



Rio de Janeiro, 26 de abril de 2024

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

Departamento de Planejamento e Outorgas de Geração de Energia Elétrica  
Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento – SNTEP  
Processo nº 48360.000061/2022-28

**Assunto: Contribuições da Eneva S.A. à Consulta Pública MME nº 160/2024**

Prezados Senhores,

Cordialmente cumprimentando-os, referenciamos a Consulta Pública em epígrafe, lançada no dia 08/03/2024, para recebimento de 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”.

De início, elogiamos a iniciativa de consultar os agentes econômicos e a sociedade civil antes da publicação da referida portaria. O presente diálogo permite o compartilhamento de diferentes visões setoriais, aprimorando o processo.

De forma geral, a minuta de Portaria apresentada pelo MME mostrou-se adequada à contratação de reserva de capacidade na forma de potência, sobretudo, com a criação dos Produtos Termelétricos. Destaca-se que a tecnologia termelétrica possui, comprovadamente, o atributo natural de suprimento de potência de forma confiável a todo instante, sem limitações de ciclagens, de hidrologia ou de regimes intermitentes de vento/radiação solar, em linha com as necessidades do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os prazos de suprimento do CRCAP dos Produtos Termelétricos (01/07/2027 e 01/01/2028) também se mostraram adequados para a contestação econômica entre empreendimentos novos e existentes, os quais recomendamos manutenção.

Dado o estado da arte, sem prejuízo ao debate de futura inclusão de outras tecnologias em certames vindouros, pós-LRCAP 2024, quando se espera maior maturidade regulatória para tais inserções ou até mesmo novas formas de contratações desenhadas pelo Planejamento Setorial que valorizem tais atributos (ex: serviços ancilares ou Leilões de Fontes Alternativas – LFA), a criação de produtos termelétricos para o LRCAP 2024, no presente, foi acertada para (i) garantir confiabilidade e (ii) evitar o déficit de potência prospectado no horizonte, que traria cortes indesejáveis de carga.

A Eneva é a maior operadora privada de gás natural do Brasil, responsável por 44% da produção disponível de gás em terra, e a maior empresa privada de geração termelétrica (5,3 GW). Somos também a maior concessionária de exploração e produção de petróleo e gás natural do País em área, superando 50.000 km<sup>2</sup> em concessões vigentes. No Setor Elétrico Brasileiro, a Eneva possui



6 GW de usinas já outorgadas e contratadas (térmicas e renováveis), o suficiente para abastecer quase 30 milhões de residências brasileiras<sup>1</sup>.

Nos últimos anos, a Eneva sagrou-se vencedora nos Leilões de Energia Nova **A-6/2018** (UTE Parnaíba V/MA – 365 MW), **A-6/2019** (ampliação da UTE MC2 Nova Venécia 2/MA – 92 MW), bem como no **Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas/2019** (UTE Jaguatirica II/RR – 141 MW), no **Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência/2021** (UTE Azulão/AM – 295 MW e UTE Parnaíba IV/MA – 56 MW) e no **Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Energia/2022** (UTE Azulão II/AM – 295 MW e UTE Azulão IV/AM – 295 MW).

Buscando contribuir para o aperfeiçoamento legal e regulatório do setor, apresentamos as considerações e propostas da Eneva para esta Consulta Pública.

---

<sup>1</sup> Utilizando por base o consumo residencial médio (165 kWh/mês), conforme Anuário Estatístico de Energia Elétrica, EPE, 2021.



ANEXO I – Contribuições – Minuta de Portaria

ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
Art. 5º, § 2º	§ 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.	§ 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, <b>respeitados os requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o inciso V do art. 9º</b> , e à quantidade de energia produzida.	A despeito de o SIN precisar de ativos com a maior flexibilidade possível, as tecnologias de Engenharia dispõem, naturalmente, de tempos mínimos de flexibilidade operativa, os quais devem ser respeitados pela operação de despacho. Tais requisitos constam, inclusive, discriminados na minuta de portaria do MME, para fins de Habilitação Técnica. Eventual alocação de risco não-gerenciável ao gerador em período inferior aos requisitos mínimos estipulados pelo próprio MME, acarretará riscos severos e não precificáveis de consumo de combustível, encarecendo toda a solução de suprimento, em contraposição a um mecanismo de confiabilidade (suprimento de potência). Para exemplificação, haveria prejuízos ao take-or-pay da molécula, dimensionamento e gerenciamento do estoque, risco de descolamento do indexador, aumento não gerenciável do contrato de manutenção, dentre outros. Neste sentido, solicitamos que sejam respeitados os requisitos mínimos de flexibilidade operativa determinados pela própria minuta de portaria.
Art. 5º, § 3º, inciso I	§ 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	§ 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela Aneel, a não entrega da potência requerida por empreendimento termelétrico <b>ou hidrelétrico, para atendimento de potência do</b>	Embora seja compreendida a necessidade de uma penalidade para indução de comportamento do agente, uma penalização excessiva tende a induzir uma seleção adversa: os agentes devidamente diligentes tendem a precificar o risco elevado, enquanto os agentes menos diligentes subprecificam o risco associado e tornam-se,



ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
	<p>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</p>	<p><i>SIN</i>, implicará a redução <del>mínima</del> de <del>cinco</del> <b>um</b> por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de potência não <del>entregue</del> <b>atendida do despacho de potência solicitado pelo ONS, proporcional ao montante de potência efetivamente não entregue</b>, ficando a redução total <b>da parcela mensal de que trata o caput</b> limitada a <del>cinquenta</del> <b>vinte e cinco</b> por cento para cada mês de apuração; e</p>	<p>assim, mais competitivo no lance (mas com performance inferior na operação). Ademais, uma correta calibração de penalidades permite que a execução do objeto do contrato seja bem-sucedida – o que se persegue. Penalidades excessivas podem tornar a execução do contrato inviável, por melhor que seja a diligência técnica do agente proponente. A exemplo, uma penalidade que retire até 50% da Receita Fixa mensal mostra-se desarrazoada com a prática internacional, especialmente considerando que, pelo texto proposto na minuta, os 50% de desconto da Receita Fixa seriam atingidos por 10h/mês de potência requerida não entregue. Se considerado um contexto de necessidade de potência superior a 10h em determinado dia, por exemplo, um único evento significaria a devolução de metade da Receita Fixa. Dessa forma, sugerimos alguns aprimoramentos relevantes:</p> <p>a. A isonomia no tratamento de penalidades entre empreendimentos termelétricos e hidrelétricos, independentemente da separação dos Produtos Termelétricos 2027 e 2028 e o Produto Hidrelétrico 2028. O texto inicial tende a onerar excessivamente termelétricas na análise comparativa, ao penalizá-las por “potência requerida não entregue” vs. “indisponibilidade de unidade geradora hidrelétrica”. Ou seja, a UHE seria penalizada somente por indisponibilidade de UG, seja tal UG necessária ou não para o</p>



ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
			<p><i>atendimento à potência efetivamente requerida do SIN, enquanto as UTEs seriam penalizadas por potência efetivamente requerida, mas não entregue. Independentemente do regime hidrológico associado às UHEs (por analogia, o equivalente ao “combustível” dessa tecnologia), torna-se necessário prestar isonomia de penalidades, haja vista que se trata de um mesmo Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência. Assim, a potência requerida, mas não entregue por determinada usina, independentemente da razão técnica e de sua tecnologia (inclusive, ausência de água), deve ser uma sinalização de penalidade. Trata-se de um pleito de somente prestar isonomia de tratamento a um mesmo certame.</i></p> <p><i>b. Retirada do termo “mínimo”, a fim de garantir previsibilidade aos agentes: o piso deve ser previamente definido pelo Planejamento.</i></p> <p><i>c. A alteração de “potência não entregue” por “potência não atendida do despacho solicitado pelo Operador”, a fim de prestar maior clareza redacional – a penalização ocorre em caso de despacho frustrado do ONS. Caracterização do que seria “não entregue”, evitando interpretações diversas.</i></p> <p><i>d. Redução total limitada a 25% da Receita Fixa Mensal, observada a alteração mencionada de</i></p>



ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
			5% para 1% da parcela mensal para cada hora de potência não atendida do despacho solicitado pelo ONS.
Art. 5º, § 3º, inciso II	II – a indisponibilidade de unidade geradora hidrelétrica implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de indisponibilidade, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração.	<i>Supressão integral.</i>	Vide justificativa anterior.
Art. 5º, § 4º	§ 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.	§ 4º As indisponibilidades programadas do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente definidos pelo ONS e pelo agente, conforme regulação da Aneel, e, apenas neste caso, não estarão sujeitas a redução de receita de que trata o § 3º.	A minuta de portaria estabelece que as indisponibilidades programadas, necessárias para o adequado funcionamento e conservação dos equipamentos, devem acontecer em períodos definidos pelo ONS. No entanto, é importante que tal definição não seja unilateral do ONS, mas consensada com o agente de geração. Caso contrário, a imposição de um período pelo ONS, ao desconsiderar as realidades operativas de um empreendimento, poderá causar prejuízos evitáveis ao SIN. Vale destacar que tratativas do gênero já ocorrem usualmente em contratos do ACR, como no caso de cronograma de inflexibilidades ou de indisponibilidades programadas (IP). Assim, sugerimos que a definição seja conjunta do ONS e do agente. Vale destacar que, em caso de discordância não alinhável entre as partes (o que julgamos raro de que ocorra), a ANEEL poderá dirimir a situação para casos pontuais e específicos.



ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
			<i>Finalmente, nessa definição, é importante que sejam respeitados garantias e prazos definidos pelo fabricante, os quais serão considerados pelo gerador (daí a importância de sua manifestação e anuência), sob pena de perdas de garantias, com impactos severos ao SIN – o que corrobora com a necessidade de alinhamento prévio ONS-agente.</i>
<i>Art. 7º, Parágrafo Único.</i>	<i>Parágrafo único. A garantia física de energia dos empreendimentos termelétricos que se sagrarem vencedores no LRCAP de 2024 terá vigência limitada ao término dos Contratos de Potência de Reserva de Capacidade – CRCAPs e será revisada periodicamente, conforme metodologia a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia</i>	<i>Parágrafo único. A garantia física de energia dos empreendimentos <del>termelétricos</del> que se sagrarem vencedores no LRCAP de 2024 terá vigência limitada ao término dos Contratos de Potência de Reserva de Capacidade – CRCAPs e será revisada periodicamente, conforme metodologia a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia</i>	<i>Julgamos necessária a isonomia no tratamento de garantia física para todos os empreendimentos do LRCAP 2024, independentemente da tecnologia adotada.</i>
<i>Art. 8º, § 1º</i>	<i>1º O prazo para Cadastramento e entrega de documentos será até às doze horas de de de 2024.</i>	<i>1º O prazo para Cadastramento e entrega de documentos será até às doze horas de de de 2024. [considerar o prazo de cadastramento de 20 dias após a publicação da Portaria]</i>	<i>Sugere-se que seja adotado um prazo adequado para preparação das informações e documentação necessária para o cadastramento de empreendimentos. Neste sentido, propomos que o prazo limite de cadastramento considere 20 (vinte) dias após a publicação da Portaria. A concessão de um prazo minimamente razoável tende a minimizar a necessidade de retificações ou diligências da EPE durante o processo de Habilitação Técnica, otimizando o processo licitatório.</i>



ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
Art. 8º, § 5º	§ 5º Os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST ou os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD deverão ser apresentados à EPE em até setenta e cinco dias, antes da realização do Leilão, sob pena de não serem considerados para fins de Habilitação Técnica.	§ 5º Os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST ou os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD <b>de empreendimentos existentes ou de empreendimentos que já tenham CUST ou CUSD assinado</b> deverão ser apresentados <b>pelo titular da Usina</b> à EPE em até setenta e cinco dias, antes da realização do Leilão, sob pena de não serem considerados para fins de Habilitação Técnica.	Clareza no texto. Entendemos que o requisito de apresentação de CUSD/T assinado se aplica a empreendimentos existentes ou àqueles empreendimentos que já tenham CUSD/T assinado, já que os novos empreendimentos estarão sujeitos ao critério de margem remanescente, conforme estabelecido no Art. 15 e nos últimos leilões regulados.
Art. 9º, inciso II	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);	Ver justificativa.	Julgamos importante que sejam replicadas as proporções estabelecidas no Leilão de Capacidade na forma de Potência de 2021 (LRCAP 2021), com as devidas atualizações de 2021 a 2024, entre os valores dos principais marcadores do mercado internacional de combustíveis com o CVU máximo para o leilão. Na ocasião do LRCAP 2021, os riscos e precificações estabelecidos pelo MME, que levaram ao CVU máximo, estavam compatíveis com a natureza dos requisitos de flexibilidade operativa exigidos do despacho termelétrico. Finalmente, a adoção do CVU para o LRCAP 2024 deve considerar que os requisitos de flexibilidade operativa exigidos para Habilitação Técnica são mais restritivos que os do LRCAP 2021, de forma que a determinação de seu valor, pelo MME, deve refletir esse diferencial



ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
			<i>comparativo: maior custo variável para uma maior flexibilidade exigida.</i>
Art. 9º, IX	<i>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;</i>	<i>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;</i>	<i>O ajuste visa dar tratamento para parcelas descontratadas de empreendimentos termelétricos existentes, as quais não possuem qualquer contrato com prazo coincidente ao do CRCAP do LRCAP 2024. Isto é, a potência não se encontra comprometida com outros contratos. Trata-se, na realidade, de um tratamento semelhante ao conferido para a ampliação de empreendimentos hidrelétricos já disposto na minuta de Portaria – mas, no caso de usinas termelétricas, não se trata exclusivamente da parcela de ampliação, mas de parcela existente e descontratada, disponível para contratação. Dada a não coincidência de prazos contratuais de suprimento, entendemos que a presente proposta merece acolhimento por parte deste Ministério.</i>
Art. 9º, XII	<i>Não há.</i>	<i>XII – empreendimentos termelétricos a óleo diesel ou óleo combustível para o Produto Termelétrico 2028.</i>	<i>Sugerimos que haja explicitamente na portaria a vedação para óleo no Produto Termelétrico 2028, sob pena de contratos legados a esse combustível até 2043 – sem prejuízo a sua manutenção no Produto Termelétrico 2027, de mais curto prazo, com Preços de Referência (e Custos Variáveis Unitários – CVUs) diferenciados para cada Produto. Vale destacar a formulação de Política Energética, incluindo a decisão sobre inclusão/exclusão de fontes no mix de</i>



ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
			contratação, é uma atribuição do MME, conforme previsto na Lei nº 4.904/1965.
Art. 9º, Parágrafo Único.	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, desde que a ampliação não tenha se sagrado vencedora de Leilões regulados, mesmo ainda não adjudicados, e que não possua CCEARs, CERs ou CRCAPs registrados na CCEE.	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 <b>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 descontratada 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.</b>	Alternativamente à redação proposta para o art. 9º, inciso IX, o ajuste redacional para considerar parcelas descontratadas de usinas termelétricas existentes pode ocorrer via revisão do parágrafo único, conforme sugerido, de acordo com a melhor conveniência para este MME.
Art. 11	Art. 11. Para o cálculo da disponibilidade de potência dos empreendimentos termelétricos candidatos, será considerada a disponibilidade máxima da Usina, utilizados os parâmetros do	Art. 11. Para o cálculo da disponibilidade de potência dos empreendimentos termelétricos candidatos, será considerada a disponibilidade máxima da Usina, utilizados os parâmetros do projeto, <b>excetuando a Taxa Equivalente</b>	Alternativa à redação da Art. 12 º, § 4º, I – vide contribuição abaixo.



ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
	<i>projeto a ser habilitado tecnicamente pela EPE.</i>	<i>de Indisponibilidade Forçada (TEIF), a ser habilitado tecnicamente pela EPE.</i>	
Art. 12, § 1º	<i>I – sete anos para o Produto Potência Termelétrica 2027, de que trata o inciso I do art. 4º;</i>	<i>I – <del>sete</del> cinco anos para o Produto Potência Termelétrica 2027, de que trata o inciso I do art. 4º;</i>	<i>Sugere-se a adoção de 5 anos ou até menos (4 anos) para o Produto Termelétrica 2027, a fim de que o prazo de suprimento do produto seja destinado a tecnologias mantidas por curto prazo legado (ex: óleo combustível e óleo diesel). O prazo de 5 anos de suprimento em contratos regulados já tem sido adotado, por exemplo, em alguns Leilões de Sistemas Isolados àquelas localidades com previsão de interligação, para prevenção pontual de déficits de potência ou de energia. Sinalização análoga poderia ser adotada para o Produto Termelétrica 2027.</i>
Art. 12º, § 4º, I	<i>I - o vendedor não estará isento da obrigação de disponibilidade de potência, mesmo que dentro do limite da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF);</i>	<i>I – <del>o vendedor não estará isento da obrigação de disponibilidade de potência, mesmo que dentro do limite da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF)</del> a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF) será utilizada no cômputo da obrigação de disponibilidade de potência;</i>	<i>A franquia de indisponibilidades forçadas (TEIF) existe para endereçar uma característica inerente à operação de qualquer unidade geradora, de qualquer fonte. O estímulo à redução das taxas já existe naturalmente para fins de licitação, uma vez que o TEIF é abatido da disponibilidade de potência, que é o montante a ser negociado no leilão. Assim, quanto menor o parâmetro, maior a receita fixa do empreendimento, para um mesmo preço de potência. A desconsideração da TEIF para fins de obrigação de disponibilidade de potência, que visa a emular uma realidade operativa, deve onerar o consumidor e a própria operação do SIN por parte do ONS, que não terá parâmetros de TEIF bem calibrados para fins de programação. O empreendedor diligente e</i>



ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
			<i>responsável deverá precificar, na receita fixa, as falhas forçadas, acrescidas das penalidades com todos os impostos e deduções, ao passo em que a desconsideração desse parâmetro bem calibrado, por parte dos empreendedores, pode levar a prejuízos à operação e a uma seleção adversa.</i>
Art. XX	Não há.	<i>O Edital deverá prever que a assinatura do CRCAP estará condicionada à apresentação prévia do contrato assinado de suprimento de combustível à ANEEL.</i>	<i>Proposta busca robustecer o comprometimento dos proponentes com uma solução de suprimento de combustível firme – a condicionante do contrato de combustível (ex: GSA) para a assinatura do CRCAP induzirá comportamentos mais diligentes e responsivos (criação de novo mecanismo indutivo). O CRCAP é um importante instrumento para avaliação de risco por parte de investidores e financiadores. Atualmente, o mecanismo vigente pode induzir a comportamentos indevidos de determinados agentes, como a ausência de assinatura de GSAs em períodos próximos ao início de suprimento de potência previsto no CRCAP, acarretando riscos evitáveis de déficits de potência ao SIN. Entendemos que esse ajuste é de fácil implementação e passará uma sinalização correta acerca da necessária celeridade de definição da cadeia logística de combustível para empreendimentos termelétricos.</i>
Art. 12 º, § 5º	<i>§ 5º Os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 não farão jus à remuneração proveniente do Encargo por Restrições Operativas por Unit</i>	<i>Supressão integral.</i>	<i>As regras de comercialização da CCEE já dispõem de tratamento específico para recomposição de custo de unit commitment de usinas termelétricas. Sugerimos a manutenção do mecanismo já existente. Além disso, o</i>



ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
	<i>Commitment, sendo a geração associada ao Unit Commitment valorada pelo Preço da Liquidação das Diferenças.</i>		<i>próprio Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) já indicou na minuta de Portaria os requisitos máximos de flexibilidade operacional exigidos para Habilitação Técnica. Penalizar os geradores pelo cumprimento de seu unit commitment exigido não se demonstra técnica regulatória ou de política setorial adequada – até mesmo porque o risco de despacho já recai sobre o gerador. Portanto, o mínimo reembolso dos custos efetivamente incorridos (custos variáveis unitários) pelo gerador quando do despacho para atendimento ao SIN deve ocorrer. O repasse aos geradores desse risco não-gerenciável, ainda mais sujeito a eventuais arbitragens da operação em tempo real na definição de qual seria o período de despacho requerido, de difícil auditoria subsequente, deve ser evitado. A manutenção desse texto tenderá a uma seleção adversa – os agentes diligentes que tentarão precificar esse risco não-gerenciável ficarão menos competitivos que os agentes não diligentes, que podem não implantar seus projetos no prazo ou, se implantarem, não operarão de forma adequada (criação de déficits), mesmo sujeito a elevadas penalidades. Relembre-se que o objetivo da contratação do LRCAP 2024 é evitar o déficit de potência, em benefício dos consumidores.</i>
Artigo Novo	Não há	<i>Art. X. Para empreendimentos que utilizem gás importado, a Habilitação Técnica da EPE deverá considerar a</i>	<i>Esta seção visa a robustecer o processo de comprovação de combustível quando da utilização de terminal de regaseificação ou de gasodutos de transporte, inibindo</i>



ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
		<p><i>apresentação de (i) termo de compromisso vinculante ou contrato firmado entre o proprietário do terminal de regaseificação ou de gasoduto de transporte e o agente gerador, em caso de sagrar-se vencedor na licitação e (ii) a declaração de representante legal do terminal de regaseificação próprio ou de terceiros ou de gasodutos de transporte sobre o investimento associado com a cadeia logística de combustível, incluindo o respectivo cronograma de implantação.</i></p> <p><i>§ 1º No acompanhamento da implantação das centrais geradoras de energia elétrica, a ANEEL deverá fiscalizar o cumprimento do cronograma de implantação da cadeia logística de combustível de que trata o caput, articulando-se com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), quando necessário.</i></p> <p><i>§ 2º No caso de atraso superior a 180 (cento e oitenta) dias de qualquer marco de implantação da cadeia logística de combustível de gás importado de que</i></p>	<p><i>comportamentos indesejados à segurança do suprimento de potência do SIN. Trata-se de um mecanismo complementar ao apresentado anteriormente sobre o GSA ser apresentado antes da assinatura do CRCAP, como condicionante. Atualmente, para o processo de Habilitação Técnica da EPE, os agentes que utilizam sobretudo GNL importado tendem a apresentar termos de compromisso de caráter não-vinculante com fornecedores de combustível, o que torna sua efetividade bastante enfraquecida para fins de real implantação dos projetos com aquele fornecedor prospectado inicialmente na avaliação técnica da EPE, em caso de o projeto sagrar-se vencedor no certame. Há diversos casos recentes de usinas que ainda discutem o fornecimento de combustível, mesmo com outorga e contratos em vigor. Assim sendo, sugerimos algumas adaptações de fácil implementação pelo MME:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li><i>a. Exigência de termo de compromisso <u>vinculante</u> ou contrato firmado com o fornecedor de combustível, com a cláusula de eficácia atrelada, naturalmente, ao empreendimento sagrar-se vencedor no LRCAP 2024;</i></li> <li><i>b. Declaração do representante legal do terminal ou do gasoduto sobre o investimento associado à cadeia logística de combustível, incluindo o respectivo cronograma de implantação. A cadeia logística de suprimento de combustível é tão importante para a fiscalização de</i></li> </ol>



ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
		<p><i>trata o § 1º e que impacte os marcos de implantação do empreendimento de geração, a ANEEL iniciará processo de revogação de outorga do referido empreendimento.</i></p>	<p>suprimento de potência quanto a própria construção da UTE em si;</p> <p>c. Determinação de que a ANEEL levará em conta também o cronograma de implantação da cadeia logística de combustível do item anterior, articulando-se a SFT/ANEEL com a ANP, quando cabível – afinal, discute-se evitar déficit de potência aos consumidores do SIN, o que justifica uma atuação autárquica conjunta;</p> <p>d. No caso de atraso superior a 180 dias de quaisquer dos marcos de implantação da cadeia logística de combustível, que impactem os marcos de implantação da solução de potência, a ANEEL dará início ao processo de revogação da outorga do empreendimento. O prazo de 180 dias é alusivo ao já aplicado historicamente aos últimos CRCAPs, CERs e CCEARs.</p>
<p>Art. 14º, Parágrafo único.</p>	<p>Parágrafo único. O disposto no caput não se aplica aos casos de ampliação de empreendimentos hidrelétricos participantes do Produto Potência Hidrelétrica 2028, desde que a ampliação não tenha se sagrado vencedora de Leilões regulados, mesmo ainda não adjudicados, e não possua CCEARs, CERs ou CRCAPs registrados na CCEE.</p>	<p>Parágrafo único. O disposto no caput não se aplica aos casos de ampliação de empreendimentos hidrelétricos participantes do Produto Potência Hidrelétrica 2028 <i>ou aos casos de parcela descontratada de empreendimentos termelétricos dos Produtos Potência Termelétrica 2027 e 2028</i>, desde que a ampliação <i>e/ou a parcela termelétrica não tenha se sagrado vencedora de</i></p>	<p>Vide sugestões semelhantes para o art. 9º, IX ou art. 9º, Parágrafo Único.</p>



ITEM	TEXTO/MME	SUGESTÃO/ENEVA	JUSTIFICATIVA
		<i>Leilões regulados com prazo de suprimento coincidente com aqueles previstos no § 2º do art. 12, mesmo ainda não adjudicados, e não possuam 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.</i>	



## Anexo II – Considerações Gerais de Relevância para o LRCAP 2024

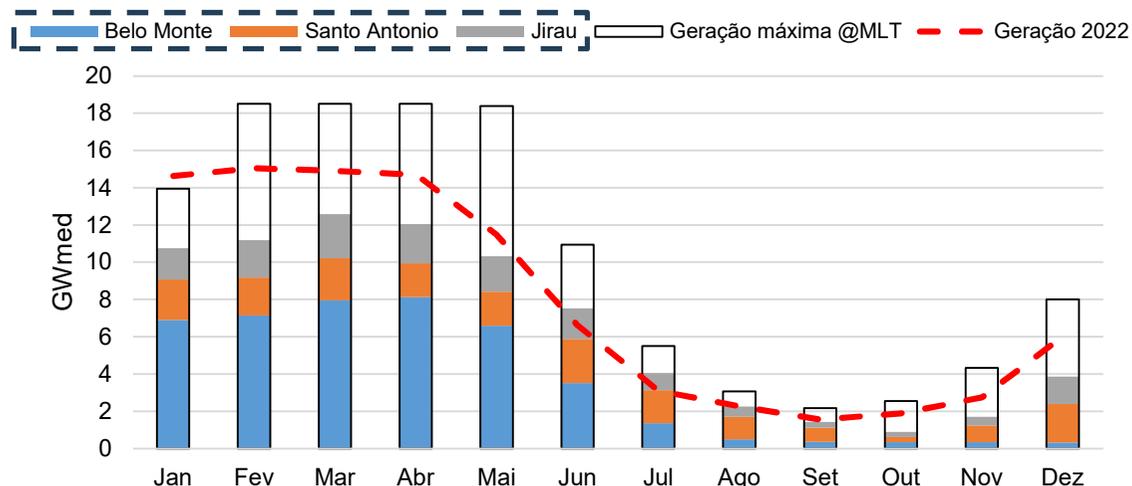
A Eneva entende que a iniciativa do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, de 2024 (LRCAP 2024), tem por objetivo principal garantir que haja ativos despacháveis e com disponibilidade de seus respectivos recursos primários nos momentos de necessidade sistêmica de potência. Assim, busca-se garantir que os critérios de suprimento do Planejamento Setorial sejam satisfeitos e, conseqüentemente, o Sistema Interligado Nacional (SIN) seja resiliente a diferentes cenários de combinação de oferta e demanda, no horizonte temporal.

O ano de 2023 apresentou um dos maiores níveis de reservatórios observados ao longo da última década. Devido à alta capacidade instalada hidrelétrica na matriz elétrica brasileira, em geral, um elevado nível dos reservatórios tende a evidenciar uma estabilidade energética relevante para a operação do SIN.

Porém, mesmo com altos níveis de armazenamento, por restrições ambientais, boa parte da capacidade instalada é a fio d'água, o que significa que a geração de energia respeitará a marcante sazonalidade hidrológica do país e das regiões geográficas. Ademais, as usinas hidrelétricas enfrentam restrições operativas diversas, dados os usos múltiplos da água, que não somente a geração de energia elétrica.

Desta forma, mesmo em anos de aparente “estabilidade” energética, o SIN ainda poderá enfrentar momentos de limitação da geração do parque hidráulico, como observado no Gráfico 1 abaixo acerca da contribuição das principais UHEs do subsistema Norte, que chegam a “comprometer” mais de 16 GW de capacidade de geração entre o período úmido e o período seco, mesmo quando a hidrologia se aproxima da média histórica (MLT).

Gráfico 1 - geração usinas a fio d'agua do Norte, em 2023



Além da própria sazonalidade hidrológica e dos diferentes níveis de contribuição hidrelétrica, a depender dos níveis dos reservatórios, outro ponto fundamental na avaliação de requisito de confiabilidade das hídricas é a limitação de vazão mínima, vazão máxima, variação de vazão e os usos múltiplos da água em diversos segmentos no Brasil. Todas essas questões acabam por restringir o uso e flexibilidade da água para geração de energia, além de não estarem representadas de maneira fidedigna nos modelos oficiais de planejamento, operação e formação de preço.

Corroborando com este raciocínio, a EPE, em novembro de 2023, emitiu a Nota Técnica EPE/DEE/076/2023-R0 sobre a Metodologia de Estimativa de Requisitos e Recursos de Flexibilidade no SIN, com o seguinte trecho:

*“Em geral, as UHE têm uma grande aptidão para fornecer flexibilidade em diversas escalas de tempo. De forma imediata, possuem potencial de rampa rápida e baixos níveis operacionais mínimos associados aos seus equipamentos. Por outro lado, o conhecimento das restrições operativas associadas às hidrelétricas é fundamental para avaliação detalhada da oferta de flexibilidade desta fonte. Entretanto, a coleta, organização e*

*atualização desse conjunto de dados, bem como a modelagem individual das usinas nos modelos computacionais ainda são desafios enfrentados pelo planejador e operador do sistema”.*

Os ativos hidrelétricos possuem, evidentemente, aptidão operacional para a segurança sistêmica, mas também a incerteza quanto a sua contribuição em determinados períodos hidrológicos, devido à dificuldade de mapear e quantificar suas restrições. Outro ponto de destaque é a ausência de ferramentas para modelagem individual e fidedigna das usinas sob o nível computacional. Dessa forma, além do próprio risco hidrológico, inerente à operação desses ativos, também há dificuldade de correta quantificação de seus atributos, dada a aferição e modelagem de suas restrições. Tal visão é reiterada pelo ONS na apresentação da 1ª Reunião Técnico-Gerencial com os Agentes do SIN em 2024 – Edição Nacional, conforme Figuras 1 e 2 abaixo.

**Figura 1 – Restrições típicas de usinas hidráulicas do SIN**

### **Restrições típicas por fonte - Hidráulicas**

- ❖ Faixa proibida para evitar cavitação.
- ❖ Vazão mínima para atender defluência mínima (ambiental, sanitária, oxigenação, etc.)
- ❖ Rampa de geração para atender variação máxima de defluência:
  - Navegação
  - Ambientais
- ❖ Restrições de montante: nível mínimo para manter a navegabilidade e captação de água
- ❖ Restrições de jusante:
  - Nível máximo para permitir a operação da eclusa.
  - Nível mínimo para manter a navegabilidade.
- ❖ Restrição de variação de geração para algumas usinas em determinado período do ano devido à piracema.
- ❖ Restrição de variação de geração nas usinas do Rio Tocantins em determinado período do ano devido ao período de praias.



Figura 2 – Condicionantes de usinas hidráulicas do SIN

## Restrições típicas por fonte - Hidráulicas

**Gráf. 1** - Quantidade de declarações de condicionantes operativos hidráulicos acumulada por ano (dados consultados em 31/12/2023).



**Gráf. 2** - Quantidade acumulada de declarações de condicionantes operativos hidráulicos vigentes em 31/12/2023.



### Aumento significativo dos condicionantes operativos a partir de 2020 pelos seguintes motivos:

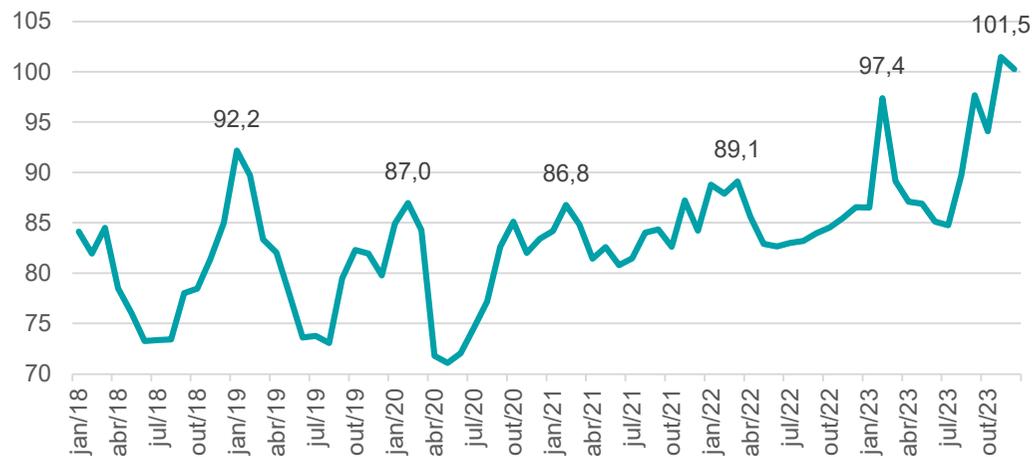
- Atendimento de questões socioambientais;
- Incorporação do modelo de curtíssimo prazo (DESSEM) na programação da operação.
- Crescente necessidade de melhoria da representação nos modelos eletroenergéticos.
- Flexibilizações temporárias de restrições para enfrentamento da escassez hídrica no ano de 2021.

Tais riscos ficaram mais evidentes, sobretudo, ao longo da operação em 2023. O registro de elevados níveis de armazenamento para o período seco trazia a percepção preliminar de que haveria sobras de energia e de que isso, isoladamente (isto é, sem o despacho termelétrico complementar), seria o suficiente para fechar o balanço carga-geração horário do SIN, mesmo com alta penetração e intermitência das fontes não-despacháveis, como eólicas e solares. No entanto,



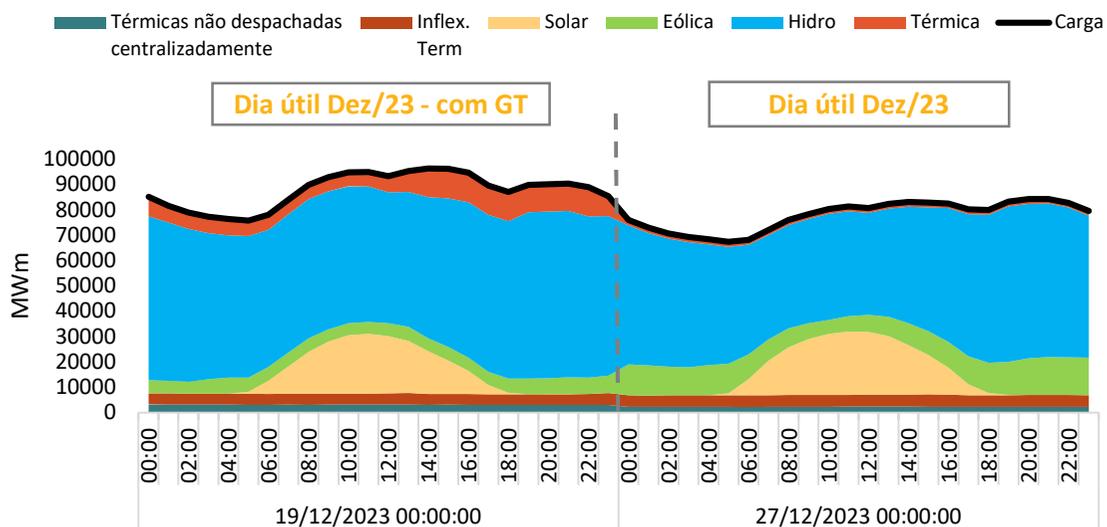
em setembro de 2023, com o início das reconhecidas “ondas de calor” e o consequente aumento da carga (Gráfico 2), restou demonstrada a limitação da geração hidráulica máxima instantânea causada tanto pela sazonalidade hidrológica quanto pelas restrições operativas.

Gráfico 2 - Demanda Máxima mensal (GW), 2018-2023



Como consequência dessa limitação do parque hidrelétrico, nos dias com elevadas temperaturas e geração renovável concentrada no “período solar” (quando há concentração de radiação solar) do ano de 2023 e até mesmo durante um período do presente de 2024, houve despacho de geração termelétrica flexível para fechamento do balanço horário, conforme Gráfico 3 abaixo, que apresenta uma exemplificação do ocorrido:

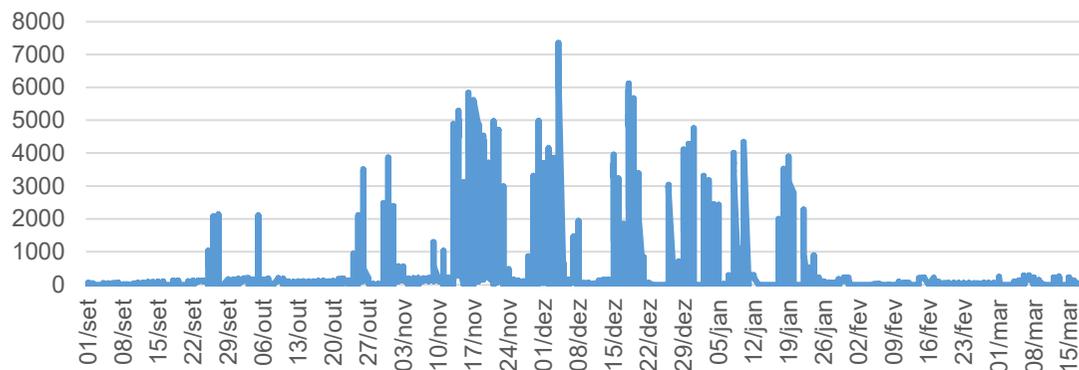
Gráfico 3 - balanço horário com geração térmica



Entre setembro de 2023 e março de 2024, o ONS tem despachado termelétricas na titulação por razão elétrica para fechamento da carga líquida, principalmente quando a geração solar começa a regredir. Importante ressaltar que, além do despacho por razão elétrica, ainda ocorreu despacho por ordem de mérito e por inflexibilidade, que compõem o despacho termelétrico total. A fim de analisar as necessidades instantâneas específicas (atendimento à ponta), passamos à avaliação apenas do despacho verificado por razão elétrica do histórico recente, disponível no portal de dados abertos do ONS – conforme Gráfico 4.



Gráfico 4 - Despacho Horário por Razão Elétrica (MW) - set/23 a mar/24

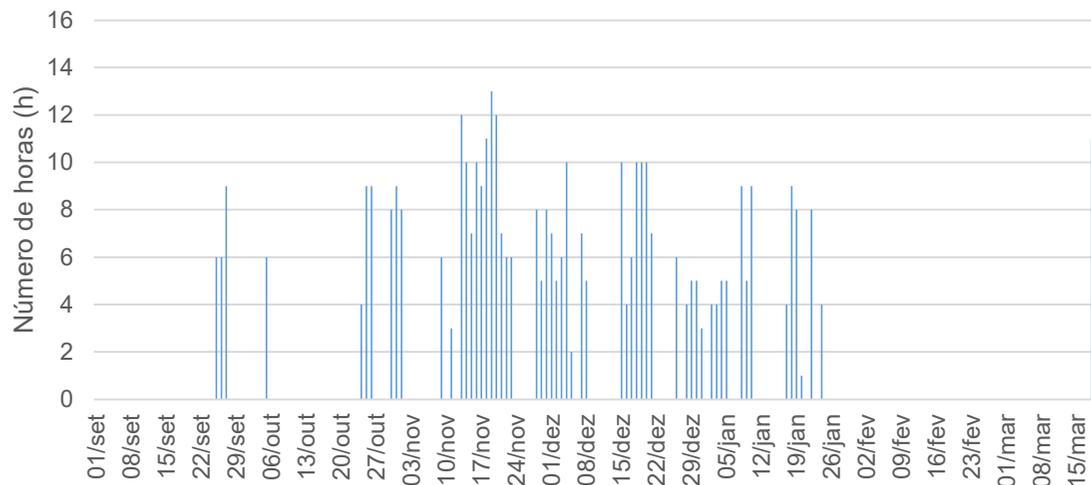


Apesar de compreendermos que o despacho termelétrico por razão elétrica atualmente é aquele mais análogo ao que seria o despacho por capacidade futuro, uma vez que ele foi prioritariamente utilizado para atendimento de ponta de carga líquida, parte desse montante é devido a despachos realizados para atendimento a requisitos locais, como, por exemplo, a Região Metropolitana de Manaus. Portanto, para uma análise técnica conservadora, passemos a avaliar apenas momentos em que o despacho horário por razões elétricas superou 600 MW.

Foram identificados, ao menos, 60 dias e um total de 429 horas com mais de 600 MW de despacho por razão elétrica no período de 01/09/2023 a 20/03/2024, conforme Gráfico 5.



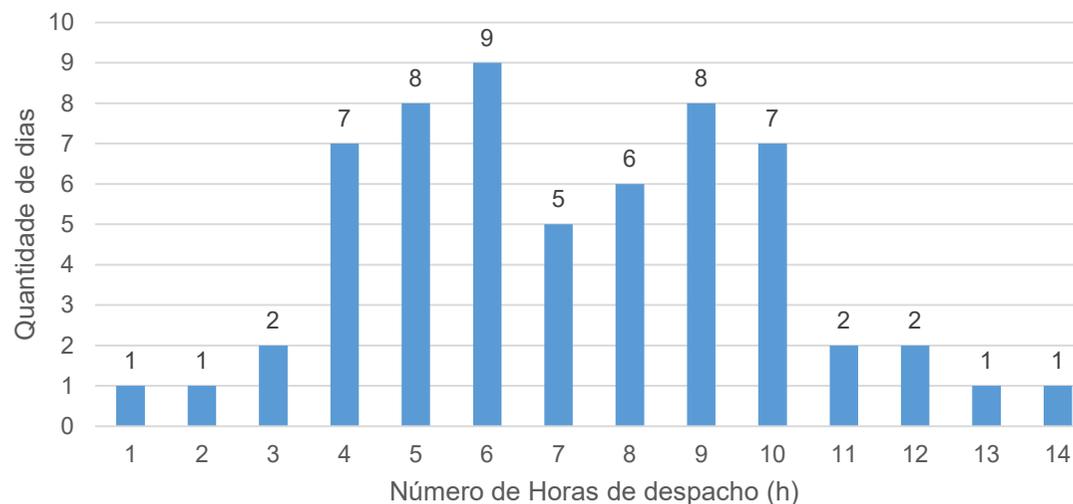
Gráfico 5 - Número de Horas com despacho GT por RE > 600 MW



Outro fator relevante a se analisar é a duração de cada evento diariamente, a fim de verificar, além do montante (quantidade de MW), a duração (número de horas). No Gráfico 5 acima, conclui-se que os eventos tiveram de 1 a 14 horas de duração, mas não raramente ultrapassaram 6 horas. O histograma do Gráfico 6 apresenta um maior detalhamento. Observa-se que em 50 dos 60 dias com despacho por razão elétrica os eventos duraram entre 4 e 10 horas. Os eventos com duração inferior a 4 horas representaram menos de 7% do total (4 eventos).



Gráfico 6 - Histograma número de horas despachadas por evento



Os eventos mais frequentes, com duração entre 4 e 10 horas, apresentaram rampas rápidas de subida e iniciaram sua geração entre as 14 e 18 horas, começando suas rampas de descida perto das 23 horas – todos horários em que a carga líquida do sistema tem o seu ápice, devido ao final da contribuição diária das usinas solares centralizadas e distribuídas, conforme demonstrado no Gráfico 7. Já os eventos mais longos, iniciaram-se também próximo das 14 horas, porém se estenderam até o dia seguinte, em complementaridade total com a geração solar, já que suas rampas de descida (R-dn) finalizaram até as 8 horas da manhã, como apresentado no Gráfico 8.



Gráfico 7 - Despacho médio horário por duração de evento (MW) - 4-10h

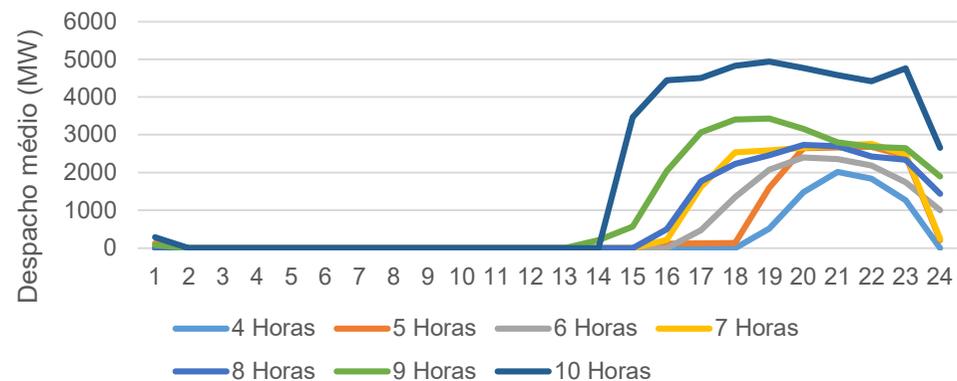
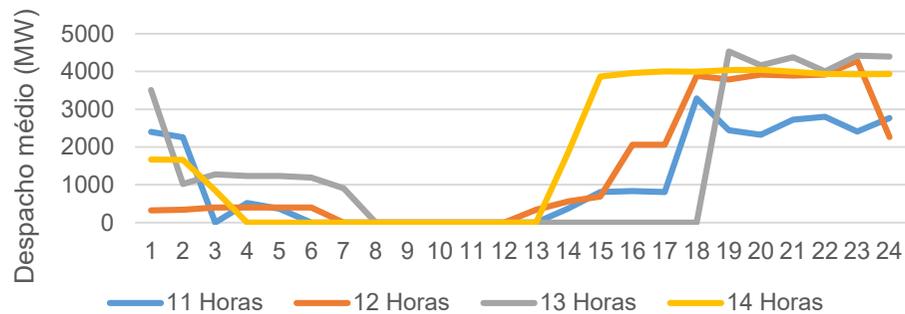
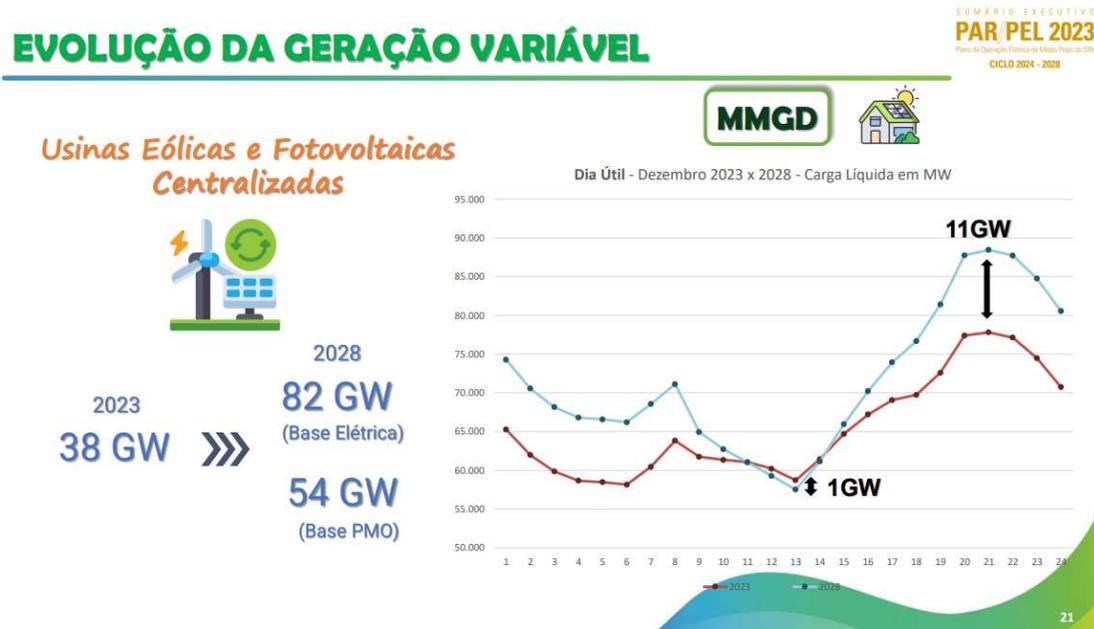


Gráfico 8 - Despacho médio horário por duração de evento (MW), 11-14h



Essa caracterização dos eventos recentes de despacho termelétrico para atendimento horário à carga líquida reforça o atributo natural que essa fonte aporta para o requisito de potência (Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência), em relação às fontes hidrelétricas e renováveis não-despacháveis (eólicas e solares). A expansão de oferta e demanda sistêmicas devem manter os padrões atuais e até mesmo asseverar a necessidade de geração termelétrica em algumas horas específicas do dia para fazer frente à intermitência renovável, conforme evidenciado pelo ONS no âmbito do PAR/PEL 2023 ciclo 2024 – 2028. Na Figura 3, conclui-se que a carga líquida do SIN deve regredir nos horários de maior contribuição de oferta solar e expandir consideravelmente nos períodos sem contribuição de energia solar, o que demandaria maior capacidade termelétrica de atendimento (requisito confiabilidade), mesmo com Micro e Minigeração Distribuída (MMGD).

Figura 3 – Contribuição das Usinas Renováveis vs. Carga Líquida do SIN





Por todo o exposto, constata-se que os ativos hidráulicos podem não estar disponíveis no SIN para gerar em todos os momentos necessários ao atendimento à carga no requisito de confiabilidade (potência), especialmente nos períodos do ano em que, naturalmente, as usinas a fio d'água (sem ou com reduzida capacidade de regularização de seus reservatórios) têm menor contribuição, bem como todas as restrições operativas, ambientais e intensificação dos múltiplos usos da água.

Da mesma forma, as tecnologias de armazenamento possuem limitação na quantidade de horas de descarga, de forma que não resolveriam boa parte das necessidades sistêmicas (produto que se busca contratar no LRCAP 2024), dada a grande variação de quantidade de horas de necessidade (observa-se isso já no histórico recente, com tendência a agravamento futuro). Mesmo que tecnologias de armazenamento sejam instaladas, por exemplo, o sistema continuaria com a necessidade de um despacho firme de back-up para atendimento de potência instantânea, à revelia de qualquer hidrologia, ventos, radiação solar e tempos de carga/descarga de baterias, de forma que a contratação preferencial de armazenamentos resultaria em ineficiência econômica e técnica. Além disso, conforme a própria projeção de crescimento da penetração de recursos intermitentes centralizados e distribuídos, eventuais soluções de armazenamento teriam dificuldade em contribuir com outros serviços de segurança que apenas máquinas síncronas fornecem, como inércia operativa, resiliência a curtos-circuitos e regulação para controle de frequência.

A Eneva entende e valoriza a introdução de novas fontes e tecnologias para compor a matriz elétrica brasileira. No entanto, defende que a demanda calculada para esse certame, que equaciona os critérios de segurança sistêmicos no âmbito do planejamento **para fins de atendimento do requisito potência**, deve ser preenchida por meio de **oferta firme de energia elétrica (termelétricas)**. Isto, pois, os recursos ofertados devem ter o insumo primário a todo instante e a capacidade operativa de responder às diversas possibilidades de configuração de oferta e demanda que o SIN requisitar.