma de subsidiar a manifestação de interesse. No caso de interligações previstas, vale ponderar que nem sempre a previsão de interligação seria a melhor data para determinação do prazo máximo de suprimento – há mecanismos regulatórios para garantir a modicidade mesmo nesses casos, como a limitação de CVU/custos variáveis para tais localidades. A avaliação das localidades seria realizada individualmente, sob a ótica físico-financeira dos geradores proponentes, na forma de “soluções de suprimento”, como já ocorre em sistemas isolados atualmente, sem a necessidade de lotes rígidos. Caso haja ofertas com lotes e ofertas sem lotes, a licitação verificaria o maior benefício para a redução da CCC dentre as propostas.

4. Passo 4 – **Inscrição:** as empresas interessadas em se inscrever para participar encaminham ao MME ou entidade delegada os documentos previstos. As que atenderem a todos os requisitos terão sua inscrição aprovada, de forma que todo pedido de inscrição julgado e aprovado é único, permanecendo válido sempre para futuras manifestações de interesse. Nessa etapa, já poderia ocorrer a qualificação técnica, jurídica e econômico-financeira, usualmente realizada pela ANEEL em leilões regulados (habilitação).
5. Passo 5 – **Manifestação de interesse:** a exemplo da Oferta Permanente da ANP, o agente gerador que vislumbrar a possibilidade de redução da CCC a partir da introdução de uma nova tecnologia de geração em determinada localidade isolada, deverá manifestar, a qualquer tempo entre os ciclos licitatórios, seu interesse formal ao MME ou a entidade delegada, demonstrando o racional preliminar de cálculo de como se daria a redução do dispêndio da CCC com a nova proposta (incluindo o horizonte temporal da simulação que deve ser considerado). Ainda não se trataria de uma proposta vinculante do interessado (a qual será conhecida no momento da licitação), mas somente indicativa, de forma a demonstrar minimamente a razoabilidade da substituição/complementação na localidade isolada pleiteada de forma prévia. Esse racional preliminar poderia, por exemplo, trabalhar com um *range* de preços possíveis, ainda sem o estabelecimento de um preço específico vinculante (a determinação do preço exato seria estabelecida no leilão). A formulação algébrica padrão para esse racional de cálculo seria definida previamente pelo Poder Concedente, como forma de orientação à propositura de manifestações de interesse. A proposta do interesse poderia incluir ou não o mecanismo de sub-rogação, de forma que o interessado deveria, na ficha padrão a ser disponibilizada para preenchimento, indicar a faculdade ou não da sub-rogação como forma de disponibilizar recursos para a implantação.
6. Passo 6 – **Validação da manifestação de interesse e abertura de ciclo licitatório:** o MME ou entidade delegada avaliaria a manifestação do interessado no prazo de 15 dias, por exemplo, considerando o preenchimento dos requisitos necessários, tais como a verificação de redução potencial de dispêndios da CCC. Não seria o aceite da manifestação, sem qualquer caráter vinculante ou oneroso ao Poder Concedente ou ao agente, mas apenas o marco para abertura de novo ciclo licitatório no mecanismo da Oferta Permanente. Caso a manifestação seja validada, haverá a publicidade, por parte do Poder Concedente, de que foi recebida uma manifestação de interessado em localidade isolada, sem divulgar nominalmente o interessado e respectivo sistema de interesse. Com isso, abre-se novo ciclo licitatório, com prazo de 120 dias até a sessão pública de ofertas.

7. Passo 7 – **Decurso de 120 dias após a abertura do ciclo e habilitação técnica:** no decurso dos 120 dias, haverá prazo máximo para a apresentação das soluções de suprimento propostas para avaliação da EPE (prazo de cadastramento e habilitação técnica), conforme Instruções. O prazo de cadastramento seria a própria data limite para a declaração de interesse em redução de dispêndios da CCC em localidades isoladas naquele ciclo licitatório. Após o término do prazo de cadastramento, haveria a divulgação de informe de cadastramento com a relação das localidades isoladas que tiveram manifestação de interesse. Após o término da etapa de habilitação, haveria novo informe de habilitação, com a listagem das localidades que serão submetidas à sessão pública, tal como ocorre hoje em leilões regulados.
8. Passo 8 – **Sessão pública:** trata-se da própria realização do leilão, em que os proponentes apresentariam suas ofertas em sistema de leilão regulado da CCEE ou outro designado, tal como ocorre hoje para leilões regulados. A disputa ocorreria por cada localidade. A métrica de competição seria a maior redução de dispêndio da CCC prevista (com ou sem a conformação de lotes), sob a ótica do menor preço ofertado, em linha com a modicidade tarifária.
9. Passo 9 – **Homologação e adjudicação do certame:** após a realização do certame, haveria a homologação e adjudicação por parte da autoridade leiloeira, conforme previsto na Lei nº 8.666/1993.

Segue abaixo o esquemático das etapas da Oferta Permanente de Licitações de Sistemas Isolados ora proposta:

Figura 2 – Oferta Permanente de Sistemas Isolados – Etapas



Entendemos que a Oferta Permanente de Sistemas Isolados parece o mecanismo mais eficiente para racionalizar os subsídios da CCC no futuro próximo, a partir de novas soluções de suprimento. Não obstante, a Eneva reconhece a importância, até a implementação do referido mecanismo, das portarias indicativas de realização de Sistemas Isolados – a exemplo da Portaria Normativa nº 32/GM/MME/2021, que estabeleceu um calendário indicativo anual para a realização dos certames – o primeiro deles, previsto para outubro/2022. Essa sinalização do MME é positiva ao mercado.

f. Relatório de Planejamento da EPE – sugestões



Com relação ao relatório de planejamento da EPE, a NOTA TÉCNICA questiona se deveria ser objeto de Consulta Pública antes da sua emissão final e em que aspectos a participação pública poderia somar na minuta de documento tendo em vista que seria mais uma etapa com estimativa de consumo no cronograma indicativo de 45 dias.

Compreendemos que não se faz necessária Consulta Pública antes da emissão do referido relatório, considerando seu caráter informativo e a declaração unilateral por parte da distribuidora, que detém de forma assimétrica as informações necessárias da concessão para o referido reporte. A princípio, não vislumbramos um aumento de produtividade no processo com o debate público sobre os dados reportados – pelo contrário, como bem pontuado pelo MME, poderia haver atrasos no cronograma indicativo de contratação ante déficits de demanda identificados. A análise de consistência por parte da EPE parece ser mecanismo suficiente.

No entanto, sugerimos que os relatórios futuros da EPE sejam incrementados, com a disponibilização dos seguintes anexos para ciência pública:

- Memorial descritivo com informações sobre as características sociais e econômicas de cada localidade, conforme informado pelas distribuidoras, e viabilidade/previsão de interconexão com rede de distribuição;
- Histórico do comportamento de carga/demanda com a menor granularidade possível (de preferência, horária) em formato de planilhas, durante horizonte temporal específico mínimo (ex: 5 ou 10 anos);
- Memorial descritivo das plantas de geração atualmente utilizadas em cada localidade, incluindo, mas não se limitando, a características técnicas das máquinas empregadas, diagramas unifilares e logística de suprimento dos combustíveis;
- Contratos atuais para suprimento de potência e energia nas localidades – CCESI, no caso de PIE ou contratos de suprimento de combustível para o caso de Geração Própria (GP) do agente de distribuição.

g. Base centralizada de informações da CCC

Um ponto de aprimoramento sugerido seria a disponibilização de uma base centralizada de informações da CCC, com ou sem a adoção da Oferta Permanente de Sistemas Isolados sugerida anteriormente. Já é de ciência que a CCEE dispõe de portal específico sobre a gestão da conta da CCC, conforme atribuição da Lei nº 13.360/2016. Contudo, a disposição dos dados ainda é difusa, sendo necessário o acesso a diversos arquivos para uma melhor conclusão do histórico de cada localidade.

Neste sentido, sugerimos que haja uma base centralizada de informações da CCC, na constituição de um único arquivo (planilha), atualizado mensalmente, que disponha do histórico mensal de custo efetivo de geração (fixo e variável, segregados) – NO longo prazo, sem limitações anuais – e de reembolso da CCC em cada localidade, de fácil compreensão. Caso seja necessário refletir diferentes eixos temáticos (a exemplo, sub-rogações), é possível a criação de abas específicas no mesmo arquivo. Assim, os interessados e a sociedade civil poderão avaliar mais facilmente o real custo envolvido em cada localidade de interesse e a pertinência e viabilidade de novas soluções de suprimento que gerem benefícios para os consumidores.

h. Competitividade em Sistemas Isolados – o desequilíbrio entre os preços de referência de diesel e gás natural

Na NOTA TÉCNICA, há o questionamento de *“além do maior prazo de contratação como um impulsionador na direção de soluções renováveis, quais outras medidas deveriam ser consideradas para um efetivo avanço no percentual de contratação de soluções não-diesel?”*.

Um ponto relevante, que vem causando desequilíbrio na base comparativa entre o diesel e o gás natural, é a proposta de formulação dos preços de referência e do custo de combustível



aplicados aos Leilões de Sistemas Isolados. Essa questão foi ainda mais perceptível no Leilão de Sistemas Isolados 2021, em que o diesel respondeu por quase 70% da potência vencedora. A contratação do gás natural ocorreu naquelas localidades onde o gás natural já era uma realidade e em baixa potência (Amazonas, em potência inferior a 10 MW).

Como é de ciência, a EPE realiza a publicação de Informe Técnico que apresenta metodologia de ordenação econômica dos empreendimentos de geração. Esse método classificatório, denominado "Preço de Referência", possui o princípio de eleger soluções de suprimento mais econômicas ao consumidor.

O Informe Técnico fornece elementos para a formulação do Custo do Combustível e dos "Preços de Referência dos combustíveis" para usinas termelétricas. Via de regra, o preço de referência (Pref) de uma solução de suprimento é a estimativa futura do preço médio da energia elétrica, considerando o período anual, em R\$/MWh. O Pref corresponde à seguinte formulação algébrica:

$$P_{ref} = \frac{RF}{8760 \times Ener_{med}} + P_{var}$$

Trata-se basicamente de uma métrica de competição para licitação que inclui a soma dos componentes: (i) a razão entre a Receita Fixa (RF, em R\$/ano) e energia anual média (Ener_med, em MW), multiplicada pelas horas do ano (8.760h); e (ii) o Custo Total Variável por central geradora (Pvar).

No Pvar, dentre outras variáveis, importa o Custo do Combustível (CComb) utilizado. Ele possui formulação específica para as usinas que utilizam como fonte primária o gás natural e o óleo diesel. Para as demais, o CComb é declarado diretamente pelo gerador, no sistema da EPE. A seguir, apresentamos as formulações específicas, considerando os diferentes combustíveis (gás e diesel), demonstrando o desequilíbrio metodológico atualmente empregado.

- Gás Natural

No caso do gás natural, o cálculo do CComb ocorre da seguinte forma:

$$C_{comb} = i \times P_m \times e_0$$

O "i" se trata do Fator de Conversão⁹; "P_m", o preço do gás natural, definido pela expectativa de preços futuros, para o período de 10 anos, no qual se inclui o ano de realização do leilão e os nove anos subsequentes, estimado com base em projeções de combustíveis equivalentes, conforme Nota Técnica EPE-DEE/DPG-RE-001/2009-R2; e "e₀" a média da taxa de câmbio, de venda do dólar dos Estados Unidos, expressa em BRL/USD, divulgada pelo Banco Central do Brasil (BACEN), dos 12 meses anteriores ao da portaria de diretrizes do leilão.

O preço do gás natural (P_m) é resultado da seguinte equação:

⁹ De acordo com a EPE, "Fator de Conversão, informado pelo agente à EPE, que constará no Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Sistema Isolado (CCESI), permanecendo invariável por toda a vigência do contrato. Tem a função de converter o preço do combustível – dimensionado em unidade monetária por unidade volumétrica – em custo de geração elétrica associado ao combustível – dimensionado em unidade monetária por unidade de energia elétrica. Embora o fator 'i' guarde relação com o consumo específico ou (heat rate), ele se trata de um termo mais abrangente, pois, enquanto o consumo específico diz respeito exclusivamente à eficiência energética da usina, o fator 'i' pode considerar, adicionalmente, outros elementos na composição do Ccomb, a critério do empreendedor".



$$P_m = a \cdot HH_{ref} + b \cdot Brent_{ref} + c \cdot NBP_{ref} + d \cdot JKM_{ref} + e + \frac{f}{e_0}$$

As constantes "a, b, c, d" possibilitam a indexação do preço do gás a uma cesta de preços internacionais do gás natural, com projeção futura de preços (Henry Hub – HH, Brent, NBP e JKM). Essas constantes permanecem inalteradas durante toda a vigência do contrato. O termo "e" se trata da parcela de preços atrelados ao dólar americano e o termo "f", de preços atrelados à moeda nacional. Os termos "e, f" são atualizados de acordo com os índices de inflação dos Estados Unidos e do Brasil, respectivamente.

No Leilão de Sistemas Isolados 2021, por exemplo, para o caso dos indexadores Henry Hub, Brent, NBP e JKM, os Preços de Referências do Gás Natural foram estimados com base nas cotações médias históricas de 2017 a 2019 (Platts, EIA, Agência Reguladora do Reino Unido/Ofgem, Banco Mundial), bem como na projeção para os anos de 2020 a 2029 dos combustíveis (EIA, BEIS, Banco Mundial). O valor da taxa de câmbio referencial foi o valor médio da taxa de câmbio diário de outubro/2019 a setembro/2020.

Em síntese: para os Preços de Referência do Gás Natural (P_m), há utilização de cotações médias históricas e prospectivas (10 anos), utilizando bases internacionais consagradas, como tentativa de melhor refletir o custo do combustível para fins de licitação.

- Óleo Diesel

No caso do diesel, a formulação algébrica do CComb é representada a seguir:

$$C_{comb} = i \cdot \{[(1 - x) \times P_m + (x) \times P_{bio}] + P_{log} + P_{trib}\}$$

O "i" representa novamente o Fator de Conversão; "x" é o percentual em volume de biodiesel na composição do diesel; "P_m" é o Preço Médio Ponderado do diesel praticado pelos produtores e importadores na região Norte, publicado pela ANP, referente ao mês definido em portaria de diretrizes do MME (normalmente, o mês da publicação da portaria); "P_{bio}" é o preço médio ponderado do biodiesel, obtido a partir dos resultados dos leilões de aquisição de biodiesel na região Norte, publicado pela ANP, referente ao mês definido em portaria de diretrizes do MME; "P_{log}" é a parcela da logística de suprimento de combustível, para apropriar custos de logística (R\$/litro ou R\$/kg); "P_{trib}" é a parcela de tributos do combustível, destinada a incluir custos com os tributos sobre o combustível, incluindo custos logísticos, especificamente a parcela do ICMS (R\$/litro ou R\$/kg).

A P_{trib} é a multiplicação entre (i) o Preço Médio Ponderado a Consumidor Final do Estado (PMPF), determinado por meio de Ato COTEPE (Comissão Técnica Permanente) do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), em R\$/litro, em mesmo mês de referência do P_m e P_{bio}, e (ii) alíquota de ICMS do diesel aplicada no Estado.

Em síntese: para os Preços de Referência do Óleo Diesel (P_m), não há utilização de cotações médias históricas e prospectivas (10 anos), mas apenas o cálculo de um valor médio ponderado de um mês específico, na região de interesse, utilizando dados da ANP, para fins de licitação.

No Leilão de Sistemas Isolados de 2021 (LSI 2021), o Preço de Referência do Brent foi estabelecido em US\$ 67,49/bbl (conforme Informe Técnico EPE-DEE-IT-071/2020-r1). O Preço de Referência do Diesel (P_m) foi definido em R\$ 1,902/L. Em cálculo simplificado, considerando que um barril possui em torno de 159 litros e que a taxa de câmbio média em setembro/2020



(mês de referência utilizado no certame) foi de USD 1 = R\$ 5,40 (cotação de compra, BACEN, período de 01/01/2020 a 30/09/2020), tem-se que o valor do barril considerado no Preço de Referência do diesel teria sido em torno de US\$ 56/bbl, quase 20% inferior ao Preço de Referência do Brent, num mesmo leilão com contestação entre gás natural e diesel. Isso, somado a reduzidos prazos de contratação para as localidades de maior potência em decorrência da expectativa de futura interligação.

Há espaço para aprimoramento da metodologia estrutural de projeção de preços futuros e médias históricas recentes para o gás e para o diesel. Por exemplo, sabe-se que, recentemente, o Preço Médio Ponderado do diesel praticado pelos produtores e importadores na região Norte registrou forte aumento desde setembro/2020 (mês de referência para o LSI 2021). Enquanto o Informe Técnico da EPE para o LSI adotou para o diesel um P_m de R\$ 1,902/L, a cotação média em março/2022 para o diesel S-500, conforme dados da ANP, é de R\$ 4,3/L (+126%), acompanhando a alta recente dos combustíveis.

Enquanto para o gás natural a projeção de preços por 10 anos e do histórico recente tem por objetivo garantir um preço de referência estrutural, menos suscetível às volatilidades conjunturais específicas, para o diesel, há suscetibilidade elevada a conjunturas de preço. No contexto em que o Brasil não é autossuficiente em diesel, observa-se elevada percepção de risco no equilíbrio do preço de referência para fins de licitação, em caso de manutenção dessa metodologia de precificação.

Vale resgatar entendimento manifestado pela EPE na Nota Técnica EPE-DEE/DPG-RE-001/2009-R2 ("Projeção dos Preços dos Combustíveis para Determinação do CVU das Termelétricas para Cálculo da Garantia Física e dos Custos Variáveis da Geração Termelétrica (COP e CEC)'), utilizada como base metodológica para o Preço de Referência do Gás Natural em Leilões de Sistemas Isolados:

"Em períodos de fortes tendências ascendentes ou descendentes, a adoção da média de preços dos combustíveis no ano anterior introduz um viés na sinalização ao mercado acerca da tendência de preços relativos no médio e no longo prazo nos leilões de contratação de energia, afetando a busca pela eficiência econômica no planejamento da expansão do sistema elétrico.

*Em períodos de forte tendência ascendente dos preços dos combustíveis, a adoção da média dos preços do ano anterior leva a que se subestimem os preços futuros dos combustíveis. Já em períodos de forte tendência descendente dos preços dos combustíveis, tal procedimento gera uma sobrestimativa dos preços futuros dos combustíveis. **Em ambos os casos, a sinalização dos preços e, por conseguinte, a competitividade das fontes de geração elétrica no médio e no longo prazo acaba distorcida".***

Tal conclusão da EPE ocorreu com base em "**médias de preço do ano anterior**", conforme se depreende do texto acima. No caso de "**médias de preço do mês**", ou seja, com granularidade temporal ainda menor da informação, tal distorção se amplifica e a competitividade equânime entre combustíveis fósseis torna-se ainda mais dificultosa.

Destaca-se que a Nota Técnica EPE-DEE/DPG-RE-001/2009-R2 fora projetada para fins de Sistema Interligado Nacional – SIN, uma vez que não há cálculo de Garantia Física – GF ou Índice Custo-Benefício (COP/CEC) em Sistemas Isolados. Ainda assim, para o óleo diesel, já havia a indicação do "*distillate fuel oil-electric power*" como combustível equivalente nas projeções de prazo, a partir da base de dados da EIA - *Energy Information*, conforme se verifica da tabela abaixo (Tabela 1 da referida Nota Técnica):

Tabela 1 – Indexadores e combustíveis equivalentes em projeções de preços (Fonte: Nota Técnica EPE-DEE/DPG-RE-001/2009-R2)

Fonte	Combustível da Portaria MME nº 42/2007	Combustível Equivalente nas Projeções
Gás Natural (ref. Henry Hub)	Henry Hub Natural Gas Future Contracts NYMEX NG-1	Henry Hub Spot Price (EIA)
Gás Natural (ref. Brent)	Dated Brent PLATTS PCAAS00	Brent Spot Price (EIA)
Gás Natural (ref. NBP)	UK National Balancing Point – NBP PLATTS GNCWU00	Gas Prices Projections (DECC)
Gás Natural (ref. JKM)	LNG Japan/Korea Spot PLATTS AAOVQ00	Natural gas LNG, Japan (Banco Mundial)
Óleo Diesel	US Gulf Waterborne nº 2 PLATTS POAEE00	Distillate Fuel Oil-Electric Power (EIA)
Óleo Combustível A1	US Gulf Waterborne nº 6, 3% PLATTS PUAZF00	Residual Fuel Oil-Electric Power (EIA)
Óleo Combustível B1	US Gulf Waterborne nº 6, 1% PLATTS PUAAI00	Residual Fuel Oil-Electric Power (EIA)
Carvão Mineral	Coal Price CIF ARA 6.000k<15 NAR 90 PLATTS CSABG10	Coal Delivered Prices-Electric Power (EIA)
Coque de Petróleo	US Gulf Pet Coke 5/6% Sulfur < 50HGI PLATTS CPAGF00	Coal Delivered Prices-Electric Power (EIA)

Isto posto, a Eneva sugere que, para o diesel, haja a projeção de preços futuros com base em combustível equivalente no intervalo de 10 anos e na cotação média histórica recente, a exemplo do que já ocorre para o gás natural, a fim de garantir competição adequada entre as tecnologias.

i. Competitividade em Sistemas Isolados – tributação para o diesel e revisão de Receita de Venda

Fazemos breve referência ao Ofício Circular nº 001/2019-SRG-SFF/ANEEL (NUP 48550.001221/2019-00), de 05/12/2019, encaminhado aos vencedores do Leilão de Geração nº 02/2016. Nele, a ANEEL faz menção à cláusula 4.6 do CCESI, que prevê o reequilíbrio econômico-financeiro do contrato, a partir da Receita de Venda, como forma de refletir alterações ou criações de tributos ou encargos específicos do Setor Elétrico para o vendedor (geração), para mais ou para menos.

A ANEEL destacou a alteração no regime tributário do ICMS do Amazonas desde a data de realização dos leilões (junho/2016 e maio/2017), a partir dos Decretos Estaduais/AM nº 38.361, de 17/11/2017, nº 38.751, de 08/03/2018, nº 39.684, de 26/10/2018, e nº 40.068, de 21/12/2018. Este último, em especial, alterou o Regulamento do ICMS (Decreto Estadual/AM nº 20.686/1999), estabelecendo que o imposto relativo às operações antecedentes com energia elétrica gerada por usinas do sistema isolado localizadas no interior do Estado do Amazonas seria de responsabilidade da distribuidora de energia elétrica, desde que a realizasse exclusivamente no interior do Estado.

Neste sentido, com vistas a subsidiar a regularização dos contratos do Leilão de Geração nº 02/2016, a ANEEL solicitou uma série de esclarecimento aos PIES. Os processos fiscalizatórios decorrentes do ofício-circular constam com acesso restrito, embora seja possível confirmar no processo da CDE 2019 (48500.005942/2018-15) os Avisos de Recebimento – ARs.

Essa questão da reflexão da tributação adequada no CCESI é relevante para a correta comparação dos custos e benefícios das soluções de suprimento vs. projetos existentes ou em implantação nos Sistemas Isolados do Estado do Amazonas.

j. Comentários sobre o histórico de contratações em Sistemas Isolados – take-aways (incluindo a cessão compulsória da CCC)

Dos 251 Sistemas Isolados do Brasil, atendidos por 9 distribuidoras em 8 estados, 97 deles estão localizados no Amazonas (39%). Esses 97 Sistemas Isolados do Amazonas atendem a cerca de 1,55 milhão de pessoas (52% do total).

O Leilão de Geração nº 02/2016 realizou a licitação para suprimento de energia e potência a diversas dessas localidades amazonenses (86 localidades) nos anos de 2016 e 2017, tendo o óleo diesel sagrado vencedor em todos os lotes, à exceção da localidade de Coari, próxima ao Gasoduto Urucu-Coari-Manaus. Vale destacar que tais contratações no Amazonas ainda ocorreram com a lógica de “Projetos de Referência” e “Projetos Alternativos”. Pela antiga metodologia, os Projetos de Referência eram definidos pelas próprias distribuidoras para atendimento aos seus mercados e, caso algum proponente quisesse apresentar um projeto alternativo àquele de referência da distribuidora, que já havia sido avaliado previamente pela EPE, haveria uma etapa adicional, de análises suplementares da EPE para qualificação de projetos alternativos.

Na prática, a regra levou a um cenário de baixo cadastramento de projetos alternativos, dos quais somente 2 deles, num universo de 146 localidades isoladas, sagraram-se vencedores, conforme se verifica na Tabela 2 abaixo. No caso do lote licitado para o Amapá (Oiapoque), ainda não houve conclusão do projeto alternativo (PCH Salto Cafesoca), com previsão para operação comercial em 2024, conforme Acompanhamento da Implantação das Centrais Geradoras de Energia Elétrica/ANEEL (atualização: 15/03/2022):

Tabela 2 – Projetos Alternativos em Sistemas Isolados: Leilões 2014-2017. (Fonte: EPE, 2018 “Sistemas Isolados e atendimento de energia elétrica à Roraima”)

Ano	Estado	Sistemas Isolados	Projetos Alternativos cadastrados	Projeto Alternativo Vencedor
2014	Rondônia	16	0	-
	Amapá	1 (Oiapoque)	1	1
2015	Acre	9	1	-
	Rondônia	10	1	-
2016	Pará	23	1	-
	Amazonas	32	3	-
2017	Amazonas	55	36	1

Com a edição do Decreto nº 9.047/2017 e a atuação diligente do MME, foi possível a edição da Portaria nº 67/2018 e a adoção do conceito de “Soluções de Suprimento” para Localidades Isoladas.

Esse conceito de “Solução de Suprimento” foi primordialmente utilizado no Leilão de Geração nº 01/2019 (Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas) e obteve êxito na alteração do cenário. De acordo com dados da EPE¹⁰, para o referido leilão, foram cadastradas

¹⁰ Informe Sistemas Isolados – 31/05/2019.



156 soluções de suprimento, perfazendo um total de 6 GW de capacidade instalada – um recorde para leilões de sistemas isolados. Dentre as 156 soluções de suprimento cadastradas, 124 estavam aptas a participar do certame, representando uma oferta de 4,2 GW na disputa. Os projetos contemplaram diversas fontes, tais como solar fotovoltaica, eólica, biomassa, biocombustível, biogás, gás natural e óleo, além de soluções híbridas. A separação dos Produtos Potência e Energia também foi adequada para a valoração dos atributos de cada fonte, desde que cumpridos os requisitos determinados pela EPE e pelo ONS (53 projetos com 3 GW habilitados no Produto Potência e 71 projetos com 1,2 GW habilitados no Produto Energia).

Como resultado do Leilão de Geração nº 01/2019, 9 soluções de suprimento foram vencedoras do Produto Potência, totalizando 294 MW de capacidade instalada, sendo 7 de fontes renováveis, 1 a gás natural e somente 1 a óleo diesel, ao deságio médio de 23%. Não houve necessidade de contratação do Produto Energia. O grande cadastramento e interesse no leilão de Roraima se deu, em parte, pela potência diferenciada deste Sistema Isolado, compreendido como o maior do País após a interligação de Manaus. No certame, por exemplo, foi possível a contratação de uma UTE a gás natural de 126,29 MW, da Eneva – UTE Jaguatirica II. Esse montante de potência, individualmente, dificilmente seria viabilizado em outro sistema isolado que não em Roraima. Outro ponto relevante que levou à maior competitividade foi a adoção de um prazo de suprimento de 15 anos para o Produto “Gás e Renováveis”, ante 7 anos para “Demais Fontes”, como o óleo diesel. Naquele certame, o óleo diesel representou somente cerca de 15% da potência nominal total contratada.

Já em 2021, no Leilão de Geração nº 03/2021, houve contratação para 23 localidades isoladas em 5 estados (Acre, Amazonas, Pará, Rondônia e Roraima). A potência total requerida era de 97,3 MW. Foram cadastradas 69 soluções de suprimento, totalizando 1,4 GW de capacidade instalada. Desse total, o diesel representou 50% da potência cadastrada, seguido pelo gás natural (28%), biodiesel/biocombustível (16%) e solar fotovoltaica (6%). O maior lote, do Acre (50,2 MW), possuía prazo de suprimento de somente 30 meses (2,5 anos, a partir de 01/04/2023), considerando o cenário esperado de interligação. Havia prazo reduzido também no Lote do Pará, o segundo maior, com 31,8 MW (28 a 46 meses, considerando a perspectiva de interligação). Com os prazos de suprimento tão exíguos e o maior cadastramento natural de projetos a diesel, do total da potência nominal contratada (127,8 MW), 65% foi destinada a soluções de suprimento a óleo diesel (Acre e Roraima). Houve também contratação a biodiesel (34,7 MW ou 27%, no Pará e Rondônia) e de gás natural (9,8 MW ou 7% no Amazonas, em localidades que, na prática, já dispunham de gás natural por estarem no trecho do Gasoduto Urucu-Coari-Manaus).

Com isto posto, valem alguns comentários:

- a. O prazo de suprimento ainda é relevante para a viabilização de soluções de suprimento de gás e renováveis (soluções não-diesel). Quando ele é curto, em decorrência de uma perspectiva de uma interligação (e o atendimento do Planejamento de que este deveria ser o marco para o término de um novo CCESI), a probabilidade de novas contratações a diesel tende a elevar-se. Para a viabilização de soluções não-diesel, sugerimos a adoção de prazos contratuais mais prolongados, de até 15 anos, não obstante a perspectiva de interligação, como já expusemos nesta contribuição. A modicidade tarifária via soluções não-diesel pode ser garantida a partir de limitações vislumbradas como necessárias pelo Planejamento, tal como a limitação de CVU máximo, por exemplo;
- b. Interligações de localidades isoladas podem atrasar por diversas ocorrências (como pontuado em diversas passagens de relatórios da EPE) e, mesmo que não atrasem, o reforço da geração na ponta das interligações robustece o suprimento eletroenergético a tais localidades, o que gera valorização de recursos energéticos locais e do meio ambiente (melhoria da competitividade de soluções não-diesel), objetivos da Lei nº 12.111/2009. Contingências em localidades conectadas ao SIN, em regiões extremas do eixo de interligação, permitem melhor confiabilidade da operação (vide caso do Amapá no ano de 2020 ou mesmo de Manaus após a interligação de 2013).

- c. No caso do Acre, a distribuidora de energia elétrica já informou que existe uma lacuna contratual entre o contrato com o PIE atualmente em operação e o novo PIE objeto do leilão de 2021, indicando a necessidade de autorização para prorrogação do contrato existente, de forma a manter o suprimento a essas localidades (quando o horizonte de planejamento é de 5 anos). Se por um lado o prazo de cerca de 2 anos do leilão até o início de suprimento tende permitir a implantação de novos empreendimentos (embora seja um prazo desafiador), as prorrogações de contratos existentes a diesel para lidar com lacunas de déficit de carga/demanda tendem a reforçar a conclusão de que os Leilões para Sistemas Isolados poderiam ter tido sua realização antecipada.
- d. A cessão compulsória dos recursos da CCC para o gerador (beneficiário) naquilo que exceder o valor do ACR médio do CCESEI, sem a necessidade de intermediação ou concordância da distribuidora no processo, permite melhor percepção sobre o risco de crédito pelos proponentes. Este tratamento já foi conferido pela ANEEL no Leilão de Geração nº 01/2019 (Roraima), considerando a dependência de uma única contraparte, em distinção ao caso geral observado no SIN, em que há diversas compradoras e diluição do risco de crédito/inadimplência. No valor até o ACR, as garantias financeiras são aquelas típicas dos CCEARS do SIN.

k. Horizonte de Planejamento de Sistemas Isolados

Nos termos da Nota Técnica nº 149/2021/DPE/SPE (NOTA TÉCNICA), “conforme estabelecido no art. 3º da Portaria Normativa MME nº 67, de 1º de março de 2018, até o dia 30 de junho de cada ano, os agentes de distribuição dos Sistemas Isolados devem elaborar propostas de planejamento para o atendimento de seus mercados consumidores para um **horizonte de 5 anos, a contar do ano subsequente**”.

Assim, uma das questões levantadas é se o atual horizonte de 5 anos, no qual é feito o planejamento, seria adequado para se ter uma boa previsibilidade de novos leilões.

Com relação ao horizonte de planejamento para sistemas isolados, a Eneva compreende que o horizonte de **10 anos** seria mais adequado para previsibilidade em leilões, ainda que se reconheça maior complexidade na projeção da carga/demanda em localidades isoladas por parte da distribuidora.

O prazo de 5 anos atualmente empregado para o planejamento é exíguo e nos relatórios de Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados da Empresa de Pesquisa Energética – EPE são reportadas diversas dificuldades em assertividade no curtíssimo prazo (ou mesmo a realização de déficits não previstos no planejamento do próprio ciclo, com a contratação de geradores a diesel não previstos inicialmente¹¹). A adoção de um horizonte de planejamento mais longo permitiria a identificação de eventuais déficits de carga/demanda com maior antecedência, permitindo a adoção de novas soluções de suprimento que requerem maior prazo de implantação que geradores a diesel, por exemplo.

As distribuidoras com carga no SIN já declaram necessidades para fins de Leilão de Energia Nova em horizonte superior a 5 anos (a exemplo, A-6, havendo previsão legal para A-7 para alguns casos excepcionais, como novo empreendimento de geração com licitação conjunta dos ativos de transmissão necessários para seu escoamento, nos termos do Decreto nº 5.163/2004).

¹¹ A exemplo, no relatório do horizonte 2022/2026 – ciclo 2021 (DEE - n. 150/2021), de fevereiro/2022, cita-se o caso de Guariba/MT, em que houve a necessidade de contratação emergencial, em julho/2021, de gerador adicional de 700 kW para garantir confiabilidade de atendimento, mesmo com déficit não previsto em 2020; Jacareacanga/PA também enfrentou a necessidade de aumento na oferta de geração do curto prazo.



Há previsão nas portarias de diretrizes dos Leilões de Energia Nova (inclusive A-6) que as distribuidoras localizadas em Sistemas Isolados também devem declarar necessidade para os leilões regulados do SIN, desde que a data prevista para recebimento de energia seja igual ou posterior à data prevista da entrada em operação comercial da interligação ao SIN. Portanto, além da data prevista de interligação, a distribuidora com sistemas isolados já deve fazer um planejamento de carga/demanda prevista para tais localidades para fins de declaração de necessidades ao MME – o que reforça que o horizonte de planejamento quinquenal, atualmente adotado em sistemas isolados, pode não ser o mais adequado. A realização de contratação de outros leilões regulados em prazo mais curto (A-3, A-4) não prescinde essa análise por parte da distribuidora com localidades isoladas, uma vez que há tais comandos expressos em portarias do MME para leilões do tipo A-6.

O estabelecimento de um horizonte de 5 anos acaba por concentrar os esforços de projeção de carga/demanda para o curto prazo, em detrimento de um planejamento de médio/longo prazo que propicie a realização de leilões de sistemas isolados com maior tempo de implantação para soluções de suprimento. A Eneva está ciente da dificuldade que algumas distribuidoras possam encontrar na assertividade da carga/demanda das localidades isoladas, considerando que algumas localidades apresentam variações expressivas interanuais, superiores a 50%, e possuem dinâmica própria. No entanto, o atendimento integral à carga/demanda em toda a área de concessão/autorização/permissão faz parte do escopo da própria atividade de distribuição, incluindo suas variações (álea de risco ordinário do negócio, salvo apresentação de casos extraordinários). Casos muito específicos e que possam ensejar excludente de responsabilidade devem ser tratados em fórum específico e com a análise do caso concreto.

Finalmente, conforme Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST) do SIN – Módulo 2 (Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição), os estudos de previsão de demanda no Sistema de Distribuição de Alta Tensão – SDAT já possui horizonte de 10 anos, devendo um novo estudo ser realizado a cada ano. Sem prejuízo, ainda que o Sistema de Distribuição de Média Tensão – SDMT disponha de horizonte de previsão é de 5 anos, o SIN não exige contratações emergenciais de geradores a diesel para suprimento da demanda em caso de erro de previsão de demanda no curto prazo, como ocorre em sistemas isolados, considerando a disponibilidade de oferta de geração.

O planejamento em sistemas isolados é mais suscetível a déficits de suprimento, dada a dependência de oferta de geração menos diversificada, traduzidos em incremento de subsídios setoriais via Conta de Consumo de Combustíveis – CCC. Portanto, a adoção do período de 10 anos como horizonte de planejamento parece mais adequada, sob o ponto de vista setorial e para a previsibilidade de novos leilões, bem como para gerenciar déficits futuros.

I. Prazo de envio e assertividade das informações das distribuidoras para a EPE

A NOTA TÉCNICA também questiona se o prazo para envio das informações do planejamento pelas distribuidoras para a EPE, 30 de junho de cada ano, determinado na Portaria MME nº 67/2018, seria adequado para a elaboração do planejamento, considerando inclusive o envio de dados a outros órgãos setoriais.

A Eneva sugere que seja utilizado o prazo de **31 de janeiro** de cada ano para o envio das informações de planejamento de sistemas isolados à EPE. Com relação ao envio a outros órgãos setoriais, compreendemos que o envio à EPE, com cópia ao MME, seria mecanismo suficiente.

O envio dos dados em 31 de janeiro à EPE de cada exercício permitiria à distribuidora realizar o fechamento das operações de carga/demanda do ano imediatamente (A-1) anterior e, simultaneamente, ter melhor previsibilidade em relação ao exercício do próprio reporte (A). As



informações poderão ser remetidas tanto para o ano do reporte (A) quanto para os anos subsequentes (a partir de A+1), permitindo maior antecipação com relação a déficits previstos no ano A.

Vale destacar que o reporte no ano A incluindo informações previstas para o próprio ano A não acarretaria prejuízo, uma vez que informações pretéritas para o ano A já constariam na base do Planejamento (dentro do horizonte decenal, como proposto pela Eneva), devidamente remetidas no 31/01 do ano imediatamente anterior. O que se instauraria seria uma revisão mais criteriosa justamente no ano mais crítico do suprimento – o ano A, que se inicia, permitindo a antecipação de ações frente a potenciais déficits identificados pelas distribuidoras.

Considerando que o planejamento já é realizado por ciclos (horizontes em bases anuais), a utilização de fechamento de ciclos anuais de informações, por parte dos agentes de distribuição com localidades isoladas, poderia fornecer ferramenta mais adequada à gestão, evitando, por exemplo, redeclarações de informações ao MME em relação àquelas recebidas pela EPE.

a. Estímulo a projeções assertivas no SASI por parte das distribuidoras

Segundo a NOTA TÉCNICA, “*mesmo após a publicação do Relatório da EPE, o MME, ao proceder a etapa de Consulta Externa junto as Distribuidoras (Ano A+1), recebe informações diferentes das fornecidas à EPE (Ano A)*”. Além disso, a “*EPE consome 2/3 do seu tempo de análise na compatibilização e correções das informações junto aos agentes de distribuição*” no Sistema de Acompanhamento dos Sistemas Isolados – SASI. Dessa forma, há o questionamento de “*como estimular e/ou dotar as Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica de ferramentas que façam as projeções de mercado serem mais assertivas no SASI*”.

Destaca-se que a declaração de necessidade por parte das distribuidoras do SIN para fins de leilões regulados é **irrevogável e irretratável**, de forma que eventuais erros de assertividade serão refletidos na exposição futura da distribuidora. Novamente, repisa-se a compreensão da Eneva com relação às dificuldades de previsão de carga/demanda em determinadas localidades conectadas, que possuem dinamismo próprio. No entanto, é notório que os relatórios de planejamento da EPE apontam diversas dificuldades e inconsistências básicas nos reportes de alguns agentes de distribuição.

A exemplo, em 30/12/2021, a EPE não pôde dar por concluído o relatório no prazo convencional porque as informações detalhadas de uma distribuidora não haviam sido entregues com os ajustes necessários nas informações das localidades sob sua análise (ciclo 2022). Essa questão não se trata de problema *ad hoc*: no ciclo 2021, a EPE reportou, para o mesmo agente, que “*diversas foram as solicitações de ajuste das informações inseridas no sistema SASI, porém várias solicitações permaneceram pendentes, comprometendo a confiabilidade da análise realizada pelo sistema*”, o que teria levado a EPE, inclusive, a contornar o problema da análise de balanço de forma manual. No ciclo 2020, o relatório da EPE apontou, novamente para o mesmo agente, que a análise do mercado foi “*encerrada por decurso de prazo*”, sem que a distribuidora realizasse correções, “*embora tenham sido realizadas solicitações com diversas postergações do prazo final para a análise*”. Trata-se de área de concessão com o maior número de consumidores atendidos em sistema isolado (1,55 milhão) e com 97 sistemas isolados. Além da importância da informação mencionada, a Eneva solidariza com as dificuldades encontradas pela EPE na consecução de suas atividades dentro do prazo, por depender de dados fornecidos por terceiros.

Com relação ao cronograma para contratação em sistemas isolados, compreendemos como adequado, à exceção dos 4 meses consumidos para identificação de inconsistências e informações incompletas pelas distribuidoras, bem como esclarecimentos realizados pela EPE para sanar tais inconsistências. Esse tempo de diligências – que seria dispensável em caso de submissão correta dos dados originais à EPE – equivale, por exemplo, a quase 70% do prazo empenhado pela ANEEL para abertura de consulta pública do edital, análise das contribuições,



publicação do edital e realização da sessão pública (vinculado à Lei de Licitações e à Lei Geral das Agências).

Neste sentido, entendemos necessário estabelecer novos mecanismos de penalidades em caso de descumprimento de prazos administrativos determinados pelo MME, uma vez que tal situação acarreta impacto setorial – além de custos administrativos, eventuais déficits não previstos ou mesmo elevação dos subsídios setoriais da CCC.

Além disso, da mesma forma que distribuidoras do SIN possuem declarações de necessidade em caráter irrevogável e irretratável, arcando com riscos de exposições financeiras, as distribuidoras deveriam ser limitadas a redeclarações, a fim de que observem prazos específicos para a discriminação da informação correta ao Planejamento (melhor previsão). A janela de redeclarações pode levar à sinalização de que tais dados poderiam ser retificados no futuro próximo, aumentando os custos de transação do processo analítico.

m. Análise de implantação de expansão de geração – Sistemas Isolados

Outro ponto relevante é a seleção das localidades para fins de licitação. Na prática, conforme consta nesta contribuição, entendemos que, além de localidades com previsão de déficit (e mesmo com perspectiva de interligação), seria necessário o acompanhamento da expansão da geração já contratada em leilões anteriores, com enfoque em empreendimentos atrasados ou paralisados.

Em consulta ao RALIE-ANEEL (Acompanhamento da Expansão da Geração: 15/02/2022), verificou-se 268 MW de capacidade instalada “atrasada” em Sistemas Isolados com a modalidade de contratação no ACR.

Há empreendimentos contratados em leilões de sistemas isolados de 2016 que se encontram com obras paralisadas e sem previsão de entrada em operação comercial. Ainda que haja proposta de extinção/revogação da outorga em avaliação, **a análise regulatória de revogação de outorgas, rescisão de PPAs e imposição de penalidades normativas e editalícias poderia ser mais célere na eficácia**, permitindo, por exemplo, uma recontração àquele lote em prazo mais reduzido (talvez, com custos resultantes até mais competitivos em relação à contratação original).

Mesmo no caso de empreendimento contratado no Leilão de Geração nº 01/2019 (Roraima), há empreendimento em atraso com obra sequer iniciada, com potência total de 56,2 MW. Reconhece-se o esforço da ANEEL nas fiscalizações em curso no parque gerador de Roraima, sobretudo, em contexto pandêmico, em que houve restrição à mobilidade. No entanto, serve o presente item como ponto de atenção – as contratações previstas pelo MME poderiam levar em conta a perspectiva de revogação de outorgas pela ANEEL, em benefício da modicidade tarifária e dos consumidores.

A rapidez do remédio regulatório, em tais casos, é a melhor solução para evitar prejuízos, sobretudo, considerando as sensibilidades a que está exposto um sistema isolado.

n. Mecanismo de sub-rogação

O Decreto nº 9.047/2017 promoveu, mediante comprovação de efetiva redução do dispêndio de CCC, a elegibilidade de empreendimentos ao mecanismo de sub-rogação: transmissão, distribuição, geração, armazenamento e eficiência energética. A Eneva focará na sub-rogação de geração, considerando se tratar de um agente econômico que atua neste segmento.



A Resolução Normativa ANEEL nº 801/2017 já estabelece método de compensação para a sub-rogação no caso de empreendimentos de geração de energia elétrica. Ele se traduz, em síntese, pela valoração da diferença do custo total de geração do empreendimento que foi substituído/evitado e o que reduziu o dispêndio da CCC:

I – Nos casos dos empreendimentos de geração de energia elétrica:

$$B_i = G_{\text{realizada}} \cdot (CT_{\text{substituída}} - CG_{\text{empreendimento}} - CT_{\text{amort substituída}})$$

Onde:

B_i : valor do benefício a ser pago no mês "i", em R\$;

$G_{\text{realizada}}$: energia gerada pelo empreendimento sub-rogado (MW.h);

$CT_{\text{substituída}}$: custo total da energia substituída ou evitada, inclui receita fixa, O&M e combustíveis (R\$/MW.h);

$CG_{\text{empreendimento}}$: custo total* de geração do empreendimento que reduziu o dispêndio da CCC (R\$/MW.h);

$CT_{\text{amort substituída}}$: custos não amortizados de contratação de potência e energia elétrica celebrada entre beneficiário e gerador, se aplicável.

Na prática, a sub-rogação antecipada da CCC tem ocorrido para custear obras de interligação de localidades isoladas ao SIN propostas pelas distribuidoras, em que a EPE realiza uma análise da redução prevista nos dispêndios da conta setorial, a fim de demonstrar a atratividade da sub-rogação para os consumidores. Tais processos de sub-rogação de recursos da CCC para fins de interligação encontram-se mencionados na NOTA TÉCNICA, inclusive, para os Estados do Amazonas, Rondônia, Acre e Pará.

No tocante a obras de Geração, já há histórico de processos administrativos de sub-rogação da ANEEL que autorizaram a conversão de combustível de óleo/combustíveis líquidos para gás natural na região metropolitana de Manaus e de efficientização em usina termelétrica no Pará, mas não se verifica sua prática contumaz com novas solicitações.

Assim, com relação à promoção da sub-rogação de forma mais aprofundada e eficiente, o item "Oferta Permanente para Sistemas Isolados – a partir de 2023", presente nesta contribuição, endereça, a nosso ver, adequadamente a questão, podendo ou não ser mecanismo a ser utilizado para fins de licitação permanente por parte dos proponentes.