



Rio de Janeiro, 25 de abril de 2024.
ABRAGET 021/24.

Ao **Ministério de Minas e Energia - MME**

Assunto: Contribuição da **ABRAGET à Consulta Pública MME nº 160.**

A ABRAGET apresenta, a seguir, suas considerações para Consulta Pública, da minuta de Portaria Normativa 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".

Introdução

Inicialmente, parabenizamos a minuta de portaria do MME, que acertou ao estabelecer Produtos Termelétricos específicos para o suprimento de potência ao SIN com a devida Confiabilidade necessária, a qualquer instante, sem prejuízo de alguns aprimoramentos redacionais.

Antes de entrar especificamente nas contribuições propriamente ditas, a ABRAGET gostaria de apresentar seu entendimento quanto ao objetivo do LRCAP de 2024.

Entende-se pela definição internacional do conceito de Confiabilidade como o somatório dos seguintes requisitos necessários para atendimento ao SIN: (i) Adequação, que é a capacidade de geração para atendimento à demanda em regime permanente; (ii) Segurança, capacidade de geração para o atendimento quando o sistema passar

por emergências ditas “críveis” e resistir aos seus impactos, em regime de estabilidade; e (iii) Resiliência, capacidade de geração para que o sistema tenha condições de suportar contingências “extremas”, ou ter condições de ser prontamente restabelecido após as referidas contingências.

Segundo o Artigo 1 da minuta da portaria colocada em Consulta Pública, o Leilão tem o objetivo de garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, com vistas ao atendimento à necessidade de potência requerida pelo SIN, por meio da contratação de fontes de geração despacháveis centralizadamente.

Sobre este aspecto, o entendimento da ABRAGET é no sentido de que os requisitos de potência do SIN devem ser estabelecidos com o objetivo de atender à curva de carga da demanda em qualquer instante, seja na ponta, e até mesmo nas horas de carga leve.

Vale recordar que o último grande distúrbio que atingiu praticamente todo o SIN, o do dia 15 de agosto de 2023, ocorreu às 8 horas da manhã, exatamente em um período considerado de carga leve. São nos períodos de carga leve, que as linhas de transmissão ficam mais descarregadas e conseqüentemente há excesso de potência reativa no sistema. Como boa parte dos geradores síncronos podem não estar sendo programados para despacho na carga leve, uma vez que a preferência pela geração de energia é dada aos geradores assíncronos, há sérios riscos de colapso de tensão no SIN, em caso de desbalanceamento de tensão.

ABRAGET ressalta o papel das máquinas síncronas que possuem atributos como o fornecimento de inércia e regulação primária para o controle da frequência; e promovem, através dos seus robustos reguladores de tensão, a estabilidade de tensão. Os reguladores de tensão das máquinas síncronas oferecem suporte de potência reativa ao sistema elétrico de grande porte, como é o caso do SIN.

Destacamos ainda os desafios para a Operação de um sistema hidrotérmico de grande porte com grande penetração de renovável frente às dificuldades recorrentes de onda de calor, atraso de período

chuvosos, intermitências diárias de grande montante de geração eólica, redução drástica da geração distribuída ao final da tarde, entre outros aspectos que exigem requisitos de potência, mas que não são capturados pela modelagem energética para efeitos de programação da Operação.

Citamos o exemplo dos dois últimos anos em que mesmo com os reservatórios em níveis adequados, houve situações em que o Operador precisou utilizar todo o seu parque térmico. No caso da crise hídrica 2020/2021, o Operador necessitou colocar curvas metas por mês nos reservatórios para assegurar níveis mínimos. Outro grande impacto é a mudança climática e fenômenos de El Niño e La Niña que acarretam ondas de calor.

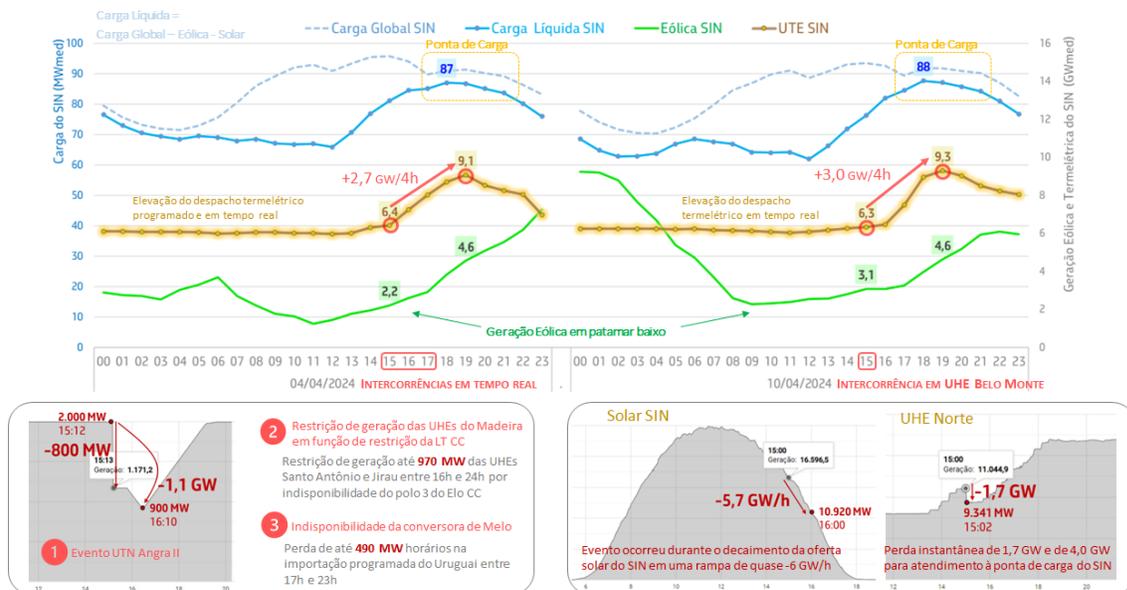
Os exemplos abaixo mostram o papel das termelétricas para prover confiabilidade devido intercorrências em tempo real no SIN. No primeiro exemplo da figura abaixo, é apresentado o despacho termelétrico ocorrido no dia 14 de novembro de 2023, período em que o nível dos reservatórios do sistema SE/CO estava em 66%, e que portanto, não foi previsto na etapa de Planejamento da Operação, mas mesmo assim, na Operação em Tempo Real houve necessidade de despacho termelétrico superior a 12GW em razão do aumento da demanda causada pelo elevado calor e pela frustração da geração solar e eólica para o período da tarde deste mesmo dia.



Papel das UTEs para prover confiabilidade devido intercorrências em tempo real no SIN

Outros exemplos recentes, ocorridos respectivamente nos dias 04/04/2024 e 10/04/2024, mostram a necessidade de despacho termelétrico em tempo real. O do dia 04/04/2024, foi necessário despacho termelétrico de 2,7 GW em quatro horas devido a perda de

geração da usina nuclear de Angra II e frustração de geração eólica. No dia 10/04/2024 foram acionados 3GW de geração termelétrica devido a perda de geração das usinas hidrelétricas do rio Madeira, em função de restrição de transmissão do elo de Corrente Contínua, e outras intercorrências relacionadas a frustração de geração eólica e solar.



Papel das UTEs para prover confiabilidade devido intercorrências em tempo real no SIN

Contextos de difícil previsão, como os mostrados nos exemplos acima, apresentam pouca sensibilidade em uma modelagem energética para períodos de médio a longo prazo. Porém, são eventos que necessitam ser considerados no Planejamento da Operação no Curto Prazo (24 horas), e afetam sensivelmente a operação do dia a dia.

Portanto, as premissas elétricas são bastantes relevantes e devem estar presentes na metodologia que irá determinar o montante de Reserva de Capacidade para atendimento à necessidade de potência requerida pelo SIN.

Pelas justificativas apresentadas acima pela ABRAGET, o mais correto, em termos do montante total de Reserva de Capacidade a ser contratado no LRCAP de 2024, deveria ser levado em consideração

uma capacidade de geração para atendimento à demanda em regime permanente, ou seja, para as 24 horas do dia.

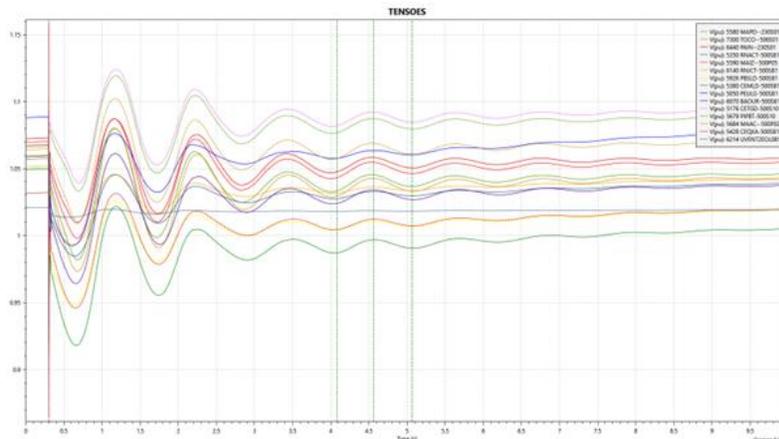
A ABRAGET discorda da possibilidade de alteração da minuta de Portaria para inclusão de produto adicional para contemplar sistemas de armazenamento (Baterias), no LRCAP de 2024. Para tanto, apresentamos as seguintes justificativas abaixo:

Em termos de adequacidade, não é possível uma bateria atender a dois ou três chamadas do Operador Nacional do Sistema no mesmo dia, ou por períodos prolongados: o que significa que o Sistema de Baterias não terá disponibilidade para atender ao requisito de potência durante as 24 horas do dia ao longo dos 7 dias da semana.

Sobre esse tema, uma prestação de serviço limitada a 365 (trezentos e sessenta e cinco) vezes ao ano, e/ou a 3-4 horas por dia, pode se demonstrar altamente frustrada para atendimento às necessidades operativas do SIN – especialmente, se considerarmos que o comportamento da carga é variável com o tempo. Períodos críticos mudam. Imagina-se, por exemplo, a hipótese de uma necessidade instantânea de potência requerida pelo ONS, em que o Sistema de Bateria já tivesse cumprido 3-4 horas de aporte em determinado dia e/ou já tivesse partido. Diferentemente da lógica operativa de confiabilidade que tem ocorrido de forma sustentável até o momento, o ONS passaria a deparar-se com “declarações de escassez” ou “declarações de já cumprimento” de recurso contratado com determinado fim (provimento de potência), haja vista sua ausência de aporte de confiabilidade 24x7. Como risco associado, estaria o déficit de potência, em prejuízo aos consumidores.

Em termos de confiabilidade de tensão e frequência, não é possível auxiliar o sistema, se houver um curto-circuito indutor de instabilidade próximo à bateria, pois a sua proteção a retirará de operação. Seus inversores (dispositivos de eletrônica de potência para transformar a corrente contínua que sai da bateria em alternada) que ligam as baterias ao SIN, só suportam de 20 a 40% de sobrecorrente.

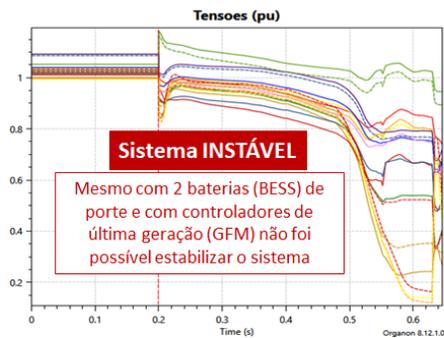
Na sequência, foi realizada a mesma simulação, substituindo as usinas de Porto de Pecém pelas duas máquinas síncronas da usina termelétrica de Fortaleza, cada uma com 120 MW, e o sistema também ficaria estável.



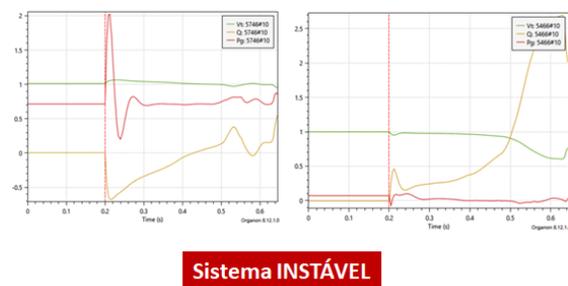
Tensões em barras do Nordeste – controle: eólicas-tensão, fotovoltaicas-Mvar; com Termofortaleza

No entanto, se tivéssemos duas baterias de 140MW cada, uma em Açú e outra em Fortaleza, ambas com as mais modernas tecnologias de controladores (GFM – Grid Forming Controllers), de custo bastante elevado, a instabilidade ocorreria da mesma forma que ocorreu naquele dia.

1 BESS em Fortaleza (max 140 MW) e 1 BESS em Açú (max 140 MW)
Despacho: 100 MW em Fortaleza e 10 MW em Açú



1 BESS em Fortaleza (max 140 MW) e 1 BESS em Açú (max 140 MW)
Despacho: 100 MW em Fortaleza e 10 MW em Açú



Tensões em barras do Nordeste – controle: eólicas-tensão, fotovoltaicas-Mvar; com Baterias

Dado o elevado custo das baterias GFM, este tipo de armazenador está sendo utilizado em alguns países apenas em caráter experimental. Em termos de mercado internacional, a tendência é a utilização das baterias GFL (Grid Following Controllers). As baterias GFL são conectadas ao sistema através de inversores que utilizam eletrônica de potência para transformar a corrente e tensão contínua em alternada. Finalmente, tal como já destacado em materiais deste MME que antecederam a Consulta Pública, a regulamentação brasileira para Baterias ainda não se mostra madura o suficiente, com pontos em aberto e cujas discussões ainda estão em tramitação na ANEEL.

Na sequência, encaminhamos as nossas contribuições específicas para a minuta de Portaria de Diretrizes para o LRCAP de 2024.

Capítulo I

DO LEILÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE NA FORMA DE POTÊNCIA DE 2024 - LRCAP DE 2024

Art. 2º O montante total de Reserva de Capacidade a ser contratada será definido pelo Ministério de Minas e Energia, com base em estudos da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, respeitados os critérios gerais de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

A ABRAGET vem debatendo com o MME e a EPE algumas premissas que deveriam ser adotadas na metodologia de cálculo para o montante total de Reserva de Capacidade a ser contratada.

A ABRAGET entende o esforço da EPE na definição de metodologia própria para levantamento das necessidades, no entanto a metodologia abordada em estudo elaborada por Consultoria renomada no Setor Elétrico para a ABRAGET traz uma série de aperfeiçoamentos que poderão melhorar ainda mais o levantamento das necessidades.

A Confiabilidade deve ser o principal foco do levantamento das necessidades de suprimento para o leilão de reserva de capacidade e a metodologia proposta pela ABRAGET busca um balanço adequado de premissas realistas e a Confiabilidade futura do SIN.

A metodologia proposta pela ABRAGET, realizada com o apoio da Consultoria THYMOS ENERGIA, determina o montante de capacidade a cada instante, levando em consideração fenômenos probabilísticos necessários para efeitos do cálculo da garantia de suprimento estabelecidos pelo CNPE, dentre eles:

- Demanda a cada instante;
- Programa de manutenção de gerações e linha de transmissão;
- Cenários de disponibilidade de potência das eólicas e solares (variações hora a hora);
- Cenários de disponibilidade mensal de potência das UHEs;
- Modelagem estocástica de GD.

Consideramos altamente relevante que a metodologia da EPE / ONS leve em consideração, para efeitos da modelagem dos critérios de suprimento aprovado pelo CNPE, a simulação horária cronológica com várias amostras anuais combinando as seguintes variáveis:

- Todas as incertezas da oferta de capacidade em detalhe (hidro, solar, eólica, GD solar)
- Manutenção e falhas nos equipamentos de geração com os dados estocásticos

No anexo das contribuições encaminhamos uma Nota Técnica detalhada da metodologia adotada pela ABRAGET/THYMOS e as principais diferenças relacionadas à metodologia da EPE.

Art. 4º No LRCAP de 2024, serão negociados os seguintes produtos:

I - Produto Potência Termelétrica 2027, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica, novos e existentes, sem inflexibilidade operativa;

II - Produto Potência Termelétrica 2028, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica novos e existentes, sem inflexibilidade operativa; e

O Leilão de Reserva de Capacidade reconhece a necessidade de expansão da geração visando a Confiabilidade do Sistema Elétrico, atributo que deve ser pago por todo o mercado (consumidores cativos e livres).

Outro diferencial importante deste tipo de leilão é a possibilidade da participação de empreendimentos **novos e existentes em todos os produtos termelétricos**, conforme previsto na Lei 14.120 de 1º de março de 2021.

Sobre este aspecto ressaltamos a importância deste dispositivo, para efeitos de recontração dos empreendimentos termelétricos a Gás Natural, Carvão Mineral, Óleo Diesel e Óleo Combustível, que estão com contratos de energia no Ambiente de Contração Regulado (ACR)

ou no Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) encerrados ou próximos do prazo final de encerramento.

Sem a garantia de um contrato estabelecido com o mercado, os riscos assumidos pelo gerador termelétrico descontratado, associados à incerteza do despacho da usina pelo ONS, ficam elevados, uma vez que as receitas fixas destes geradores estão atreladas a existência de um contrato.

O despacho termelétrico depende de variáveis estocásticas associadas ao nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, dos cenários hidrológicos futuros, entre outras incertezas. Tais efeitos probabilísticos resultam em uma grande dificuldade de previsão do despacho termelétrico.

Desta forma, a incerteza quanto a remuneração dos custos fixos das usinas termelétricas sem contrato levará aos empreendedores destas usinas a optarem pelo descomissionamento das mesmas como forma de evitar maiores prejuízos financeiros associados ao risco do despacho.

Com relação a este aspecto, até o ano de 2027 estão previstos mais de 9.000MW de usinas termelétricas ficarem descontratadas. Tal montante representa aproximadamente 5% da capacidade instalada total de geração de energia atualmente no País, e 40% da capacidade instalada de geração termelétrica atualmente no Brasil.

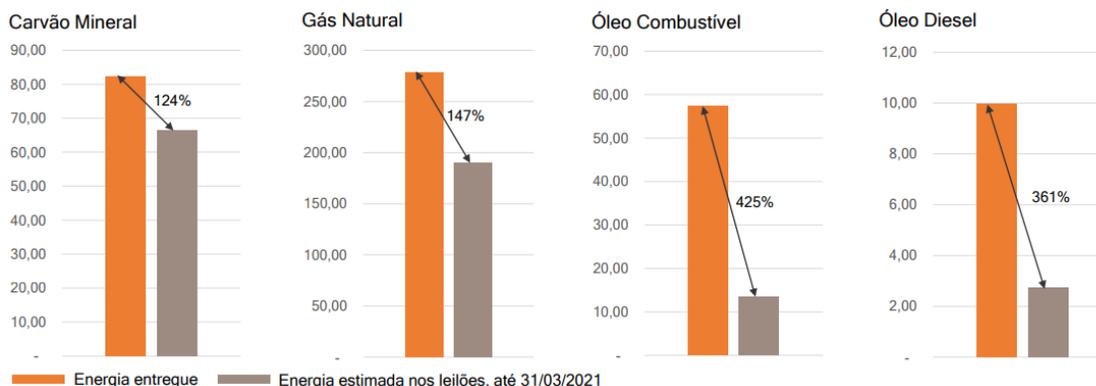
Estas termelétricas foram fundamentais para a manutenção da Confiabilidade do SIN, principalmente durante períodos críticos de escassez hídricas.

A realidade é que o despacho histórico dessas usinas em muito superou as expectativas àquelas previstas nas ocasiões de suas respectivas implantações, devido à uma mudança estrutural da matriz energética.

Para efeitos comparativos, um estudo elaborado pela ABRAGET, com participação da Thymos Energia, apontou que o conjunto de usinas termelétricas com CCEAR de disponibilidade entregou, desde o início de suprimento até o 1º trimestre de 2021, mais energia que aquela estimada pela EPE na ocasião da realização de seus respectivos leilões de energia.

Pelos resultados apresentados na figura abaixo, as usinas termelétricas a óleo combustível e óleo diesel foram muito mais despachadas, o que resultou em maior custo para os consumidores; e maior necessidade de intervenções de manutenções e conseqüentemente despesas adicionais não previstas para os respectivos investidores destas usinas.

Energia entregue vs. prevista nos leilões TWh



Estes resultados também demonstram que as incertezas relacionadas às variáveis utilizadas para efeitos de estudos de planejamento da expansão estão mal dimensionadas.

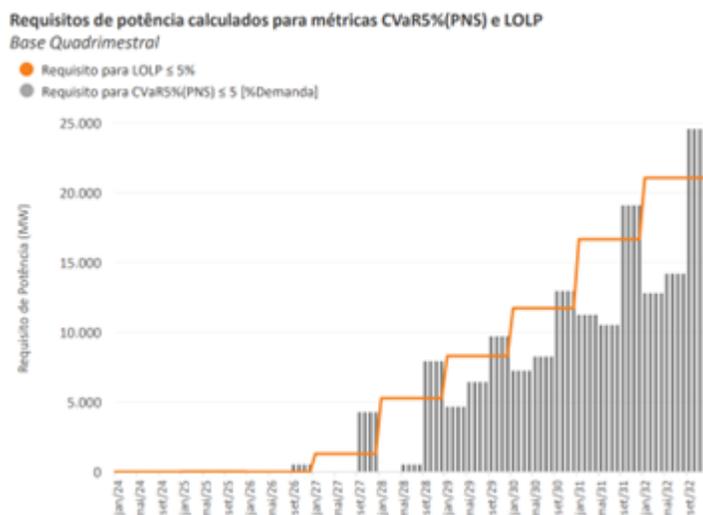
Daqui para frente, com a maior expansão da geração renovável intermitente e da Geração Distribuída, não restará dúvidas do acréscimo ainda maior das incertezas no modelo que determinará os requisitos do sistema, como demonstrado no item anterior destas contribuições.

Já sob os aspectos de necessidade futura à nível diário, observamos que final do ano de 2023, e agora em 2024, o ONS vem demandando um elevado despacho termelétrico, mesmo com os níveis dos reservatórios favoráveis.

Uma das razões para este maior despacho termelétrico, são as eventuais ondas de calor que aumentam a demanda, somada à elevada variação da geração eólica e, principalmente, nos períodos da tarde, à redução da energia produzida pela geração fotovoltaica (Curva do Pato), o que resulta em necessidade de incremento de potência para atendimento do SIN.

Também já se observa um vácuo de potência para períodos de 2025 e 2026, e que não foram plenamente supridos, na visão da ABRAGET, principalmente em razão dos adiamentos do LRCAP de 2022 e 2023.

Vale notar que o Plano Decenal de Expansão de 2031 e 2032 indicam essa necessidade de contratação, conforme mostrado na figura abaixo.



Requisitos de Potência (Fonte: PDE 2032)

A geração térmica desempenha um papel importante para o suprimento eletroenergético do País. A ABRAGET sempre demonstrou que as maiores vantagens das unidades geradoras termelétricas, para atendimento aos requisitos de Confiabilidade do SIN, são as suas características técnicas pertinentes às máquinas síncronas, em particular: a inércia; Níveis de Curto-Circuito; e seus robustos controladores de tensão e frequência, inclusive de estabilização dinâmica (PSS – Power System Stabilizers).

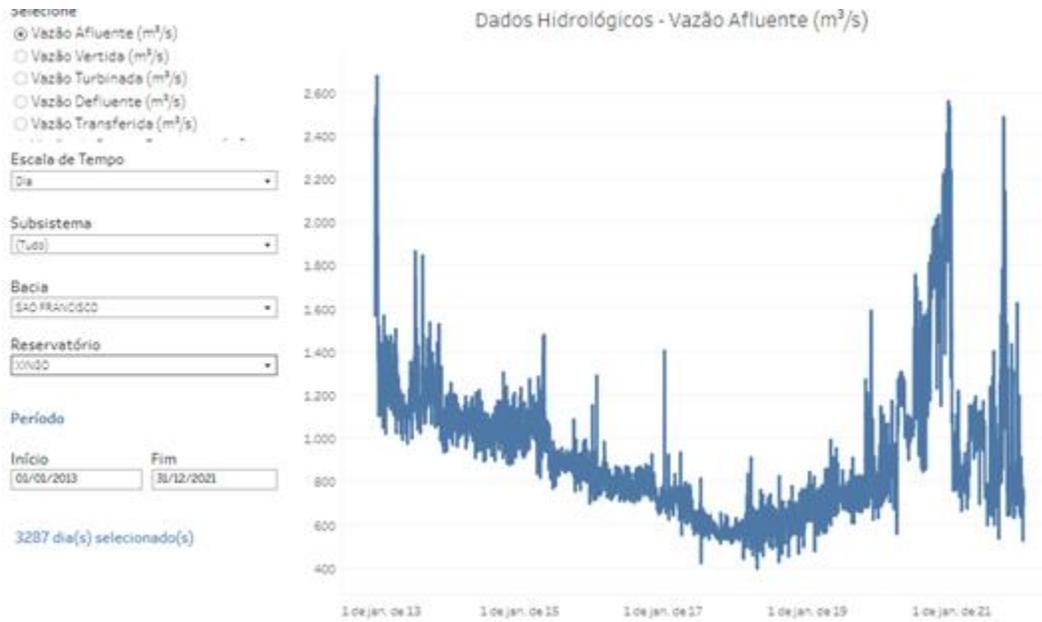
III - Produto Potência Hidrelétrica 2028, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de ampliação de capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes, despachadas centralizadamente, e que não foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

Não conseguimos aquilatar a viabilidade de máquinas hidráulicas colocadas em poços das usinas existentes, de contribuição das mesmas para a confiabilidade do sistema durante períodos hidrológicos desfavoráveis. Como, em nossa concepção, a contribuição das citadas máquinas em tais períodos hidrológicos é próximo a zero, podemos observar que essas máquinas não atendem a confiabilidade do SIN, o qual deveria ser o objeto do leilão.

Desta forma, a ABRAGET entende que a capacidade efetiva ao adicionar máquinas nas usinas hidrelétricas existentes não contribuirá para a confiabilidade do sistema elétrico, uma vez que um dos objetivos do leilão deverá ser a contratação de um "seguro" para atendimento ao SIN frente a um dos elementos em que se deseja evitar, que é o risco hidrológico. A capacidade das hidrelétricas é muito influenciada pelo nível de armazenamento nos reservatórios. Consequentemente, está relacionada com altura de queda líquida, e que pode afetar a capacidade real de geração. Além disto, nas bacias sem armazenamento, a capacidade é muito influenciada pelo potencial de produção imposto pela hidrologia vigente. Refere-se à capacidade efetiva de um recurso de geração em contribuir para a confiabilidade do sistema elétrico, especificamente sua capacidade de atender à demanda em situação de stress.

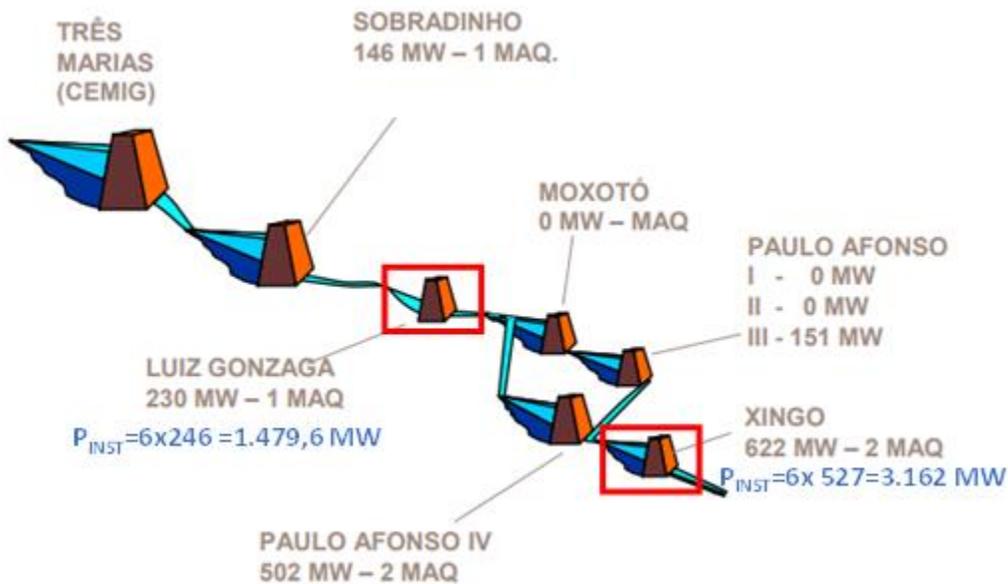
Um exemplo bem emblemático acontece na bacia do Rio São Francisco.

Esta bacia é sujeita a restrições de uso múltiplo que deve atender, em condições normais a vazão mínima de 1.300 m³/s. Ocorre que em condições adversas de hidrologia na cascata, que ocorreram no período de 2013 a 2021, o valor de vazão mínima no reservatório de UHE Xingó, por exemplo, foi recorrentemente flexibilizado chegando a valores da ordem de 600 m³/s no período de 2017-2021.



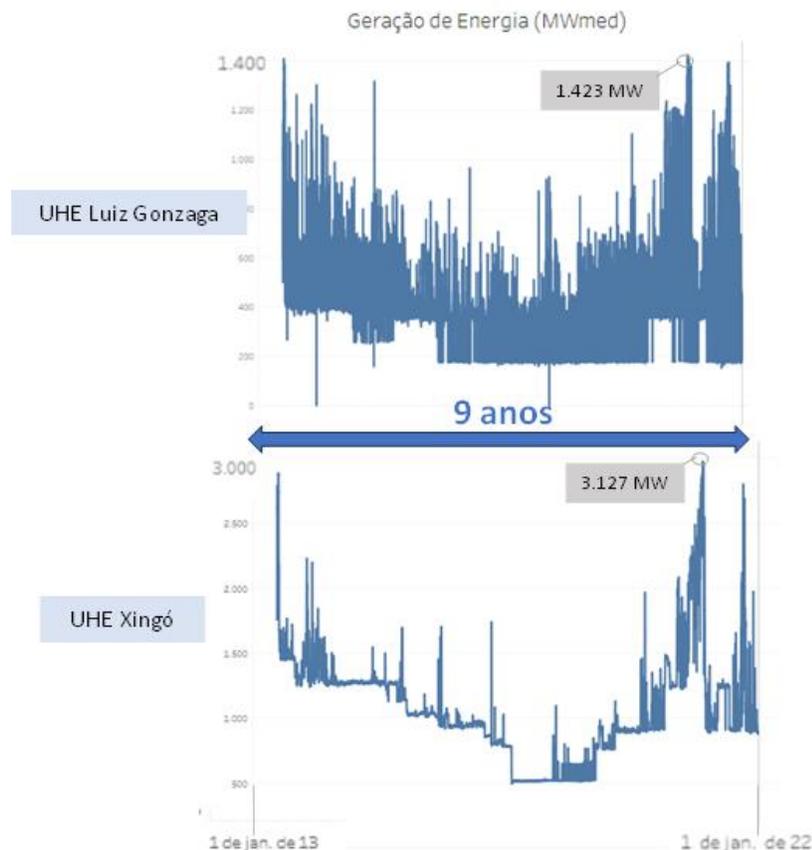
Vazão afluente diária no reservatório da UHE Xingó no período de 2013 a 2021 (Fonte: ONS).

Nesta condição, observa-se que há ociosidade das máquinas existentes de Xingó e Luiz Gonzaga, como apresentada na figura abaixo.



Redução de geração considerando vazão mínima que ocorre em períodos críticos (600 m3/s).

A figura a seguir apresenta o comportamento da produção horária da hidrelétrica em MWmed no período de 2014 a 2021 em duas usinas com potencial de implantar novos conjuntos turbina-gerador, que são as usinas de Luiz Gonzaga (Itaparica) e Xingó. Em ambas as usinas foi registrada uma frequência ínfima em que capacidade total dessas usinas poucas vezes atinge a sua capacidade nominal. Sendo assim, o desempenho dessas usinas, em termos de capacidade, estaria bem deteriorado neste período.



12

Produção horária hidrelétrica (MWmed) das UHEs Xingó e Luiz Gonzaga no período de 2013 a 2021. (Fonte: ONS)

O fato é que a hidrologia afeta a capacidade de resposta das hidrelétricas frente ao SIN.

Isto significa que as máquinas adicionais das UHE's seriam efetivas nos períodos hidrológicos favoráveis, quando serão pouco necessárias, uma vez que as próprias hidrelétricas existentes já cumprirão esse papel. Finalmente, não menos importante, com relação a esse tema, não identificamos nenhum estudo da EPE que quantifique adequadamente a contribuição dessas fontes em períodos hidrológicos críticos bem como eventuais restrições que a adição de máquinas adicionais podem afetar a cascata a qual a usina estará inserida.

Parágrafo único. Os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 deverão apresentar características de flexibilidade operativa que garantam o atendimento dos despachos estabelecidos na programação da operação pelo ONS, bem como aqueles determinados durante a operação em tempo real.

A ABRAGET entende a necessidade cada vez maior para que as termelétricas estejam disponíveis para atendimento ao despacho do ONS. Trata-se de um ponto relevante na evolução do Setor Elétrico em razão da elevada expansão de fontes renováveis no sistema e suas características de geração intermitente.

Também consideramos importante que, após a realização do LRCAP de 2024, o Ministério coordene os procedimentos operativos envolvendo o ONS, os transportadores de gás natural e os agentes termelétricos, no sentido de otimizar o binômio operação econômico do conjunto térmicas / transportadoras de gás natural, com os requisitos do ONS.

Art. 5º Pela disponibilidade da potência contratada, o titular do empreendimento fará jus à receita fixa, em R\$/ano, a ser paga em doze parcelas mensais, as quais poderão ser reduzidas conforme a apuração do desempenho operativo em meses anteriores.

§ 2º Fica alocado ao empreendedor o risco relativo à incerteza de despacho do seu empreendimento pelo ONS, inclusive no que se refere à quantidade de partidas e paradas, bem como ao tempo de operação e à quantidade de energia produzida.

Entendemos que os Produtos que serão definidos pelo MME para participação no LRCAP de 2024, terão que estar com suas respectivas capacidades de geração plenas para atendimento à demanda em regime permanente, ou seja, para as 24 horas do dia, respeitando-se os requisitos de manutenção programada e de falha, estabelecidos para cada gerador por seus respectivos fabricantes.

Entretanto, a Nota Técnica EPE-DEE-NT-050/2023-R0, propõe que seja considerada apenas 120 horas no ano para efeitos da necessidade de atendimento de potência. Desta forma consideramos que a referida Nota Técnica deveria ser suprimida da análise desta Consulta Pública, uma vez que não está aderente aos requisitos técnicos para o Leilão, conforme entendimento da ABRAGET.

Sobre este aspecto, a ABRAGET entende que eventual inclusão de Produto para contemplar sistemas de armazenamento (Baterias), deveria estar fora de cogitação por este Ministério, uma vez que tal tecnologia não atende tecnicamente as premissas de um Leilão de Capacidade, conforme as justificativas apresentadas no capítulo de introdução destas contribuições. Dessa mesma forma, a ABRAGET entende que as expansões hidrelétricas não têm disponibilidade em todos os meses para atenderem a despachos críticos do ONS.

A despeito da necessidade de disponibilidade para atendimento ao despacho do ONS por parte de todos os Produtos a serem definidos pelo MME para participação no LRCAP, a ABRAGET entende ser fundamental que sejam levadas em consideração as recomendações dos fabricantes para efeitos de manutenção programada e indisponibilidades forçadas, o que é uma prática universal, para a devida manutenção da integridade dos equipamentos e consequentemente da segurança do SIN.

§ 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela Aneel:

I - a não entrega da potência requerida por empreendimento termelétrico implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de potência não entregue, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração; e

Esta penalidade adicional em relação ao LRCAP realizado em 2021, poderá inviabilizar qualquer usina térmica, seja ela nova ou existente.

Como exemplo, podemos trazer o resultado do LCRCAP 2021, cujo preço médio para uma térmica de 500 MW fora de R\$ 824.553,83/MW, representando uma receita média mensal é de 34 MBRL.

Percebe-se que, pela proposta deste Ministério, a não entrega da potência requerida implicará na redução de 5% da receita, no limite máximo de 50%. Ainda no caso deste exemplo, isso significa que uma falha de apenas 10% da potência da usina terá o mesmo impacto financeiro de uma falha total de suprimento.

Potência Requerida (MWh)	Potência entregue (MWh)	Receita recebida depois (R\$) assumindo 10 horas de atendimento parcial
500	450	17 milhões
500	0	17 milhões

Dos resultados apresentados na tabela acima, podemos chegar a algumas conclusões:

- (1) Independentemente da quantidade de MW não atendidos, o valor da penalidade é a mesma – não havendo uma dosimetria de seu impacto;
- (2) **A penalidade mensal pode representar 50% da receita do empreendimento**, extremamente acima de qualquer multa praticável em qualquer segmento e **inviabilizando a continuidade da operação do empreendimento**; e

Existem outras penalidades, sugeridas pelo MME e já implantadas no LRCAP 2021 pela ANEEL que **atendem** à mesma finalidade, conforme estarão apresentados nas nossas contribuições referentes ao item específico sobre penalidades.

Importante notar que a Receita Fixa dos empreendimentos termelétricos é em sua maior parte um *pass through* de custos. Ou seja, utilizada para arcar com custos de conexão ao sistema de transmissão/distribuição, arcar com os custos fixos do armazenamento

e logística de combustível, armazenamento, transporte e distribuição do combustível, pagamento de custos administrativos e de O&M fixo do empreendimento, entre outros.

A inadimplência contratual acarretará a resolução da cadeia de contratos de suprimento da usina, seja de fornecimento de combustível, de provedores de O&M, de custo de transmissão, impossibilitando a usina de operar já no curto prazo. **Isso representa um risco elevadíssimo, de tal forma que nos preocupa a quantificação dessas premissas pelos investidores diante de um certame extremamente competitivo.**

A sugestão de aplicar uma penalidade que pode chegar a mensalmente 50% da receita fixa do empreendimento é equivalente a inviabilizar a continuidade da operação do empreendimento – impedindo inclusive os investimentos em melhorias para evitar recorrência das falhas.

Pelas justificativas apresentadas acima e nas contribuições referentes às penalidades previstas no parágrafo 6º, do Artigo 12, recomendamos a retirada do item I do parágrafo 3.

§ 4º As indisponibilidades programadas do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente definidos pelo ONS, conforme regulação da Aneel, e, apenas neste caso, não estarão sujeitas a redução de receita de que trata o § 3º.

As indisponibilidades Programadas (IP), refletem as interrupções, em condições programadas, necessárias para o bom funcionamento do equipamento. A definição do cronograma das paradas programadas das suas máquinas, são acertadas pelos agentes no ato da compra dos equipamentos junto aos seus respectivos fabricantes. O objetivo é não dar problemas nos equipamentos, mantendo a integridade dos mesmos, além do estabelecimento das garantias, os seguros e financiamento dos equipamentos.

Entretanto, pelo que se pretende estabelecer no LRCAP de 2024, quem irá determinar o cronograma das manutenções programadas será o ONS, sem a prévia consulta aos agentes, à revelia dos riscos a serem imputados aos investidores quanto ao cumprimento das medidas de segurança requeridas por cada equipamento, definida por seus fabricantes.

O processo rotineiro de programação das manutenções, coordenado pelo ONS deveria garantir aos agentes alguma previsibilidade, caso contrário, o Operador terá a prerrogativa de cancelar ou transferir, em um último momento, uma manutenção programada, prejudicando os contratos estabelecidos com os fabricantes e dispendidos não previstos para os empreendedores, como por exemplo, necessidade de desmobilização de equipes dentro das usinas.

Portanto, a contribuição da ABRAGET em relação a este item vai no sentido de que os períodos de indisponibilidade programada devam ser previamente definidos pelo ONS, **com devida antecedência, em conjunto com os representantes das respectivas usinas termelétricas**, objetivando seguir as recomendações dos fabricantes e as melhores práticas de mercado. Isto resultará em uma maior segurança para o SIN, segurança para os empreendimentos e segurança dos empregados envolvidos na operação dos equipamentos.

CAPÍTULO II

DO CADASTRAMENTO E DA HABILITAÇÃO TÉCNICA

Antes de entrar nas contribuições dos pontos referentes ao Capítulo de Cadastramento e da Habilitação Técnica, a ABRAGET apresenta a seguir a solicitação para que a Portaria do LRCAP dispense a aplicação do item 3a. do Artigo 6º, previsto na Resolução Normativa da ANEEL nº. 1.055, de 29 de dezembro de 2022.

O referido item previsto na REN 1.055/2022, proíbe a implantação de centrais geradoras na Área de Desenvolvimento da Subestação – ADS, nas instalações de transmissão da Rede Básica, ou seja, que estiverem dentro de um raio de 2 Km a área circular da ADS.

Entretanto, o item 2.8 do Anexo III - Módulo 3, que trata das Instalações e Equipamentos, estabelece que o raio correspondente a ADS podará ser alterada, para mais ou para menos, ou dispensada, pela Aneel, mediante provocação do planejamento do setor elétrico.

Portanto, a ABRAGET considera importante a inclusão de um item adicional na Portaria do LRCAP, para que, durante o processo de habilitação técnica, a EPE possa avaliar, cada caso, os empreendimentos que eventualmente estejam enquadrados na REN 1.055/2022, considerando as respectivas características e subestações de cada projeto.

Art. 8º Os empreendedores que pretenderem propor a inclusão de projetos de empreendimentos de geração no LRCAP de 2024 deverão requerer o Cadastramento e a Habilitação Técnica dos respectivos projetos à Empresa de Pesquisa Energética - EPE, encaminhando a Ficha de Dados constante do Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos de Geração de Energia - AEGE e demais documentos, conforme instruções disponíveis na internet, no sítio eletrônico - www.epe.gov.br, bem como a documentação referida na Portaria nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016.

.....

Propomos a inclusão do parágrafo abaixo, pois os empreendimentos existentes já possuem um histórico de geração suficiente para que se evite este custo adicional, que acabará sendo remunerado pela Receita Fixa. Essa excepcionalização contribuirá para a modicidade tarifária.

Art 8º §2-A – Excepcionalmente para os empreendimentos existentes será dispensada a realização de testes pré-operacionais determinados nos Procedimentos de Rede

.....

Art. 9º Não serão Habilitados Tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos de geração:

.....

II - empreendimentos termelétricos, cujo CVU, calculado nos termos do art. 5º da Portaria nº 46/GM/MME, de 9 de março de 2007, seja superior a R\$,00/MWh (Reais por megawatt-hora);

Para definição do valor do CVU teto, a ABRAGET considera fundamental que os parâmetros desejados pelo Poder Concedente sejam minimamente apresentados e justificados tecnicamente ao longo do cronograma previsto para realização do LRCAP de 2024.

A ABRAGET considera que o leilão deve acolher todos os tipos de geração termelétrica, ou seja, sem restrição de combustível. Para tanto, é importantíssimo que o CVU teto e sua fundamentação técnica seja objeto de Consulta Pública, podendo ser realizada em paralelo com a Consulta Pública da ANEEL referente a minuta do Edital do LRCAP de 2024.

.....

V - empreendimentos termelétricos que não atendam aos seguintes requisitos de flexibilidade operativa, conforme termos e conceitos definidos nos Procedimentos de Rede:

a) tempo mínimo de permanência na condição ligado ("T-on") menor ou igual a oito horas, o qual deve incluir o necessário para as rampas de acionamento e desligamento das unidades geradoras, de que tratam as alíneas "c" e "d";

- b) tempo mínimo de permanência na condição desligado ("T-off") menor ou igual a oito horas;*
- c) tempo total de rampa de acionamento ("R-up") menor ou igual a uma hora e trinta minutos;*
- d) tempo total de rampa de desligamento ("R-dn") menor ou igual a uma hora; e*
- e) razão entre a geração mínima e a geração máxima de cada unidade geradora ("Gmin/Gmax") menor ou igual a setenta por cento;*

Com relação aos requisitos de flexibilidade operativa, a ABRAGET está de acordo com as restrições estabelecidas na minuta de Portaria do LRCAP de 2024, por entender que o produto termelétrico perseguido pelo MME para este leilão em particular é a flexibilidade.

Apenas cabe ressaltar que, em termos de confiabilidade elétrica e energética, as usinas termelétricas de Ciclo Combinado são também adequadas e mais eficientes.

E também, a ABRAGET possui associados que podem satisfazer tanto os requisitos de flexibilidade como o de eficiência econômica.

.....

IX - empreendimentos que tenham se sagrado vencedores de Leilões regulados, mesmo ainda não adjudicados, ou que tenham Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs, Contratos de Energia de Reserva - CERs ou CRCAPs, registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, vigentes em período de suprimento coincidente, ainda que parcialmente, com aqueles previstos no § 2º do art. 12;

Com relação ao inciso IX acima, sugerimos pequena adequação de redação, a fim de que a parcela existente de empreendimento termelétrico, desde que descontratada e sem contrato em prazo coincidente com o período de suprimento do CRCAP que se propõe no LRCAP 2024 (Produtos Termelétricos 2027 e 2028), seja habilitada tecnicamente, à luz do tratamento que será fornecido, por exemplo, à parcela de ampliação de empreendimentos hidrelétricos para o Produto Hidrelétrico 2028. Trata-se, na realidade, somente de uma equiparação, a fim de garantir isonomia entre os empreendimentos

proponentes, haja vista que não haverá qualquer coincidência de prazo de suprimento, sem prejuízo ao SIN. Sugerimos a seguinte redação:

*IX - **parcela(s)** de empreendimentos que tenham se sagrado vencedores de Leilões regulados **com período de suprimento coincidente, ainda que parcialmente, com aqueles previstos no § 2º do art. 12**, mesmo ainda não adjudicados, ou que tenham Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs, Contratos de Energia de Reserva - CERs ou CRCAPs, registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, vigentes em período de suprimento coincidente, ainda que parcialmente, com aqueles previstos no § 2º do art. 12;*

Alternativamente, conforme avaliação de conveniência do MME, pode ser alterado o Parágrafo Único do art. 9º, conforme proposta a seguir:

*Parágrafo único. A vedação de que trata o inciso IX não se aplica nos casos de ampliação de empreendimentos hidrelétricos participantes do Produto Potência Hidrelétrica 2028 ou aos casos de **parcela descontratada de empreendimentos termelétricos dos Produtos Potência Termelétrica 2027 e 2028**, desde que a ampliação e/ou a **parcela termelétrica** não tenha se sagrado vencedora de Leilões regulados **com prazo de suprimento coincidente com aqueles previstos no § 2º do art. 12**, mesmo ainda não adjudicados, e que não possua CCEARs, CERs ou CRCAPs registrados na CCEE e **vigentes em período de suprimento coincidente, ainda que parcialmente, com aqueles previstos no § 2º do art. 12.***

Vale a mesma sugestão de alteração para o art. 14, que repisa o texto tratado anteriormente.

.....

X - cujo Barramento Candidato, de que trata o inciso VI do art. 2º da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016, tenha capacidade remanescente para escoamento de geração inferior à respectiva potência injetada; e

Como se trata de leilão de potência, cumpre esclarecer a necessidade de margem de escoamento de potência e não de energia.

Desta forma, a ABRAGET sugere como contribuição, o seguinte ajuste de texto:

Art 9º - Inciso X - cujo Barramento Candidato, de que trata o inciso VI do art. 2º da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016, tenha capacidade remanescente de potência para escoamento de geração inferior à respectiva potência injetada

CAPÍTULO III

DO EDITAL E DOS CONTRATOS

Art. 12. Caberá à Aneel elaborar o Edital, seus Anexos e os respectivos CRCAPs, bem como adotar as medidas necessárias para a promoção do LRCAP de 2024.

.....

§ 4º Os CRCAPs deverão prever que:

I - o vendedor não estará isento da obrigação de disponibilidade de potência, mesmo que dentro do limite da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF);

II - as Indisponibilidades Programada (IP) do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente definidos pelo ONS, conforme regulação da Aneel;

A despeito da importância da necessidade de disponibilidade para atendimento ao despacho do ONS, a ABRAGET entende ser fundamental que sejam levadas em consideração as recomendações dos fabricantes para efeitos de manutenção programada e **indisponibilidades forçadas**, o que é uma prática universal, para a devida manutenção da integridade dos equipamentos; pessoas; relações comerciais entre empreendedor e fabricante de equipamentos; e conseqüentemente para a segurança do SIN.

Importante destacar que paradas forçadas são eventos não previsíveis e que ocorrem com baixa frequência, porém são inerentes à operação de qualquer usina de energia elétrica. Não considerar penalidades durante o percentual de tempo de operação estabelecido pelos próprios fabricantes é de fundamental importância para a viabilidade do negócio e a mitigação do risco de falhas.

Para as UTEs existentes, é esperado que, ao informar os parâmetros associados a esse recálculo, o titular da central geradora tenha a liberdade de declarar as taxas de indisponibilidade forçada e programada de referência (TEIF/IP), independentemente dos valores atualmente considerados para a usina. Essa redeclaração é importante para que os valores fiquem aderentes às novas condições operativas da usina, observadas após a realização de investimentos em atualizações tecnológicas para uma nova jornada de operação.

Ocorre que, se isso não ficar claro na Portaria, pode gerar dúvidas se, de fato, essa é uma prerrogativa do agente. Desta forma, a proposta da ABRAGET é que as diretrizes incluam previsão expressa de que é permitida a livre declaração dos valores de TEIF e IP das usinas (e demais parâmetros), para fins de recálculo da garantia física e da definição da disponibilidade de potência a ser contratada.

A última ponderação da ABRAGET sobre o tema é referente a evolução do tratamento das TEIF e IP. Para tanto, a ABRAGET desenvolveu estudo com o objetivo implantação de taxas dinâmicas de indisponibilidades. Este estudo já foi apresentado ao MME, EPE e ANEEL, mas ainda não foi colocado em prática.

§ 5º Os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 não farão jus à remuneração proveniente do Encargo por Restrições Operativas por Unit Commitment, sendo a geração associada ao Unit Commitment valorada pelo Preço da Liquidação das Diferenças.

A ABRAGET entende que é primordial o MME corrigir esta Diretriz da minuta de Portaria, estabelecendo que a geração associada ao Unit Commitment **seja valorada ao CVU das respectivas usinas termelétricas**, e não pelo Preço da Liquidação das Diferenças (PLD), evitando enormes riscos financeiros associados ao despacho, para o empreendedor, para os consumidores e também para o sistema.

Conforme indicado na Nota Técnica nº 37/2024/DPOG/SNTEP, "As usinas termelétricas **precisam** ser acionadas com antecedência mínima que respeite o tempo necessário para a tomada de carga, bem como devem permanecer ligadas por um tempo mínimo, observadas as restrições de geração mínima e de rampa de descida de carga."

Ou seja, trata-se de um requisito técnico **inerente** ao funcionamento desse tipo de tecnologia.

Para mitigar o impacto dessa limitação técnica, o MME sugere como "solução": "transfere-se aos agentes a responsabilidade de estimar e precificar, conforme sua estratégia comercial, de forma mais fidedigna possível, os custos associados à geração por unit commitment que, eventualmente, não venham a ser recuperados pelo PLD."

Entretanto, vemos uma incompatibilidade fática entre o suposto “problema” e a “solução”, pois a forma de uso (despacho) das termelétricas – por um período mais longo ou períodos curtos – com possibilidade de até dois acionamentos diários, por exemplo – **dependem única e exclusivamente dos critérios operativos adotados pelo ONS para garantir a segurança do sistema.**

Ou seja, o MME solicita que os agentes termelétricos estimem suas *unit commitments*, sem viabilizar qualquer métrica para nivelar a expectativa de despacho do ONS. E considerando que o Leilão requer dos agentes termelétricos disponibilidades “ilimitadas”, tanto dentro da pré-operação quanto na operação em tempo real, a certeza é que qualquer premissa adotada pelos agentes termelétricos estará incorreta.

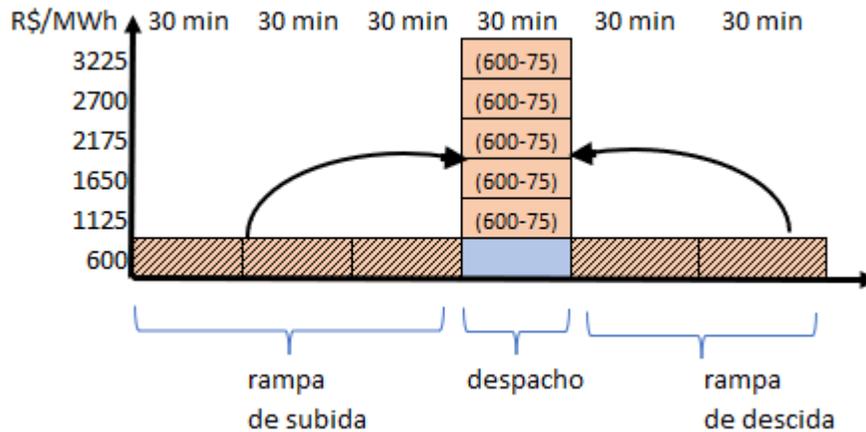
Seguimos com um exemplo prático da situação acima, a fim de demonstrar o impacto dessas incertezas:

Digamos que uma usina tenha um UC exatamente igual àquele indicado pelo Operador nas suas recomendações: 1h30 de rampa de acionamento e 1 hora de rampa de desligamento e um CVU de 600 R\$/MWh (conforme teto do LRCAP 2021).

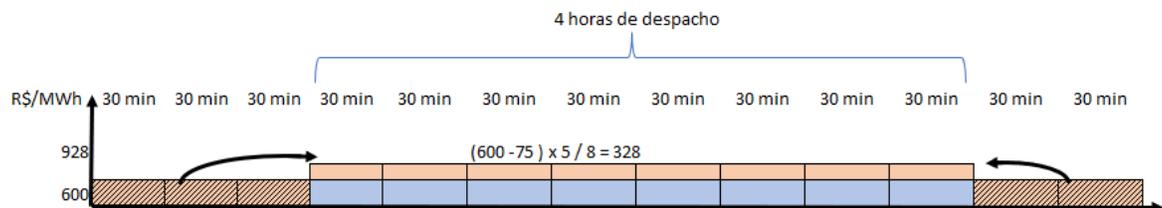
Como o agente deverá incorporar as rampas dentro desse CVU ele deverá assumir algumas premissas.

Caso esse agente assuma a premissa conservadora de um PLD de 75R\$/MWh para os períodos de rampa e assuma que será acionado a operar por apenas 30 minutos em média no período do CRCAP.

Vemos que a necessidade de CVU para que ele possa remunerar seus custos de UC passa a ser de **3.225,00 R\$/MWh.**



Outro agente termelétrico, o empreendedor #2, por sua vez, tem outra visão da operação do ONS e entende que, na média, será sempre despachado por 4 horas. Para remunerar seus custos de UC, vemos que o CVU requerido passa a ser de **928 R\$/MWh**. (Nota-se que, apesar do cenário mais agressivo, ainda estamos falando de um incremento de 50% no valor do CVU, sequer sem considerar outras UC como T-ON).



Ou seja, não se trata somente de o agente ter “*responsabilidade de estimar e precificar, conforme sua estratégia comercial*” os custos de UC. **Trata-se de uma variação de premissa operativa – a partir de uma percepção individual dos agentes – que pode influenciar completamente o resultado do leilão sem uma base efetiva para tanto.**

Essa variação de premissa tem um impacto direto para a competitividade – uma vez que os vencedores do Leilão podem não ser àqueles com as melhores UC, mas sim àqueles mais agressivos em termos de estimativa de cenário de operação.

E, podemos ir além, ao extrapolar o cenário acima para o mundo real – podemos ter prejuízos tanto para o empreendedor, quanto para o consumidor.

Caso, por exemplo, o cenário de 4 horas de despacho assumido pelo empreendedor #2 não se concretize no mundo operativo real, vemos que ele pode ter um prejuízo significativo, ao não conseguir remunerar suas UCs.



Em outra hipótese, na qual vemos um período de operação muito superior às 4hrs solicitadas – um total de 8 horas de operação – vemos o consumidor sendo prejudicado. Tendo que arcar com um CVU superior (928R\$/MWh, conforme exemplo acima), que não necessariamente reflete os custos do empreendimento termelétrico.



Se houvesse um despacho de capacidade claro – com horas e períodos do ano definidos – tal como outros mercados mais maduros (vide França e Inglaterra), talvez fosse possível incorporar de forma acertada a UC no modelo.

Entretanto, no atual modelo do Leilão de Capacidade proposto – no qual a qualquer instante e por quaisquer tempos o agente termelétrico pode ser acionado – não conseguimos vislumbrar uma forma correta de incorporar os custos.

Vale notar que o cenário acima simulado é simplista pois (i) não estamos alterando a premissa de PLD, que pode variar de agente para agente impactando ainda mais a quantificação desse CVU; e (ii) não estamos considerando as UC de tempo de permanência ligado (T-ON); e (iii) essa estimativa deve ser realizada para um horizonte de 15 anos, ou seja, com uma matriz que sequer conseguimos hoje prever como estará.

Ou seja, as possibilidades de “CVUs” para incorporar os UCs são infinitas – todas baseadas em como o agente assume que o ONS irá operar uma termelétrica pelos próximos 15 anos – e, com absoluta certeza, imprecisas.

Salienta-se que a titulação por *Unit Commitment* ocorre justamente para que as restrições técnicas das usinas possam ser remuneradas via Encargo de Serviço de Sistema (ESS), de forma a reembolsar integralmente o custo de operação da usina termelétrica (CVU) durante esse período.

Mantendo-se a proposta apresentada pelo MME de valorar a geração associada ao *Unit Commitment* pelo PLD, o titular da central geradora precisaria repassar o risco do descasamento entre o CVU e o PLD para a Receita Fixa, o que não é desejado. Como o prejuízo associado a esse descasamento é muito difícil de estimar, o aumento da Receita Fixa acabaria onerando o consumidor.

Sendo assim, propõe-se que essa previsão de remunerar *Unit Commitment* a PLD deve ser excluída das diretrizes (exclusão do § 5º do Artigo 12 transcrito acima), de forma que toda a geração seja valorada, no mínimo, a CVU, da mesma forma que ocorre no período em que a usina fica efetivamente despachada pelo ONS.

§ 6º Os CRCAPs deverão prever as seguintes penalidades, sem prejuízo de outras a serem definidas pela Aneel:

I - pelo não atendimento aos requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o inciso V do art. 9º;

II - pela declaração de indisponibilidade acima dos Índices de Referência informados no ato do Cadastramento;

III - pelo não atendimento aos compromissos de entrega de disponibilidade de potência negociados no LRCAP de 2024; e

IV - pelo não atendimento ao despacho centralizado nas condições definidas pelo ONS.

Um dos pontos mais importantes da nossa contribuição diz respeito a dosimetria das penalidades colocadas para as termelétricas na minuta de Portaria em Consulta Pública e a incidência delas.

Entendemos que as penalidades descritas nesta minuta de Portaria, adicionalmente às previstas pelo Edital e também nas Resoluções publicados pela ANEEL, tais como, atraso de obras, falta de combustível, não constituição de lastro, que implicam em redução da Receita Fixa das termelétricas, poderiam levar ao agente a um eventual colapso financeiro, prejudicando toda a concepção do empreendimento e a própria confiabilidade do sistema, mesmo quando o impacto é marginal para o SIN.

O quadro abaixo busca consolidar todas as penalidades impostas a Agentes Termelétricos e demonstrar para este MME que – já na minuta de LRCAP 2021 – o limite da sustentabilidade do contrato estava sendo ultrapassado.

Agora, nesse certame de 2024, com as novas penalidades agressivas impostas, é necessária haver uma reflexão sobre as métricas aplicadas, a fim de evitar uma quantificação de riscos inadequada pelos empreendedores, considerando que:

- (i) O LRCAP 2021 ainda não “existiu” no mundo operacional, dado que seus contratos só iniciarão a operação em 2026. E, surpreendentemente, já são feitas sugestões de novas penalidades, sem apresentar o racional técnico para

subsidiá-las, alterando completamente a matriz de responsabilidades do Leilão;

- (ii) Se comparados com outros setores e até mesmo outros contratos do setor elétrico (transmissão, distribuição, hidrelétrica em regime de cotas, contratos de concessão de hidrelétricas, eólicas e solares), em **nenhum** desses regimes encontramos penalidades tão pesadas quanto estas apresentadas para agentes geradores termelétricos;
- (iii) Não há clareza nos fatos geradores das penalidades, que por diversas vezes se sobrepõem e se confundem, criando dificuldades na precificação e na razoabilidade de suas aplicações; e
- (iv) Os agentes termelétricos passam meses negociando propostas de gás, de EPC e de toda cadeia logística para viabilizar a melhor participação – técnica e financeira – nos certames. Essas propostas levam em consideração, por óbvio, os contratos anteriormente apresentados nos Leilões. Dito isso, cabe a este Ministério defender a **previsibilidade** das normas e das regras para participação do Leilão.
- (v) Estamos, a cada Leilão, trabalhando com uma matriz de responsabilidades completamente diferente. É necessário defendermos uma harmonização dos entendimentos e da matriz de risco. Historicamente nunca houve dois contratos de energia iguais – criando distorções de mercado, judicializações e regras de comercialização extremamente difíceis de compreender. Há de se precaver a repetição deste fenômeno também no Leilão de Capacidade.

Pois bem, a fim de nivelarmos os riscos relacionados ao Contrato de Capacidade, listamos todas as penalidades propostas no LRCAP 2021 e também no LRCAP 2024, para demonstrar que precisamos da compreensão desse Ministério que **já existem incentivos fortes para o cumprimento das obrigações contratuais.**

Tipo	Penalidade	Valor
Atraso na Operação Comercial	Edital do LRCAP 2021 multa de 5% do valor do INVESTIMENTO declarado em caso de atraso superior à 90 dias no início da operação comercial da última unidade geradora.	5% do valor do INVESTIMENTO declarado
Atraso na Operação Comercial	Edital do LRCAP 2021 multa de 1,25% do valor do INVESTIMENTO declarado em caso de atraso superior à 90 dias no início da obras civis das estruturas.	1,25% do valor do INVESTIMENTO declarado
Atraso na Operação Comercial	Art. 6.8 do Contrato do LRCAP 2021: O atraso na entrada em operação comercial da USINA sujeitará o VENDEDOR ao não recebimento de parcela mensal da RECEITA FIXA e à aplicação de penalidade por atraso, por unidade geradora em atraso.	0,15 x Receita Fixa Mensal x Dias de Atraso x 24 x Disponibilidade de Potência
Atraso na operação comercial	Art. 11.1 do Contrato do LRCAP 2021: O CONTRATO poderá ser resolvido pela ANEEL nas seguintes hipóteses atraso superior a 180 (cento e oitenta) dias para entrada em operação comercial da 1ª unidade geradora	Rescisão do Contrato
Não atendimento ao despacho do ONS	Art. 8.2 do Contrato do LRCAP 2021: A penalidade pelo não atendimento ao despacho	115% da Receita Fixa por Potência não entregue em MW/h

	<p>centralizado nas condições definidas pelo ONS terá periodicidade mensal, a partir do mês de entrada em operação comercial da primeira unidade geradora da USINA, e será realizado por meio de pagamento promovido pelo VENDEDOR em favor da CONCAP, cujo valor será obtido mediante a aplicação da seguinte equação algébrica.</p>	
<p>Não atendimento às taxas de disponibilidades (FID) declarado</p>	<p>Cláusula 8.3 do Contrato do LRCAP 2021: A penalidade pelo não atendimento aos compromissos de entrega de DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA contratada, será aplicada caso os índices de INDISPONIBILIDADE, apurados conforme regulamentação aplicável, superem os valores de referência informados no ato de cadastramento, reverterá para a CONCAP.</p>	<p>0,15% da Receita Fixa Mensal por mês de não atendimento ao FID declarado</p>
<p>Declaração de Indisponibilidade acima da Disponibilidade de Potência</p>	<p>Cláusula 8.4 do Contrato do LRCAP 2021: A penalidade pela declaração de indisponibilidade acima dos índices de referência informados no ato do cadastramento será aplicada mensalmente caso a</p>	<p>110% da Receita Fixa por hora de declaração de indisponibilidade</p>

	<p>indisponibilidade declarada ao ONS supere os valores de referência informados no ato de cadastramento, reverterá para a CONCAP.</p>	
<p>Não atendimento do unit commitment</p>	<p>Cláusula 8.5 do Contrato do do LRCAP 2021 Penalidade de 3% sobre a RECEITA FIXA diária para cada parâmetro de flexibilidade operacional (unit commitment) apresentado pela USINA, para a programação diária, acima dos parâmetros de referência</p>	<p>3% da Receita Fixa por evento de parâmetro descumprido</p>
<p><i>Não entrega de potência</i></p>	<p>Minuta de Portaria MME objeto da presente CP: a não entrega da potência requerida por empreendimento termelétrico implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de potência não entregue, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração</p>	<p>De 5% até 50% da Receita Fixa Mensal</p>
<p>Penalidade Por Falta de Combustível</p>	<p>Resolução Normativa ANEEL 1.029/2022 Art. 8º Para as usinas termelétricas movidas a combustível fóssil e com despacho centralizado, as regras e procedimentos de comercialização deverão prever a imposição de</p>	<p>De 10 a 30% do valor do CVU proporcional ao período de indisponibilidade por mês.</p>

	multa pela indisponibilidade de geração de energia elétrica decorrente da falta de combustível.	
--	---	--

Como se percebe, o mesmo fato gerador (indisponibilidade de uma usina) pode ter como consequência várias penalidades distintas. Além disso, de acordo com os cálculos da ABRAGET, há cenários em que o valor somado das penalidades excede o valor da receita dos empreendimentos.

Empreendedores com uma gestão de risco eficiente podem requerer preços mais elevados para contrabalancear o risco de penalidades (ou até mesmo desistirem do Leilão), ao passo "aventureiros" ou desavisados que não compreenderam as regras podem se sagrar vencedores e, ao final, não entregar o que foi comprometido.

A aplicação das penalidades excessivas, sugerida pelo MME, poderá impactar completamente o recebimento da Receita Fixa, inviabilizando a manutenção das obrigações básicas de uma termelétrica.

Como exemplo, consideramos apenas a aplicação das penalidades previstas na minuta de Portaria, para uma termelétrica de 500MW, assumido uma Receita Fixa mensal de R\$ 36.700.000,00.

Na tabela abaixo é apresentado um resumo dos resultados da aplicação das penalidades considerando uma falha que afete a operação da termelétrica em 10% e 100% no mês.

Penalidade	Falha de 10% no mês	Falha de 100% no mês
Penalidade (nova) MME de 5-50% de recolhimento da receita	-18,35 MBRL	-18,35 MBRL
Penalidade pelo não atendimento ao despacho	-4,22 MBRL	-42,21 MBRL
Não atendimento às taxas de disponibilidades (FID) declarado	-	- 5,43 MBRL
Não atendimento do unit commitment	-1,1 MBRL	-1,1 MBRL
Total:	-23,67 MBRL	-67,09

Pelos resultados resumidos na tabela acima, a penalidade para uma falha de 10% no mês implica em perda de 65% da Receita Fixa do gerador.

Já uma falha de 100% no mês implica em perda de 183% da receita. Ou seja, o gerador, além de não receber nada e ainda terá que cobrir 83% do valor da receita. Isto sem considerar as penalidades e custos relacionados à exposição no mercado de curto prazo, inclusive possibilidade de perda de Garantia Física, previstos em Resolução da ANEEL.

As penalidades do LRCAP 2021 já eram extremamente agressivas, implicando até pagamentos acima do valor da receita total fixa recebida pelos projetos.

Entretanto o LRCAP 2024 trouxe uma nova penalidade aplicada sobre o mesmo fato gerador de outras penalidades já existentes, com valores que podem chegar até 50% da Receita Fixa do empreendimento.

Penalidades excessivas e desproporcionais desencorajam investidores sérios a participarem do leilão, uma vez que tais riscos serão precificados pelos empreendedores.

A ABRAGET respeitosamente discorda da previsão da nova penalidade, de modo que solicita a este MME a sua exclusão na portaria definitiva de diretrizes. Além disso, solicita-se também a previsão em diretrizes de redução dos valores das demais penalidades em referência ao LRCAP de 2021 para valores razoáveis, que não acarretem risco de falência do gerador em caso de indisponibilidades pontuais.

Por fim, a ABRAGET solicita que as fontes de geração sejam tratadas com isonomia em relação às penalidades aplicadas, uma vez que o objeto de contratação e a confiabilidade exigida das fontes deveriam ser a mesma nos diversos produtos do certame.

§ 7º Os CRCAPs deverão prever a possibilidade de solicitação de antecipação da entrada em operação comercial, com consequente antecipação do início de suprimento do CRCAP junto à Aneel, condicionada à concordância do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE para a nova data de início de suprimento, desde que sejam atendidas as seguintes condições:

I - a existência de benefícios técnicos e/ou financeiros para o SIN da antecipação solicitada; e

II - o atendimento aos requisitos sistêmicos para a entrada em operação comercial, inclusive a disponibilidade de conexão na nova data de suprimento.

A ABRAGET considera muito positiva a possibilidade de antecipação do início de operação comercial, pois garante flexibilidade ao sistema e também benefícios aos agentes termelétricos existentes que já estão aptos a entrar em operação comercial.

Como contribuição, recomendamos apenas um pequeno ajuste que estava previsto na Portaria do MME nº. 20/2021, referente as Diretrizes para o LRCAP de 2021: que a possibilidade de antecipação seja condicionada à concordância do **Poder Concedente**.

Art. 16. No Leilão de que trata esta Portaria Normativa, não se aplica o disposto no art. 9º da Portaria nº 514/GM/MME, de 2011, mesmo nos casos de indisponibilidade, na data de início de suprimento contratual de energia elétrica, das instalações de uso do âmbito de transmissão, necessárias para o escoamento da energia e potência produzida por empreendimento de geração apto a entrar em operação comercial, bem como nos casos de ausência de Capacidade Remanescente do SIN para escoamento da geração.

A minuta de Portaria estabelece que o atraso da entrada em operação das instalações de transmissão necessários para o escoamento da geração produzida pela usina, que não esteja sob responsabilidade do vendedor, não exime o vendedor das obrigações estabelecidas no contrato. Portanto, recai novamente sobre o gerador a responsabilidade pelo atraso da entrada em operação de instalações de transmissão e/ou distribuição.

Atrasos em instalações de transmissão provocam prejuízos financeiros incalculáveis para os geradores, que são impedidos de cumprir seus compromissos de despacho previstos no LRCAP. O gerador que estiver apto a entrar em operação comercial conforme o cronograma previsto no Leilão, além de ficar sem receber a receita contratual, também fica obrigado a recompor lastro pela venda da energia, ficando sujeito as severas penalidades e demais custos estabelecidos pela

regulamentação vigente. Os prejuízos financeiros podem comprometer de sobremaneira a quitação dos compromissos de financiamento assumidos com Bancos para a viabilização dos projetos.

Não é crível que o gerador arque com o risco de não cumprimento das obrigações de terceiros, pois se trata de uma alocação de custos e riscos ineficiente. Desta forma, a ABRAGET entende que nos casos em que ocorram atrasos da transmissão, que afetem o despacho pleno da usina, a data de início de suprimento deve ser deslocada para após a entrada em operação das instalações de transmissão necessárias para o escoamento total, afastando qualquer penalidade aos geradores. Os termos dos respectivos CCEARs também deveriam ser deslocados pelo período correspondente concedido no início do suprimento (atraso da transmissão e/ou distribuição e comissionamento).

Sem mais para o momento, a ABRAGET agradece a atenção e se coloca à disposição para esclarecimentos adicionais.

Atenciosamente,



Xisto Vieira Filho

Presidente



Estimativa da Capacidade a ser Contratada no LRC 2024 para entrega em 2027/28 e potencial antecipação 2026

Preparado para:



São Paulo, Fevereiro 2024.

Objetivo

O objetivo deste trabalho é estimar a demanda do Leilões de Reserva de Capacidade (LRC) de potência da Lei 14.120/21 a ser realizado em 2024, como informado pelo governo federal.

Os dados utilizados são aqueles adotados para o PDEE 2032. Se utiliza como premissa que o certame do LRC 2024 buscará metas de atendimento de confiabilidade ao mercado para os anos de 2027 e 2028, além de uma possibilidade de antecipação para 2026.

Na estimativa da ABRAGET / THYMOS da demanda do LRCAP para entrega em 2027/28, o estudo utilizou ferramentas probabilísticas na verificação do atendimento dos critérios de suprimento do CNPE:

- ✓ Demanda a cada instante
- ✓ Programa de falhas e manutenção da geração
- ✓ Intermitência de todas as fontes - hidro, eólica e solar
- ✓ Variações hora a hora

Destaque - Descomissionamento Térmicas versus Necessidade Contratação Capacidade

- Parte da necessidade de requisito de potência até o ano de 2032 ocorre devido a retirada do sistema de termelétricas em fim de contrato.
- Diante das premissas adotadas, a avaliação indica a necessidade de mobilização de recursos existentes ou novos para **atendimento adequado da necessidade de potência do sistema no médio prazo.**

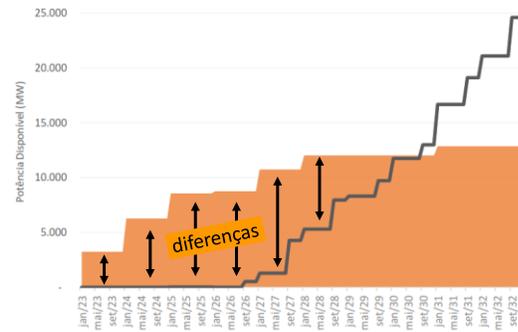


O atendimento desta demanda deve ser realizado através de uma contratação efetiva que busque o menor custo para o consumidor. O Leilão de Capacidade se mostrou um instrumento relevante neste propósito, permitindo a contestação entre novos projetos contra existentes na busca pelo atendimento do requisito de potência.

Comparação entre a oferta termelétrica sem contrato com o retirada da configuração do sistema e o requisito de potência

Base Quadrimestral

- Retirada de Potência Acumulada até 2032
- Requisito de Potência até 2032



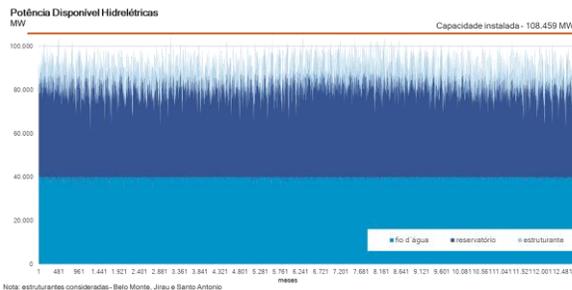
De acordo com a EPE, o descomissionamento da capacidade térmica junto com uma expansão de intermitentes (eólica, solar e GD) não é uma motivação suficiente para o MME recontratar

Fonte: EPE



A estimativa da ABRAGET / THYMOS para a demanda do LRCAP para entrega em 2027/2028

A oferta da disponibilidade das hidrelétricas deve ser simulada em detalhe com a Perda de Potência por Redução de Queda



#	Cenário	Capacidade Hidrelétricas		
		série MDI	MW	% do máximo
1	1963		80.211	74%
2	1947		84.566	78%
3	1997		85.189	79%
4	1997		83.757	77%
5	1997		82.585	76%
6	1940		85.594	79%
7	1936		85.670	79%
8	1992		85.000	79%

108.459 MW
Cap. Instalada Total

37.954 MW
Fluo d'água

70.251 MW
Reservatório e estruturante

A oferta da capacidade das hidrelétricas inclui a Perda de Potência por Redução de Queda -simulação do MDI da EPE

Modelos NEWAVE/SUISHI
Amostra total 15 x 72 = **1080** anos = **12.960** meses

Critério EPE - 10 séries agregadas
MDI

Seleção de 8 cenários anuais nas 10 séries agregadas do MDI

A perda de potência por Redução de Queda nos piores cenários nas séries é significativa.

Aversão ao Risco da maior fonte do SIN num período de 15 anos

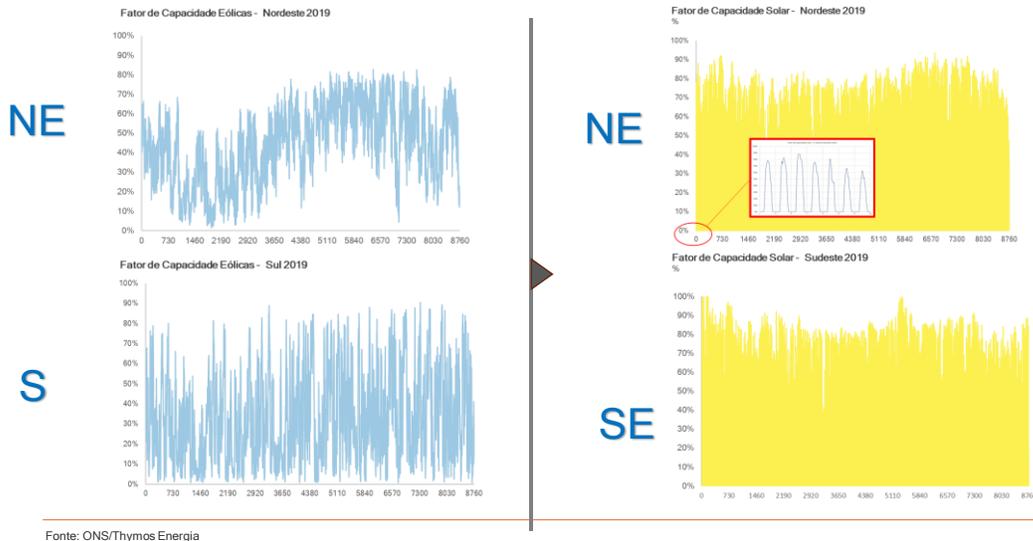
Situações mais sensíveis para efeito da oferta de capacidade das hidros - simulação cronológica respeita a probabilidade

Fonte: EPE/Thymos Energia



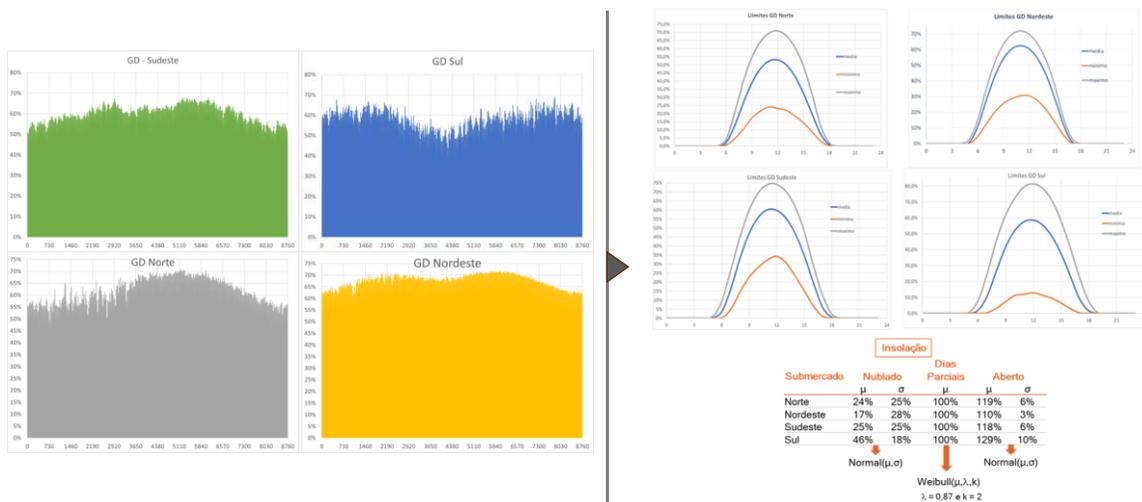
A estimativa da ABRAGET / THYMOS para a demanda do LRCAP para entrega em 2027/2028

Modelagem da Confiabilidade do SIN - Renováveis



A estimativa da ABRAGET / THYMOS para a demanda do LRCAP para entrega em 2027/2028

Modelagem da Confiabilidade do SIN - GD Solar Fotovoltaica

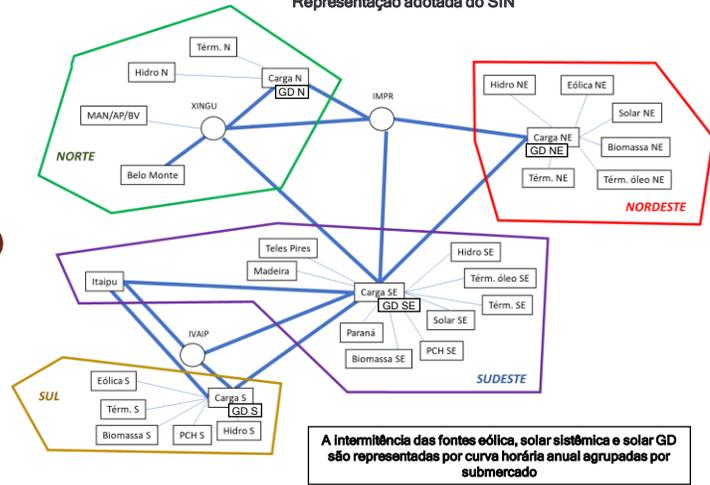


Modelagem - Representação Detalhada das Incertezas nas Fontes do SIN

Representação adotada do SIN - Hidro e Térmicas



Representação adotada do SIN



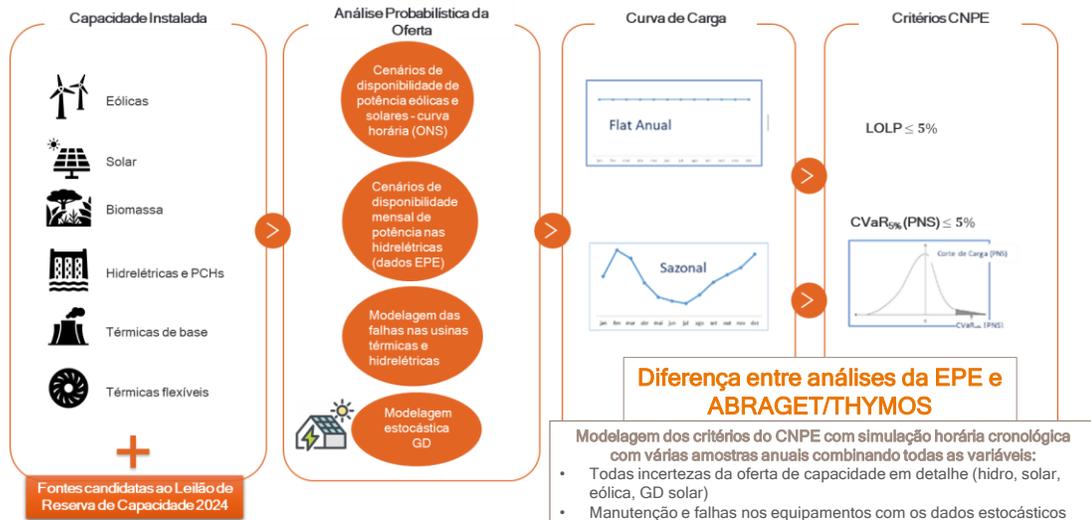
Nota: limites de intercambio não foram representados para efeito de comparação com o balanço de potência realizado pela EPE

Fonte: EPE, ONS, Thymos Energia



A estimativa da ABRAGET / THYMOS para a demanda do LRCAP para entrega em 2027/2028

Confiabilidade do SIN - Avaliação Critérios CNPE



Fonte: EPE/Thymos Energia



Simulação 2027/28 – LRC 2024 – Caso Base

- Ponta Anual - 125 GW referência (PDDE 2032)

Descomissionamento Térmicas - Valores Totais 2024-28

Combustível	Capacidade (MW)
Carvão	1.450
Gás Natural	3.805
Óleo	2.530
Diesel	886
Total	7.327

Geração (início 2028)

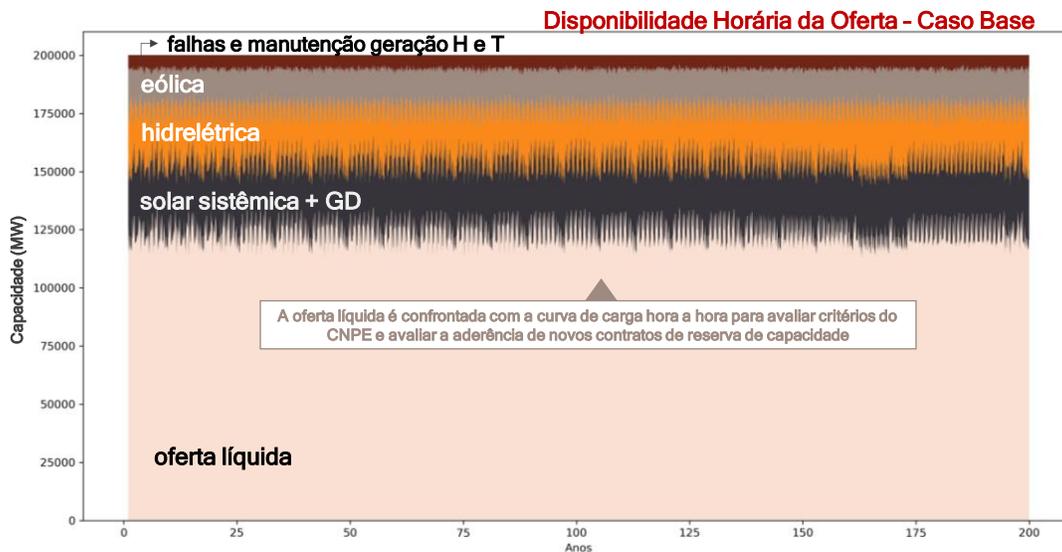
Fonte5	Capacidade (GW)
1 Hidroelétrica	109,0
2 Eólica	30,0
3 GD Solar	26,5
4 Termelétrica GN	13,3
5 Pequena Central Hidroelétrica	7,6
6 Solar	9,0
7 Termelétrica Biomassa (líquida)	5,2
8 Nuclear	2,0
9 Termelétrica Carvão	1,8
10 Termelétrica Óleo	0,9
11 Termelétrica Diesel	0,0
Total	205,3

- O caso base não inclui nenhuma térmica existente que não esteja contratada
- O caso base já inclui a reserva de capacidade dos LRC anteriores realizados contratados para 2026 - LRC 2021 (4.666 MW) e LRC 2022 Energia (500 MW com 70% inflex) num total de 5.166 MW em 2026
- O caso base não inclui ainda nenhuma expectativa de LRC futuros após 2026

Fonte: Thymos Energia



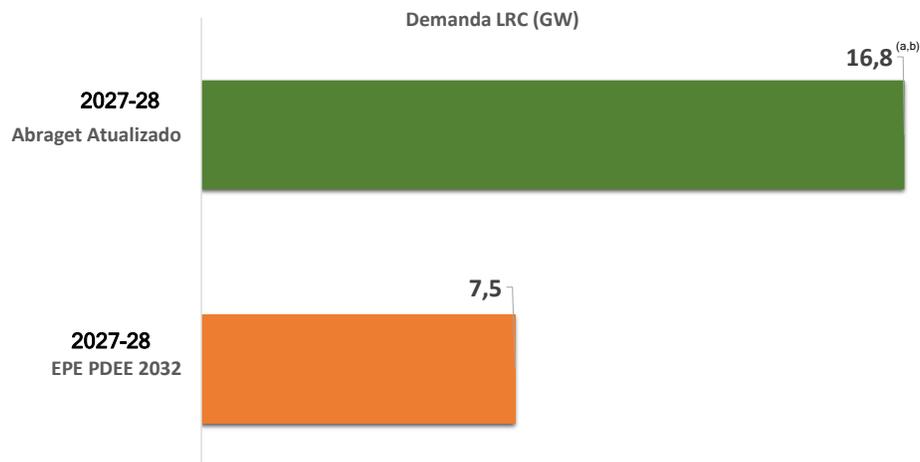
A estimativa da ABRAGET / THYMOS para a demanda do LRCAP para entrega em 2027/2028



Fonte: EPE/Thymos Energia



Análise da Demanda do LRC 2024 para atendimento 2027/28



^a padrão utilizado de disponibilidade de térmicas gás natural ciclo aberto

^b o montante total de poços hidrelétricos atualmente disponível (7,2 GW) foi também testado como solução de reserva capacidade, no entanto sua efetividade não responde plenamente em disponibilidade devido ao efeito da hidrologia na redução da queda líquida - a comparação direta com efetiva resposta das térmicas na confiabilidade sugere uma atenuação de 50% na resposta dos poços de hidrelétricas

Fonte: Thymos Energia



Simulação 2027/28 – LRC 2024 com potencial antecipação 2026

- Ponta Anual - 119 GW referência (PDDE 2032)

Descomissionamento Térmicas - Valores Totais
2024-26

Combustível	Capacidade (MW)
Gás Natural	3.143
Óleo	1.896
Diesel	176
Total	5.215

Geração (final de 2026)

Fonte	Capacidade (GW)
1 Hidroelétrica	109
2 Eólica	24,6
3 GD Solar	24,4
4 Termelétrica GN	15,3
5 Pequena Central Hidroelétrica	7,6
6 Solar	7,1
7 Termelétrica Biomassa (líquida)	5,2
8 Nuclear	2
9 Termelétrica Carvão	2,6
10 Termelétrica Óleo	1,1
11 Termelétrica Diesel	0,1
Total	199

- O caso base não inclui nenhuma térmica existente que não estará contratada após 2024, e também aquelas que já estão antes de 2024, que permanecem descontratadas, que representa um total de 3.056 MW

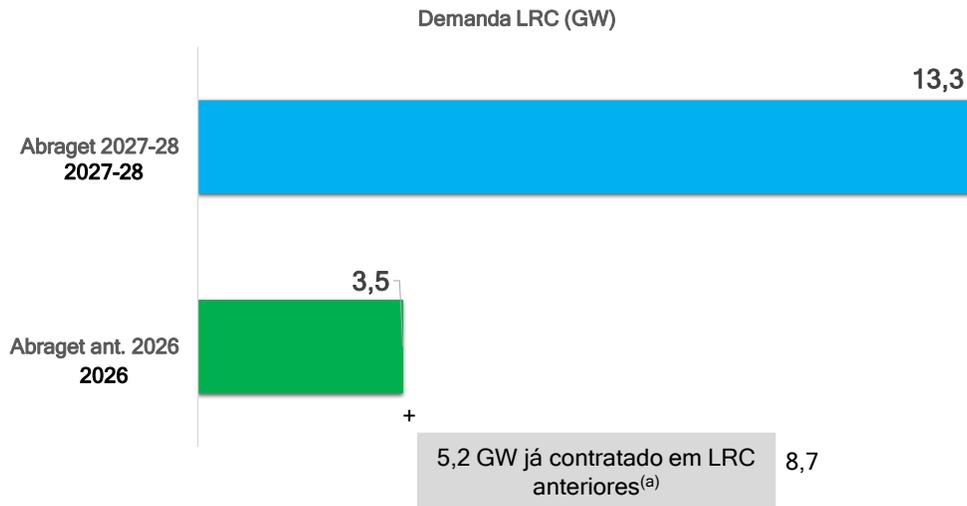
Diesel	550
Óleo Combustível	433
Gás Natural	2073
Total	3056

- O caso base já inclui a reserva de capacidade dos LRC anteriores realizados contratados para 2026 - LRC 2021 (4.666 MW) e LRC 2022 Energia (500 MW com 70% inflex) num total de 5.166 MW em 2026

Fonte: Thymos Energia



Análise da Demanda do LRC 2024 para atendimento 2027/28 com potencial antecipação 2026 – Caso Base



^a LRC 2021 e LRCE 2022

Fonte: Thymos Energia

