

CONTRIBUIÇÕES REFERENTES À CONSULTA PÚBLICA Nº 160/2024

**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 160/2024

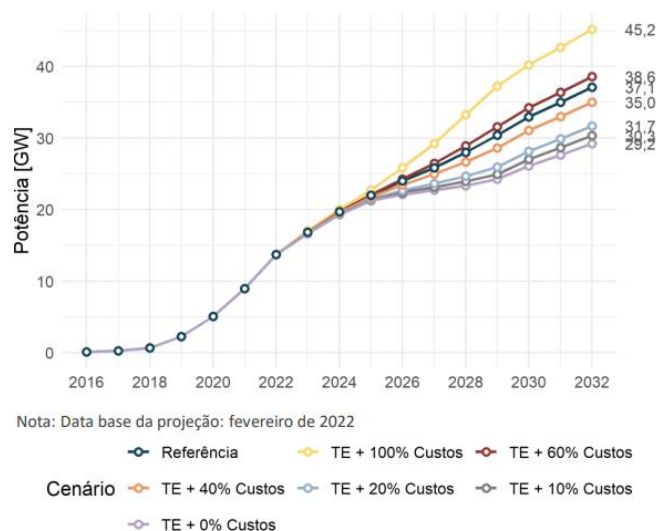
OBJETO: Contribuições à minuta de Portaria contendo as Diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica, a partir de empreendimentos de geração, novos e existentes, denominado “Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 - LRCAP de 2024”.

A ABRACE, associação setorial que representa os grandes consumidores industriais de energia, no viés de contribuir com o processo de aperfeiçoamento regulatório e modernização do setor elétrico brasileiro - SEB, apresenta abaixo suas considerações sobre as diretrizes para realização do LRCAP 2024.

1. Da necessidade de potência

Os estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que avaliam o balanço de potência e energia do sistema, que compõe o Plano Decenal de Energia (PDE), datam de dezembro de 2022, com os dados do Programa Mensal da Operação (PMO) de maio de 2022, um intervalo considerável de quase 2 anos entre os dados utilizados e a Consulta Pública em discussão, com resultados que não se mostram mais razoáveis, principalmente para balizar a contratação de potência deste Leilão, com números que podem ser considerados defasados, como o crescimento da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD).

Figura 1. Projeção da capacidade instalada de MMGD (GW) por cenário.



Fonte: Caderno Micro e Minigeração Distribuída & Baterias do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032.

A Figura 1 traz a projeção de MMGD realizada pela EPE no PDE 2032, onde é possível verificar que, considerando o Cenário de Referência, em 2023 alcançaríamos uma potência instalada de cerca de 16 GW, porém, segundo dados da ANEEL, de 25 de março de 2024, o Brasil atingiu uma capacidade instalada de 28 GW¹, superando até a estimativa para 2026, o que mostra o quanto esses números estão defasados e não acompanham o verdadeiro crescimento da MMGD.

¹<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiy2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYtctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSI6ImMiOjR9>

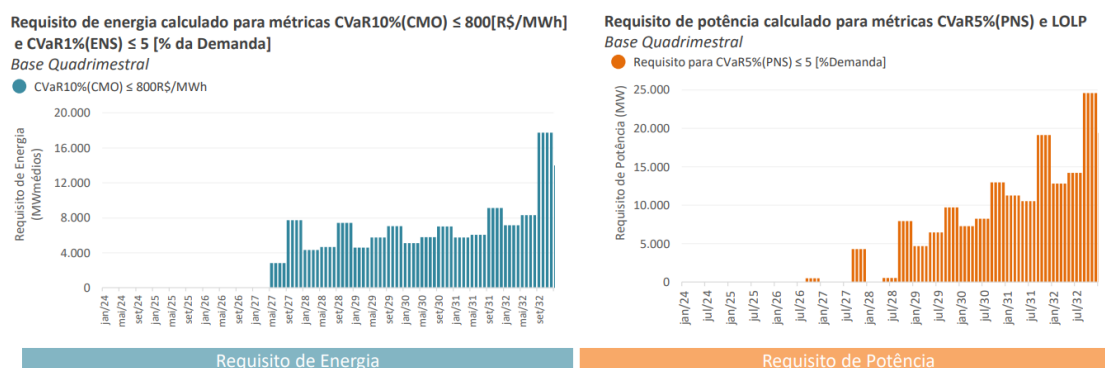


Ainda, do caderno publicado pela EPE, denominado Geração Centralizada de Energia Elétrica - Requisitos de Energia e Potência, datado de dezembro de 2022, houve a divulgação das premissas para elaboração apenas do Caso Base, visto que é o cenário de configuração inicial, sem expansão indicativa, para avaliação das necessidades do Sistema Interligado Nacional (SIN) e, conseqüente quantificação dos requisitos de potência e energia, conforme os critérios de suprimento.

No entanto, neste Caso Base, considerou-se a expansão da MGD vista anteriormente, que se encontra defasada, além da configuração do sistema existente e os empreendimentos contratados até abril de 2022. Entretanto, a realidade do parque gerador contratado já é diferente. Além disso, não foram consideradas nas premissas de oferta as térmicas a gás natural da Lei nº 14.182 (Lei da “Eletrobras”), cerca de 6,7 GW.

Neste cenário, verificou-se que há violação do critério de energia e potência em 2027, em um montante abaixo dos 5 GW de inserção de potência e abaixo dos 8 GWmed de inserção de energia, como pode ser verificado na figura abaixo.

Figura 2. Requisitos de Energia e Potência do Sistema.



Fonte: Caderno Geração Centralizada de Energia Elétrica - Requisitos de Energia e Potência do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032.

Visando atualizar este estudo de Balanço de Potência e Energia do SIN, a ABRACE contratou um estudo da renomada Consultoria PSR, que concluiu seus resultados utilizando a metodologia Oficial da EPE, com atualização dos dados de entrada, e desenvolveu um estudo adicional com sua metodologia própria, que utiliza seu modelo matemático, o SDDP, por meio de um Cenário Base e quatro sensibilidades. Em suma, o Cenário Base considera os dados do PMO de maio/23, o descomissionamento das



UTES com contrato vencendo nos próximos anos, a evolução da carga da 1ª Revisão Quadrimestral 2023-2027 + Taxa de Crescimento do Cenário Referência PDE 2032 (pós 2027) e hidrologia com convergência para a Média de Longo Termo (MLT).

Figura 3. Cenários simulados pela PSR.

	Sensibilidade 4	Sensibilidade 3	Cenário Base	Sensibilidade 1	Sensibilidade 2
Demanda	Baixa (cresc. 3,1%)	Baixa (cresc. 3,1%)	Base (cresc. 3,8%)	Alto (cresc. 4,5%)	Alto (cresc. 4,5%)
Hidrologia	Base (100% MLT)	Base (100% MLT)	Base (100% MLT)	Base (100% MLT)	Baixa (83% MLT)
UTES Lei 14.182	Alto (8 GW)	Base (0,8 GW)	Base (0,8 GW)	Base (0,8 GW)	Base (0,8 GW)
ACL Extra	Alto (1,8 GW)	Base (0 GW)	Base (0 GW)	Base (0 GW)	Base (0 GW)

Fonte: Estudo elaborado pela Consultoria PSR.

Como resultado, a figura abaixo sumariza o requisito de potência calculado utilizando a **metodologia da EPE**, pela PSR, onde se observa que, à exceção da Sensibilidade 2, cenário mais pessimista, em todos os casos a **necessidade de contratação de nova potência ocorre a partir de 2028** – consideramos os valores apresentados para 2026 irrelevantes e que não deveriam ser objeto de leilão.

Figura 4. Resultados do Requisito de Potência modelo EPE.

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Sensibilidade 2	1,3 GW	4,9 GW	7,4 GW	9,4 GW	12,7 GW	18,0 GW	26,7 GW
Sensibilidade 1	0,07 GW	0 GW	3,7 GW	6,9 GW	9,4 GW	13,6 GW	17,8 GW
Caso Base	0,03 GW	0 GW	2,5 GW	6,7 GW	8,8 GW	11,8 GW	14,9 GW
Sensibilidade 3	0,06 MW	0 GW	2,6 GW	5,2 GW	7,0 GW	9,9 GW	13,3 GW
Sensibilidade 4	0,04 GW	0 GW	0,2 GW	1,0 GW	2,4 GW	3,7 GW	7,0 GW

Fonte: Estudo elaborado pela Consultoria PSR.

No caso adicional, utilizando a metodologia da PSR, que utiliza o modelo computacional próprio, o SDDP, considera as usinas individualizadas, simulação horária e simulação estática, com os mesmos dados, temos como resultado a figura abaixo, onde só haveria necessidade de contratação de potência a partir de 2029, considerando o Caso Base. Importante ressaltar que em todos os casos simulados as termoeletricas com contratos se encerrando ao longo do horizonte simulado foram descomissionadas, ou seja, consideradas inexistentes no SIN.

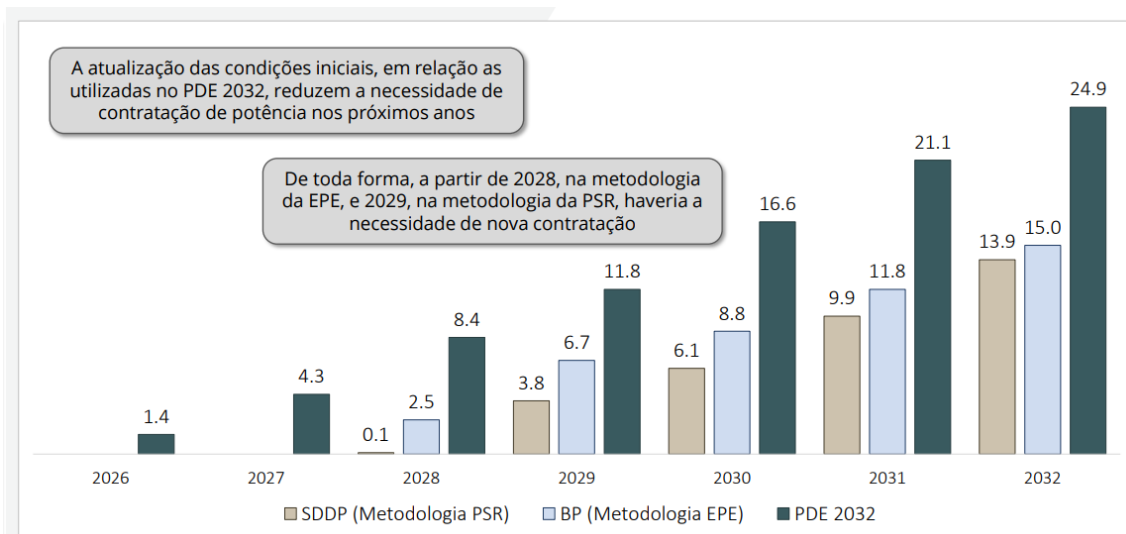
Figura 5. Resultados do Requisito de Potência modelo PSR.

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Sensibilidade 2	0,0 GW	0,0 GW	3,7 GW	8,0 GW	10,8 GW	16,0 GW	19,4 GW
Sensibilidade 1	0 GW	0 GW	0,5 GW	4,0 GW	6,3 GW	12,1 GW	15,2 GW
Caso Base	0 GW	0 GW	0,1 GW	3,8 GW	6,1 GW	9,9 GW	13,9 GW
Sensibilidade 3	0 GW	0 GW	0 GW	2,5 GW	3,5 GW	5,1 GW	7,4 GW
Sensibilidade 4	0 GW	0 GW	0 GW	0 GW	0 GW	0 GW	2,1 GW

Fonte: Estudo elaborado pela Consultoria PSR.

Por fim, considerando o Cenário Base como referência, chegamos à comparação abaixo.

Figura 6. Comparação do resultado do requisito potência para o Caso Base.



Fonte: Estudo elaborado pela Consultoria PSR.

O **resultado dos estudos desenvolvidos pela PSR evidencia que haveria uma necessidade real de potência apenas a partir de 2029**, diferenciando-se tanto do resultado do PDE 2032 e da atualização dos dados de entrada no estudo de balanço de potência e energia da EPE realizado pela PSR, que indicam, respectivamente, necessidade de contratação de um montante considerável já em 2026 e 2028.

A proposta da Consulta Pública é para que o primeiro produto entre em operação comercial em julho de 2027, no entanto, considerando o exposto evidenciamos que não há necessidade de contratação de potência adicional ao SIN já para o ano de 2027 e, considerando ser fundamental que este Ministério tenha prudência nos montantes que serão contratados a fim de evitar custos elevados e desnecessários com impactos relevantes nas tarifas de todos consumidores, e de posse de todo esse denso estudo, **a ABRACE contribui para que todos os produtos se iniciem apenas a partir de 2028.**

2. Dos problemas enfrentados no desenho do 1º LRCAP

Na visão da ABRACE o resultado do 1º Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP), ocorrido em dezembro de 2021, foi danoso aos consumidores de energia.

No referido certame foram contratados exorbitantes 5,1 GW de usinas térmicas, montante que contribuiu para baixa competitividade, inclusive contratando fontes cujo

combustível é o óleo combustível e diesel, devido a existência de falhas nas diretrizes e regras do leilão que foram contestadas com sucesso no âmbito judicial.

O montante a ser contratado foi definido pela EPE por meio de estudos realizados para identificar a necessidade de potência que o sistema precisará nos próximos anos. Desses valores, o Ministério tomou a decisão de contratar um volume elevado de potência em um único certame, afastando a competição necessária para garantir um preço módico ao consumidor. Esta questão poderia ter sido resolvida por meio da realização de Leilões anuais entre 2021 e 2024 com foco naquelas ofertas de potência existentes, mas no final dos seus contratos, e em novas oportunidades como as usinas hidráulicas com capacidade de incrementar sua potência, garantindo a entrada em operação comercial em julho de 2026.

Ainda, os valores de Preço da Potência dessas usinas contratadas foram muito próximos ao preço-teto e poderiam ter sido menores caso a competição tivesse ocorrido, considerando que são usinas existentes em operação há mais de 15 anos, e que não terão que executar grandes obras onerosas como os novos empreendimentos a gás natural.

Do CVU, este foi definido como uma barreira de entrada para os empreendimentos participarem do Leilão, sendo R\$ 600/MWh, onde só poderiam participar os geradores que tivessem um CVU menor que esse valor. No entanto, por meio de liminar, usinas com custos variáveis bem superiores conseguiram participar do Leilão, ofertaram preços da potência, inferior até que as usinas a gás natural, e se sagraram vencedoras.

Partimos da premissa que o objetivo deste Ministério ao impor um limite ao CVU possa ter o condão de restringir a contratação apenas as usinas movidas a gás natural, visto que seus parâmetros técnicos se encaixam na necessidade de prover flexibilidade e resposta rápida ao sistema, além de caminhar para a descarbonização da matriz elétrica brasileira, porém, ao invés de limitar a contratação dos combustíveis embasado nestes critérios técnicos, optou-se por balizar pelo CVU, o que acabou viabilizando as discussões no âmbito jurídico.

Dos pontos expostos, a ABRACE avalia que a modelagem e execução deste primeiro Leilão não foram adequados: não houve uma definição clara para restringir a



participação de fontes que utilizem combustíveis com alta taxa de emissões de gases poluentes com a óleo diesel ou combustível; e um volume de contratação única elevado, inibindo a necessária competição por Receitas Fixas inferiores.

De posse da própria experiência ocorrida no 1º LRCAP, **a ABRACE contribui para que sejam definidas previamente as fontes de geração que podem participar no Leilão.** Visto que, se o Ministério está buscando descarbonizar a matriz, é mais interessante vedar a participação de fontes geração termelétrica movidas a combustíveis poluentes, do que estipular novamente uma barreira de CVU, mecanismo já contestado judicialmente.

No entanto, se o posicionamento do governo for de **buscar a neutralidade tecnológica**, medida que a ABRACE concorda plenamente, sem impor barreiras de entrada, é interessante avaliar a permissão de participação de qualquer combustível, desde que atendam todos os requisitos de flexibilidade e se adequem aos produtos definidos no Leilão. Seria possível inclusive desenhar produtos com neutralidade tecnológica que tenha como diretriz um valor máximo de emissões por energia gerada (CO²/MWh). Permitindo inclusive que as emissões sejam mitigadas por meio de certificados.

Ainda, visando obter um desenho de Leilão que seja o mais benéfico para a contratação dos requisitos do sistema e que não onere os consumidores com custos exorbitantes, evidenciamos a seguir outras contribuições da Associação para o Leilão de Reserva de Capacidade, na forma de potência.

3. Definição dos Produtos e do período de suprimento

Para garantir o adequado suprimento aos requisitos do sistema, buscando maior realismo entre a expansão da nova oferta de geração e a operação, o melhor caminho seria o Operador Nacional do Sistema (ONS), em conjunto com a EPE, definissem os produtos com base nas reais necessidades sob a ótica do que o Operador enfrenta no dia a dia e, com isso, abrir a possibilidade para que todas as fontes, tecnologias e soluções de mercado, aptas para o Leilão, possam realizar ofertas, desde que cumpram as especificidades de cada produto.

Seguindo essa lógica, a ABRACE contribui para que sejam definidos, e não limitados a eles, os seguintes produtos como uma contribuição inicial para este certame:

- **Produto 1:** capacidade de entregar potência por 4 horas.
- **Produto 2:** capacidade de entregar potência por 6 horas.
- **Produto 3:** capacidade de entregar potência por 8 horas.

E ainda, para uma melhor adequação das características técnicas das fontes ou tecnologias de armazenamento à necessidade de flexibilidade do Leilão, a rampa de acionamento deverá ser de no máximo 1 hora e a rampa de desligamento de 1 hora, além de um tempo mínimo de permanência na condição desligado proporcional ao período de entrega do produto, ou seja, 4, 6 e 8 horas respectivamente.

Seguindo a mesma lógica apresentada na proposta de Portaria, em que o custo das rampas deve ser de responsabilidade do empreendedor, sendo apenas valorada pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sem gerar encargo por Unit Commitment.

Importante também que não exista qualquer restrição no número de despachos por dia, mês e ano. Esta ausência de limitação é importante para real neutralidade tecnológica, desta forma, por exemplo, soluções de armazenamento devem garantir a mesma capacidade de acionamento que as usinas térmicas entregam.

Os **horários indicados nos produtos foram definidos com base na Grade Horária de Resposta da Demanda**, que o próprio operador vem publicando mensalmente e, com base na análise daquelas que foram publicadas em 2024, verificou-se a necessidade constante de um produto de 4 horas, com variações entre 5 e 9 horas (esse último menos recorrente e mais focado nos submercados Sudeste, Sul e Norte), como pode ser confirmado na figura abaixo, que traz o resumo agregado das Grades Horárias de 2024.

Tabela 1. Grades Horárias de Resposta da Demanda em 2024.

Submercado	Dias úteis								
	janeiro e fevereiro 2024			mar/24			abr/24		
	Produto 1	Produto 2	Produto 3	Produto 1	Produto 2	Produto 3	Produto 1	Produto 2	Produto 3
Sudeste	14h às 23h	14hàs 19h	19h às 23h	15hàs 23h	15h às 19h	19h às 23h	15hàs 23h	15h às 19h	19h às 23h
Sul	14h às 18h	19h às 23h		15h às 19h	19h às 23h		15h às 19h	19h às 23h	
Nordeste	15h às 24h	15h às 19h	19h às 24h	16h às 20h	20h às 24h		14h às 20h	18h às 24h	
Norte	15h às 24h	15h às 19h	19h às 24h	14h às 18h	20h às 24h		14h às 18h	18h às 24h	

Esses horários são justamente definidos para os momentos em que o Operador necessita de redução da demanda para atender o balanço de potência, principalmente nos horários de ponta, visando reduzir os custos do sistema. E é nesses horários que se dá a maior necessidade de potência, com isso, sendo ótimos balizadores para os produtos indicados na contribuição da Associação.

Sobre os participantes, acreditamos que as fontes de geração termelétrica ou hidrelétrica e as tecnologias de armazenamento, combinadas ou não com geração renovável, possam ser as mais adequadas para o suprimento dos produtos elencados, visto também sua maturidade atual no setor elétrico brasileiro.

No entanto, é importante elencar o benefício que a Resposta da Demanda pode trazer para os futuros leilões. É esperado para o 2º semestre de 2024 a realização do 1º Leilão para contratar a disponibilidade dos consumidores que consigam prestar o serviço de Resposta da Demanda por um tempo determinado, recebendo uma receita fixa mensal para tal, seguindo toda a lógica de entregar a necessidade do Operador, que será o responsável por indicar o período de suprimento, podendo este ser por exemplo, durante o período seco apenas, visto a real necessidade já vivenciada, bem como qual será o tempo entre o aviso do despacho e o início da entrega do produto (em horas), a duração do produto (em horas), além de outros pontos necessários para resultar na melhor contratação possível.

Há diversas evidências, e até experiências internacionais que corroboram a importância da definição do produto “potência despachável” pelas necessidades do sistema elétrico, e principalmente por quem ele é operado, ao invés de construir uma solução incompleta



e restritiva, previamente escolhendo os vencedores sem a necessária competição. Avançar desde já em uma contratação com neutralidade tecnológica irá beneficiar todo sistema elétrico, o dia a dia do ONS, e principalmente deve garantir a modicidade tarifária requerida, como é evidenciado nas experiências internacionais trazidas abaixo para subsidiar a proposta da ABRACE.

Por fim, quanto ao **início do período de suprimento**, a contribuição é para que ele se inicie apenas em 2028 para todos os produtos, sem necessidade de contratação de um produto para início em junho de 2027, visto que como observado no estudo da PSR apresentado nesta contribuição o sistema elétrico não carece dessa contratação precoce, e se for realizada se mostrará ineficiente e temerária visto que existem outras soluções de curto prazo, como a Resposta da Demanda por disponibilidade, a serem desenvolvidas antes de uma contratação centralizada que irá impactar a tarifa dos consumidores por um período de 15 anos.

Da **duração dos contratos**, podemos utilizar como base a experiência internacional do mercado de capacidade aplicado na Colômbia, evidenciado em material desenvolvido pela EPE denominado “Relatório de apoio ao Workshop de Lastro e Energia”², que consolidou o diagnóstico do modelo atual de expansão do setor elétrico e endereçou possíveis soluções para os problemas encontrados.

Na Colômbia são realizados leilões chamados de “*Subastas de Confiabilidad*”, onde seus custos de contratação também são suportados por meio de um encargo, o “*Cargo por Confiabilidad*”, que é pago por todos os consumidores regulados e livres. Nesse tipo de certame, o regulador define uma curva de demanda, objetivando representar sua elasticidade de preço, já os licitantes oferecem suas curvas de oferta dentro da faixa de preço da rodada do Leilão, à medida que os preços diminuem, os ofertantes só podem manter ou reduzir a quantidade ofertada, sendo que o processo finda quando a oferta e demanda ficam equilibradas, sem excesso de oferta.

² <https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/Documents/Modernizacao-Setor-Eletrico/Lastro-Energia/Relat%C3%B3rio%20de%20apoio%20ao%20workshop%20lastro%20e%20energia.pdf>



A participação no Leilão é aberta tanto para geradores novos e existentes, que competem entre si e tem direito a diferentes durações de contratos, sendo:

- Até 20 anos, para novos geradores (não em construção no momento do leilão);
- Até 10 anos, para novos geradores “especiais” (em construção no momento do leilão, mas não em operação comercial);
- Até 5 anos, para geradores existentes “repotenciadas” (em operação comercial no momento do leilão, mas em reforma);
- Até 1 ano, para geradores existentes (em operação comercial no momento do leilão).

Esses Leilões vem sendo realizados na Colômbia desde 2008 e vem logrando êxito desde então, sendo um ótimo case para o mercado brasileiro em alguns pontos, um deles é a questão da duração dos contratos para plantas existentes.

Outra experiência relevante é a do Leilão de Capacidade realizado no Reino Unido, onde o Operador do Sistema de Transmissão (*National Grid*) produz um relatório anual de adequação de capacidade para informar ao governo o quanto precisa ser contratado e para suprir essa demanda são considerados geração nova e existente, resposta da demanda, armazenamento e interconexões. Do prazo de duração do contrato, temos:

- 1 ano, para geração existente, resposta da demanda e interconexões;
- 3 anos, para geração reformada;
- Até 15 anos, para geração nova.

Com base nessas e outras experiências internacionais, é evidente que os contratos para plantas já existentes devem ter uma duração menor, visto que 100% dos ativos estão amortizados. Nessa linha, **a contribuição da Associação é para que o período dos contratos também seja diferenciados**, seguindo a seguinte lógica, mas adaptado para a realidade brasileira e para o desenho de Leilão proposto:

- Até **10 anos**, para novos geradores (independente da fonte/combustível).
- Até **7 anos**, para geradores existentes térmicos (que tenham seus contratos findados até a realização do Leilão) ou hidrelétricos que executarão ampliação de sua capacidade instalada (repotenciação).

- Até **5 anos**, para qualquer solução híbrida nova, como sistemas de baterias isolados ou acoplados à geração renovável.

Com essa diferenciação dos contratos, se torna ainda mais factível a competição entre as fontes, que terão sua remuneração aderente ao período de suprimento.

4. Localização dos empreendimentos

Na visão da Associação, para que o Leilão tenha êxito, é necessário ter uma definição adequada dos produtos, dos critérios de habilitação, das penalidades associadas à não entrega do produto ou à indisponibilidade, e, principalmente, onde este empreendimento estará localizado.

Assim, definidos os produtos, é importante também delimitar a localização da potência a ser contratada, tomando como base todas as restrições à transmissão de energia que existem atualmente e que possam existir até a entrada em operação comercial do empreendimento.

Oportunamente este foi um ponto evidenciado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL na Nota Técnica nº 37/2024/DPOG/SNTEP, que subsidia esta Consulta Pública, no que se refere ao Ofício encaminhado ao Ministério, destacando essa necessidade de avaliação de contratação de potência locacional.

É evidente que estamos enfrentando diversas restrições sistêmicas que acabam gerando custos aos consumidores e que também, muitas vezes, acabam “jogando energia fora” por não ter como utilizá-la, devido, por exemplo, à competição existente entre as fontes conectadas em um determinado barramento, sendo necessário cortes de geração para não desequilibrar a tensão e a frequência daquela determinada linha. O que eventualmente se torna um custo por meio do encargo de Constrained-off a ser pago pelos consumidores, que no momento já encontra regulamentação avançada para as eólicas e solares, além do encargo que cobre o corte de geração térmica, que vem sendo cobrado há vários anos.

Da mesma maneira, pode ocorrer de uma usina ser contratada para uma região que tenha esse problema e a potência contratada no Leilão não ser aproveitada em sua

totalidade, devido a restrições locais ou sistêmicas da região, fato que não é irreal mas seria caracterizado como absurdo.

Ademais, além de mapear os locais com excesso de restrições na transmissão, **é necessário definir os locais que mais necessitam de inserção de potência**, dando prioridade então para um local com necessidade de potência elevada e sem restrições na transmissão para não afetar a inserção de potência no sistema nos momentos mapeados pelo Operador.

5. Ofertantes

A proposta do MME é para que haja vedação à participação das UHEs cotistas, devido ao seu regime jurídico, que não permitiria a participação no Leilão. No entanto, segundo levantamento realizado, algumas usinas cotistas terão seu contrato findado em 2027, abrindo a possibilidade de sua utilização para início de operação comercial tanto neste ano como em 2028, seguindo a proposta de início de suprimento da CP. E se for considerar os estudos apresentado pela ABRACE, já evidenciados nesta contribuição, haveria necessidade de contratação apenas a partir de 2028, considerando os dados de entrada da metodologia EPE atualizados e a partir de 2029, considerando a metodologia da PSR.

Dessa maneira, com o aval para participação dessas UHEs cotistas, que foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, teríamos mais disponibilidade de potência para ampliar a competição no Leilão.

Caso a lógica dos produtos permaneça igual a proposta nesta Consulta Pública, alguns pontos necessitam de ajustes, como definir os requisitos mínimos de flexibilidade, em linha com os que foram definidos para as Usinas Termelétricas (UTES). A ABRACE propõe o estabelecimento de pelo menos o requisito para o tempo total de rampa de acionamento (R-up), sendo que este tem que ser menor ou igual a 1 hora, bem como a rampa de desligamento (R-dn) seja menor ou igual a 1 hora, com base no que o Operador trouxe na Carta nº 0275/2024, em que define os “*Requisitos de flexibilidade operacional no Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, de 2024*”.

Nesta carta há a explicação para a definição das rampas: “*as rampas de acionamento de no máximo 1 hora e 30 minutos permitem decisões mais assertivas na operação em*



tempo real, mantendo-se a flexibilidade operativa. De forma similar, as rampas de desligamento de no máximo 1 hora são possíveis de serem alocadas nos períodos subsequentes ao período de geração demandado pelo SIN.”

Um outro equacionamento que não foi disposto na NT em tela, foi a questão de como será medida a obrigação de entrega das UHEs, visto que estas têm outros contratos vigentes e dependem do volume dos reservatórios de regularização, ainda nesse sentido, se a usina não tiver água para obedecer ao despacho do ONS, sendo que a causa são os despachos realizados anteriormente, o empreendedor será penalizado? Nesse caso, se entrou na programação diária o empreendedor é obrigado a cumprir? São questões importantes que precisam ser elucidadas por este Ministério.

Ainda na toada de contribuições ao que é trazido na NT em tela, **a decisão de aprimorar os requisitos mínimos de flexibilidade das UTEs é acertada e em linha com que o operador deseja**, que é contratar usinas cada vez mais flexíveis, capazes de atender a picos de demanda, desligar parte da geração no patamar de carga leve e ainda acionar novamente para atender o patamar de carga média ou pesada. Dessa maneira, corroboramos com as definições do Operador para tais requisitos das UTEs.

Do armazenamento, este não está contemplado na Nota Técnica e nos demais documentos que subsidiam esta CP, no entanto, foi sinalizado pelo Ministro de Minas e Energia que “o governo federal vai incluir os sistemas de bateria de energia no leilão de reserva de capacidade programado para o final de agosto.”³

A **ABRACE concorda com a possibilidade de inserção de sistemas de armazenamento, soluções híbridas e inclusive UHEs Reversíveis**, mas entende que os seus requisitos mínimos de flexibilidade também precisam ser discutidos com a sociedade, com um estudo do Operador subsidiando tais diretrizes, que são importantes para garantir o suprimento correto da potência necessária.

³ <https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2024/03/ministro-confirma-que-governo-federal-vai-incluir-baterias-em-leilao-de-energia.shtml>

6. Penalidades

Tanto para a proposta do MME, quanto para a proposta da ABRACE, é necessário delimitar as penalidades por não entrega do produto contratado. Neste caso, a Associação corrobora com a visão deste Ministério de definir as seguintes penalidades:

- Caso um agente termelétrico não entregue a potência demandada, implicará a redução mínima de 5% da parcela mensal da Receita Fixa para cada hora de potência não entregue.
- Caso um agente hidrelétrico fique indisponível, implicará a redução mínima de 5% da parcela mensal da Receita Fixa para cada hora de indisponibilidade.

Entretanto não concordamos com a limitação de 50% para redução da receita fixa de cada mês apurado. Estar disponível ao sistema elétrico, assim como performar conforme proposto livremente pelo próprio agente são condições fundamentais. Por este motivo entendemos que a recorrência de falhas deve ser severamente punida, com a retirada de no mínimo 100% da receita fixa mensal do agente infrator.

7. Necessidade de uma 2ª Fase da Consulta Pública nº 160/24

Tomando como base afirmação do Ministro de que sistemas de armazenamento poderão participar do LRCAP 2024, o que não está sendo colocado nesta consulta para discutir com a sociedade sobre como serão definidos seus requisitos mínimos de flexibilidade, bem como as penalidades associadas a não entrega da potência contratada, além de elucidar os questionamentos em torno da participação das UHEs, e que não existe urgência para realização do certame, **é necessário uma 2ª Fase desta Consulta Pública para discutir tais importantes diretrizes.**

Além da discussão das contribuições realizadas por outros agentes que possam mudar a estruturação do Leilão, como é o caso da ABRACE na redefinição dos produtos.

8. Resumo das propostas da ABRACE para o LRCAP

1. A contratação de todos os produtos se inicie apenas a partir de 2028.
2. Avaliar a permissão de participação de qualquer combustível, desde que atendam todos os requisitos de flexibilidade e se adequem aos produtos definidos no Leilão. Seria possível inclusive desenhar produtos com neutralidade tecnológica que tenha como diretriz um valor máximo de emissões por energia gerada (CO²/MWh).
3. Os produtos sejam atrelados à capacidade de entregar potência por determinada quantidade de horas, e não à fonte de geração, além da definição de rampa de acionamento de no máximo 1 hora, rampa de desligamento de no máximo 1 hora e tempo mínimo de permanência desligado proporcional a cada produto (4, 6 ou 8 horas), bem como garantir que as rampas serão remuneradas pelo PLD e não pelo CVU da usina, não gerando encargo para o consumidor.
4. A duração dos contratos seja diferenciada das usualmente utilizadas no setor elétrico brasileiro, seguindo a lógica de até 10 anos, para novos geradores (independente da fonte/combustível); até 7 anos, para geradores existentes térmicos (que tenham seus contratos findados até a realização do Leilão) ou hidrelétricos que executarão ampliação de sua capacidade instalada (repotenciação); e até 5 anos, para qualquer solução híbrida nova, como sistemas de baterias isolados ou acoplados à geração renovável.
5. É necessário definir os locais que mais necessitam de inserção de potência, dando prioridade então para um local com necessidade de potência elevada e sem restrições na transmissão.
6. A Associação concorda com a possibilidade de inserção desses sistemas de armazenamento, soluções híbridas e UHEs Reversíveis, no entanto, considerando que os sistemas de armazenamento poderão participar do Leilão, é necessário definir penalidades aderentes para evitar a não entrega da potência requerida em um determinado momento, podendo até ser a mesma dimensionada para as UTEs.
7. Necessidade de uma 2ª Fase de debates para discutir as contribuições enviadas pela sociedade e que possam ser aproveitadas visando alcançar um bom desenho do LRCAP.

