

Descontinuidade no sistema elétrico brasileiro e oportunidades de investimento

Setembro 2024

Descontinuidade: *uma quebra distinta na continuidade física ou temporal; destacada diferença entre as partes; que tem interrupções ou intermitência.*

Desde o início da HIX, nos colocamos o desafio de manter uma cadência de ao menos uma carta aos nossos investidores por semestre. Esta frequência nos parece o mínimo para conseguir manter a qualidade de comunicação, além de não ficarmos tempo demais longe de nossos investidores. No entanto, em algumas ocasiões, tivemos vontade de escrever mensagens pontuais e acabamos por não o fazer, em nome da disciplina e da regularidade. Nesse momento, estamos diante de uma situação que apresenta riscos e oportunidades para o setor elétrico, que foi bastante relevante em nosso portfólio nos últimos anos. Assim, decidimos escrever um breve memorando (Memo) intercalar elaborando a forma como enxergamos este tema.

Se, por um lado, o Brasil é hoje um país autossuficiente e com fontes de energia limpa, por outro, as diferentes crises enfrentadas nas últimas décadas evidenciam a nossa dificuldade inerente de projetar e planejar para o futuro. Talvez resultado dos traços otimistas, tão elogiados, de nossa cultura, notamos que o Brasil historicamente sofreu com a tendência de sobrestimar sua capacidade de reação a eventos climáticos fora de seu controle, que resultou invariavelmente em custos relevantes aos seus consumidores. A consequência desse mal planejamento foi comumente a necessidade de reagir com medidas bruscas (leia-se caras e ineficientes) em momentos em que o desequilíbrio já se instaurou.

Como investidores que acompanham o setor de energia há um certo tempo, em diversos momentos nos deparamos com a afirmação de que “energia é uma *commodity*”. Embora isto pareça verdade, um *superávit* de geração em um dado momento do dia, não pode ser compensado em outro momento sem que um consumidor, aumente seu consumo neste período para reduzi-lo no outro – o que poderia requerer algum tipo de incentivo para ser feito. De forma análoga, um *superávit* de potência em um estado não pode ser compensado com *déficit* em outro sem que estejam conectados por uma linha de transmissão com capacidade ociosa disponível naquele exato momento – o que demanda altos investimentos e custos operacionais contínuos. Ou seja, a sua perecibilidade instantânea e localizada desafia a afirmação quando apenas algumas variáveis¹ se alteram. É no bojo dessa energia não comoditizada que o Brasil – assim como a maioria dos países desenvolvidos – se encontra hoje, com uma matriz energética mais diversificada (e complexa) e desafios de curto e longo-prazo para seus operadores (e reguladores), cada vez mais visíveis.

Com isso em mente, encontramos nas últimas semanas um cenário contrário à boa lógica, onde, mesmo em um período de alta capacidade dos reservatórios nacionais, nos deparamos com: (i) aumento da tarifa de energia para bandeira vermelha²; (ii) acionamento diário de usinas termoeletricas fora da ordem de mérito³ da ANEEL, com um custo de geração superior às fontes renováveis; e (iii) aumento no volume de “*curtailment*”⁴ da energia gerada através das fontes eólica e solar.

Diante deste panorama, nos questionamos: “Como um sistema, com sobreoferta de energia em um determinado período do dia, que é desperdiçada, pode ter um aumento do despacho de suas usinas térmicas, mais poluentes e caras, e consequente acréscimo na conta de luz do contribuinte?”. A resposta, nos parece representar

¹ Variáveis como demanda, potência, local e tempo.

² “Bandeiras tarifárias” é o Sistema que sinaliza aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica. Para tanto, as cores das Bandeiras (verde, amarela ou vermelha) indicam se a energia custará mais ou menos em função das condições de geração de eletricidade. Para mais informações sobre as bandeiras tarifárias: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>

³ Ordem normal de despacho pela ONS, motivada principalmente pelo custo de cada usina despachada.

⁴ *Curtilment* refere-se à redução forçada da geração de energia de determinadas fontes, principalmente solar e eólica, mesmo quando elas conseguem gerar. No Brasil, quem faz essa gestão e pode decidir por limitar a geração de energia é o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela coordenação e controle da operação das usinas geradoras e do sistema de transmissão. Têm ocorrido principalmente quando há excesso de produção no subsistema NE, e as limitações na rede de transmissão que impedem o escoamento da energia gerada para sistema SE/CO.

o início de uma fase aguda de desbalanceamento sofrido pela matriz energética brasileira na última década, que pode se deteriorar rapidamente e que apresenta diversos desafios ao sistema e ao mercado.

Em nossa visão, a grande transformação da matriz energética brasileira na última década, com significativa adição de fontes renováveis (principalmente eólica, solar e hidrelétricas à fio d'água), aumentou a complexidade e diminuiu a confiabilidade do sistema energético – que parece já se encontrar em um limite de *stress*, onde os modelos matemáticos utilizados pelo regulador para prever a demanda de carga deixam de ser aderentes.

Aplaudimos a lógica da ampliação de fontes renováveis no mix, principalmente em um país como o Brasil, com abundância de recursos naturais, como água, sol e vento para geração de energia limpa com custos competitivos. Entretanto, se no passado a atenção do planejamento podia ser apenas no equilíbrio entre a capacidade média de geração de energia das usinas no Brasil vs. a demanda (“carga”), conforme as usinas destas novas fontes se tornam mais representativas no mix, é necessário voltar a atenção para a disponibilidade hora a hora (mês a mês) de potência versus a demanda hora a hora (mês a mês). Em momentos quando fontes de energia geram superávits energéticos 12h no NE enquanto déficits são percebidos às 20h no Sudeste, nos perguntamos se há uma descontinuidade onde a energia definitivamente não é mais uma *commodity*.

Com o intuito de facilitar a leitura, gostaríamos de separar este memo em quatro partes:

1. Histórico do setor elétrico brasileiro e crescimento das fontes renováveis;
2. O ponto de descontinuidade e a necessidade de maior flexibilidade no sistema;
3. O que esperar para o futuro; e
4. Potenciais oportunidades para empresas de nosso portfólio.

Entendemos que a complexidade setorial e o grande volume de informações técnicas são alheios ao dia a dia de nossos investidores e, portanto, tentaremos utilizar o maior volume de exemplos possível - nos desculpem por antecedência caso o memo se torne exaustivo.

1. HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A história da matriz energética brasileira: uma potência renovável e de baixo custo

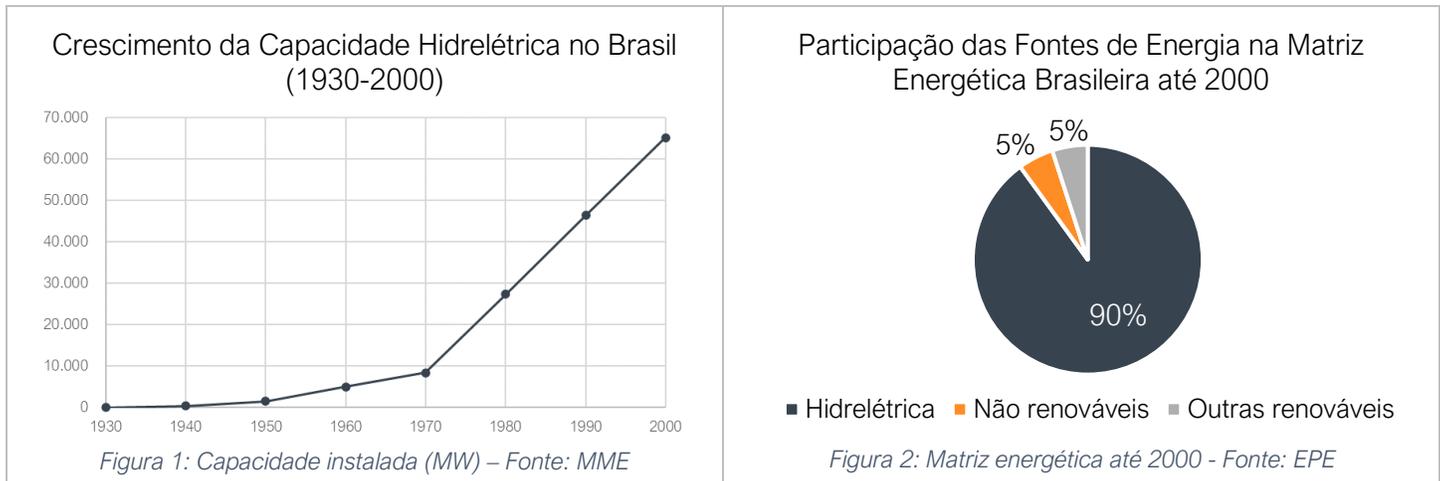
A matriz energética brasileira, até o ano 2000, foi caracterizada predominantemente pelo uso de fontes renováveis, com ênfase significativa na energia hidrelétrica proveniente de grandes reservatórios. Esta escolha não foi aleatória, mas, sim, estratégica, dada a abundância de recursos hídricos do país, o que permitiu a construção de uma infraestrutura energética de baixo custo (que também tem seu benefício na sustentabilidade, em termos de emissões de carbono – um tema que ganhou mais relevância nas últimas duas décadas).

O marco inicial para a expansão hidrelétrica no Brasil foi em 1883, com a instalação da primeira usina hidrelétrica em São Paulo, no Rio do Quilombo, em Campos. A partir desse ponto, a energia hidrelétrica se tornou cada vez mais relevante, especialmente a partir da década de 1940, quando o governo brasileiro adotou políticas públicas voltadas para a industrialização e o desenvolvimento econômico, priorizando a geração de energia a partir de grandes reservatórios hidrelétricos.

Na década de 1960, com a criação de estatais como a Eletrobras, o Brasil intensificou seus investimentos na construção de grandes hidrelétricas. Esse período foi caracterizado pela inauguração de usinas de grande porte, como Furnas, em Minas Gerais, e Itaipu, na fronteira com o Paraguai, que ainda é uma das maiores do mundo em capacidade de geração (Figura 1). Essas hidrelétricas foram construídas com grandes reservatórios, permitindo a regulação do fluxo de água e garantindo uma produção energética estável e de baixo custo.

A infraestrutura necessária para construir estas usinas proporcionou energia a custos operacionais baixos, apesar de exigir um elevado investimento inicial. Além disso, a opção por grandes reservatórios desempenhou um papel crucial na segurança energética do Brasil, com um funcionamento similar ao de “baterias” naturais, armazenando água durante os períodos de chuva para garantir um fornecimento constante de eletricidade também durante os períodos secos.

Esta decisão, entretanto, tornou o sistema elétrico brasileiro extremamente dependente do ciclo pluviométrico intra e plurianual. Isso porque existe um limite físico para a capacidade dos reservatórios de comportar água a fim de suportar a demanda de energia, principalmente em anos consecutivos de baixo volume de chuva.



Os apagões e a matriz térmica brasileira: problemas de planejamento ou caminho inevitável?

Desde a década de 1950, o setor elétrico brasileiro acompanhou o crescimento econômico do país, com a construção de grandes usinas hidrelétricas que passaram a compor a espinha dorsal da matriz energética. No entanto, o planejamento de longo prazo foi frequentemente negligenciado, resultando em crises energéticas recorrentes.

A crise de 2001, conhecida como "Apagão", foi resultado de uma combinação de fatores: a dependência excessiva da energia hidrelétrica, que na época representava cerca de 90% da geração de eletricidade do país, a falta de investimentos em infraestrutura e a ausência de diversificação da matriz energética. A seca severa entre 2000 e 2001 reduziu drasticamente os níveis dos reservatórios, expondo a fragilidade de um sistema quase exclusivamente dependente de fontes hídricas e evidenciando não apenas a vulnerabilidade do país a períodos de seca prolongada como também a necessidade de maior diversificação das fontes de geração de energia. Nesse sentido, a falta de planejamento e a demora em adotar medidas emergenciais forçaram o governo a implementar um racionamento de energia, que impactou profundamente a economia e a vida dos brasileiros.

Na esteira do Apagão, o Brasil passou a incentivar a construção de usinas a partir de fontes alternativas como uma estratégia para diversificar a matriz energética, que até o momento era altamente dependente das hidrelétricas. Foi, então, constituído o marco regulatório para a expansão de usinas termelétricas no Brasil, através de uma série de leis e medidas, das quais destacam-se o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT)⁵ e o Plano Decenal de Energia (PDE)⁶.

⁵ Criado em 2000 pelo governo federal para incentivar a construção de novas usinas termelétricas. O programa foi regulamentado por meio de vários despachos, incluindo a criação de incentivos fiscais e regulatórios para a construção destas usinas

⁶ A partir de 2003 o PDE passou a incluir a expansão das termelétricas como parte de uma estratégia de diversificação energética, prevendo a construção de usinas movidas a gás natural, carvão e biomassa

O planejamento do PPT para compensar os baixos níveis dos reservatórios na época e incentivar a construção de usinas térmicas a gás e carvão era ambicioso a medida em que contava com um curto período de tempo – 24 meses vs. 60 meses em média exigidos por uma grande hidrelétrica. Sua execução, contudo, enfrentou uma série de obstáculos: desde um mercado internacional com excesso de demanda para aquisição de turbinas e outros equipamentos, até um período de grande volatilidade cambial no Brasil que afetou diretamente o preço do gás natural fornecido pela Petrobrás, cujo repasse não poderia ser incluído nas tarifas.

Com isso, o preço da energia oferecido para firmar contratos PPA⁷, necessários para obtenção de financiamentos para construção destes empreendimentos, criou uma equação de risco com baixo retorno e afastou diversos investidores. Das 50 usinas cadastradas no PPT, que somavam cerca de 15,4GW de capacidade adicional, apenas 54% foram construídas (e estão em atuação até hoje).

Passada mais de uma década, o país pouco avançou no robustecimento de sua matriz energética, permanecendo frágil aos períodos de baixa hidrologia. A título de exemplo, no ano de 2014, o Brasil enfrentou novamente uma crise devido à escassez de chuvas e baixos níveis dos reservatórios de suas usinas. Além disso, falhas na gestão e planejamento, como o atraso na construção de novas usinas e linhas de transmissão, agravaram a situação. O governo precisou recorrer ao acionamento intensivo de usinas termoelétricas a óleo e carvão, e evitou por uma nesga um novo racionamento de energia. Diversas empresas do setor elétrico sentiram profundamente os impactos deste evento, algumas, inclusive, passaram por reestruturações patrimoniais.

Como um paciente crônico, o ano de 2021 evidenciou novamente a fragilidade do setor elétrico, dessa vez em um contexto de mudanças climáticas e aumento da demanda por energia. A dependência de hidrelétricas, que ainda representavam mais de 60% da matriz energética, associada à pior seca em 91 anos, levou os reservatórios ao limite. A falta de planejamento e, por consequência, de investimentos em geração de fontes despacháveis para substituir a geração hidráulica deficitária (o candidato mais provável seriam térmicas a gás de ciclo combinado), criou um cenário de incerteza e vulnerabilidade. O país enfrentou riscos de racionamento e, mais uma vez, precisou recorrer ao uso intensivo de termoelétricas menos eficientes, inclusive, com a realização de um leilão de energia emergencial, que resultou na contração de energia com preços acima de R\$ 1.500 / MWh (mais de o dobro do preço de energia de térmicas flexíveis em regime de contratação normal⁸).

No ano de 2024, a infraestrutura energética brasileira, mais uma vez, enfrenta um desafio. É interessante notar que, nesse caso, isso acontece a despeito dos reservatórios mais importantes do Brasil apresentarem níveis elevados (equivalentes a 2022 e substancialmente acima do mesmo período em 2021 – Figura 3: Evolução dos reservatórios (%capacidade máx.) - ONS). Enquanto as crises passadas expuseram a fragilidade do sistema nacional perante a dependência de nossa matriz hídrica, hoje, parece que estamos diante de um desarranjo de tipologia distinta. Além da exposição aos ciclos dos reservatórios, o SIN⁹ parece apresentar deficiências de potência¹⁰ para atender a demanda diária no horário de pico¹¹ (entre 18h e 21h), mesmo com as hídricas gerando a plena carga. Como consequência, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”) ordenou, em agosto, o despacho diário de térmicas a óleo diesel, caras e poluentes, por razões elétricas¹² (Figura 4: Despacho termoelétrico horário em agosto de 2024) e não pela razão de mérito.

⁷ *Power Purchase Agreements* - contratos de compra e venda de energia com horizonte de longo prazo.

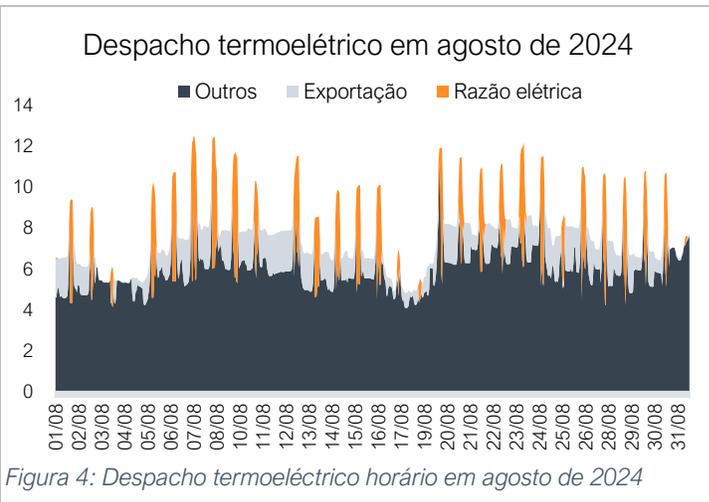
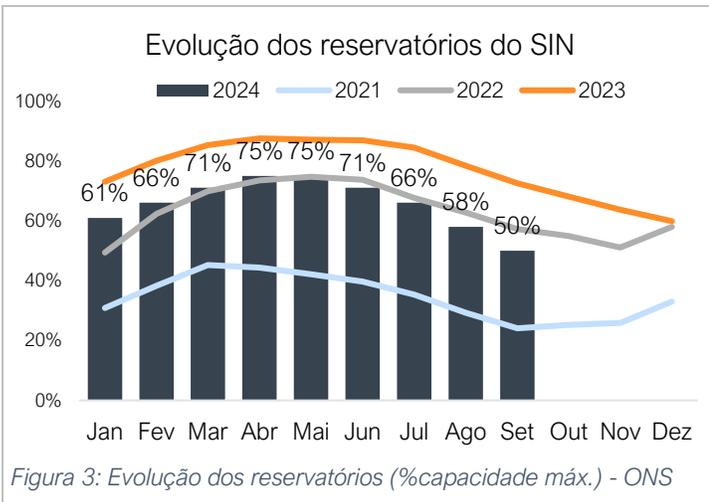
⁸ A CELSE por exemplo tinha um custo variável de operação de R\$366,40/MWh em junho de 2024 e o Complexo Parnaíba da Eneva R\$100- 200/MWh.

⁹ SIN é o sistema interligado nacional de energia. É o conjunto de usinas elétricas, redes de transmissão e distribuição do Brasil.

¹⁰ No regime “normal” de geração, sem recorrer aos despachos de térmicas de alto custo.

¹¹ O horário de ponta (ou horário de pico) é o período do dia em que a demanda por energia elétrica é maior, normalmente entre 18h e 21h, de segunda a sexta-feira, excluindo feriados, sábados e domingos, segundo a ANEEL. Convenções mais livres podem incluir o horário de demanda aumentada entre 16h e 22h

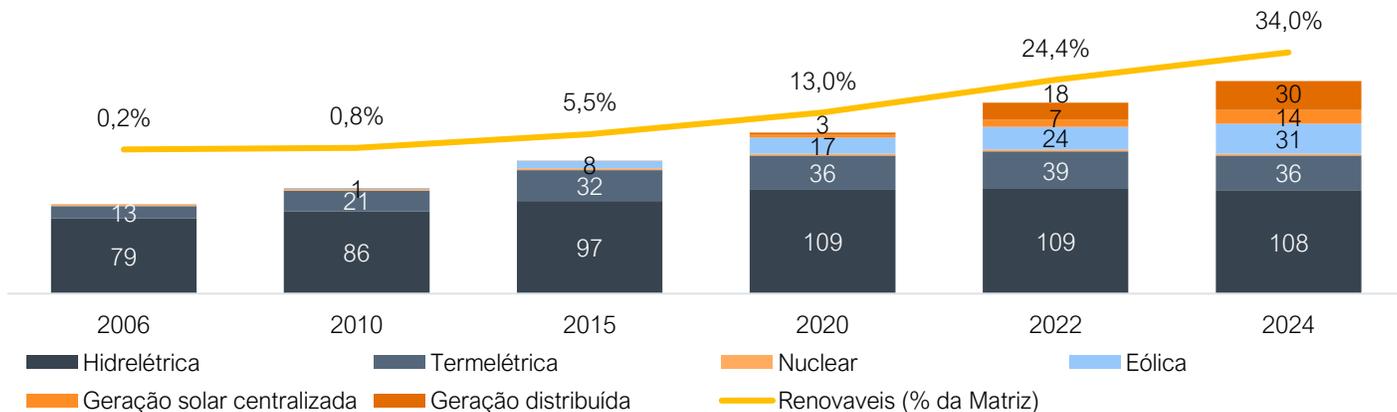
¹² Razões relacionadas a uma necessidade de despacho de termoelétricas fora da situação normal de operação.



Fontes renováveis são competitivas economicamente, complementares entre si e “ESG friendly”

Com o objetivo de reduzir a dependência das fontes hidrelétricas de grandes reservatórios, que trazem grandes impactos ambientais com o alagamento de vastas regiões, e das usinas térmicas, diretamente poluentes, o Brasil entrou no “trem global da descarbonização”, criando diversos programas de incentivo para construção de capacidade energética de fontes renováveis em nosso sistema.

Um dos primeiros grandes marcos na promoção das energias renováveis no Brasil foi o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), de 2002, fundamental para o início do desenvolvimento de projetos renováveis. O programa incentivou a construção de pequenas centrais hidrelétricas (“PCHs”), usinas eólicas e de biomassa ao garantir a compra da energia gerada por essas fontes por meio de contratos de longo prazo. Pouco tempo depois, o marco da liberalização do mercado de energia em 2004, que levou a criação Mercado Livre de Energia deu aos grandes consumidores a possibilidade de negociar diretamente com fornecedores, o que impulsionou a autoprodução e o uso de energias renováveis. Neste contexto, os descontos nas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição (TUST e TUSD) foram introduzidos e reduziram os custos de transporte de energia para consumidores e geradores no mercado livre, tornando essas fontes mais competitivas e fomentando a trilha em direção a uma matriz energética mais sustentável. Uma outra medida governamental foram os Leilões de Energia, iniciados em 2007, que introduziram os conceitos de Energia Reserva e Energia Nova e garantiram contratos de longo prazo para os vencedores, assegurando preços competitivos e a expansão de fontes renováveis.



Adição de novas UHEs, principalmente fio d'água

Entre os anos de 2006 e 2019, o Brasil adicionou uma grande capacidade de geração elétrica de fonte hidráulica (UHEs - Figura 6), construídas principalmente sob o conceito de fio d'água¹³, que causam impactos ambientais menores do que as de grande reservatório. Vale citar os leilões de 2007 e 2010, das chamadas Usinas Estruturantes¹⁴.

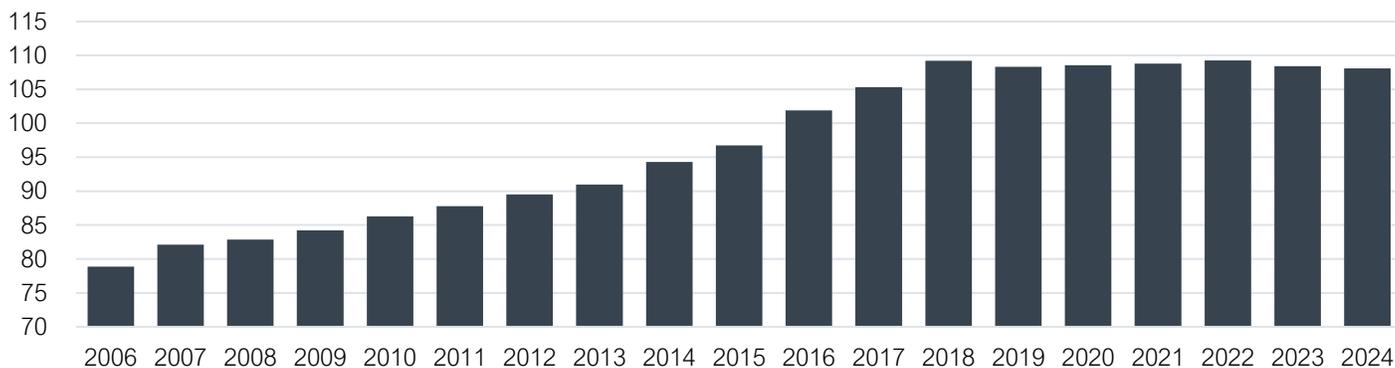


Figura 6: Crescimento da Capacidade Instalada em Hidrelétricas no Brasil (GW) - Fonte: ONS

Essas usinas, entretanto, não têm a capacidade de armazenar água por períodos longos, característica que aumenta a dependência da hidrologia momentânea dos rios e a exposição ao regime sazonal de chuvas. Para dimensionar esse efeito, é possível observar na Figura 7 que apenas as Usinas Estruturantes têm uma oscilação de cerca de 14 GW entre o período chuvoso (dez.-mai.) e o período de secas (jun.-nov.).

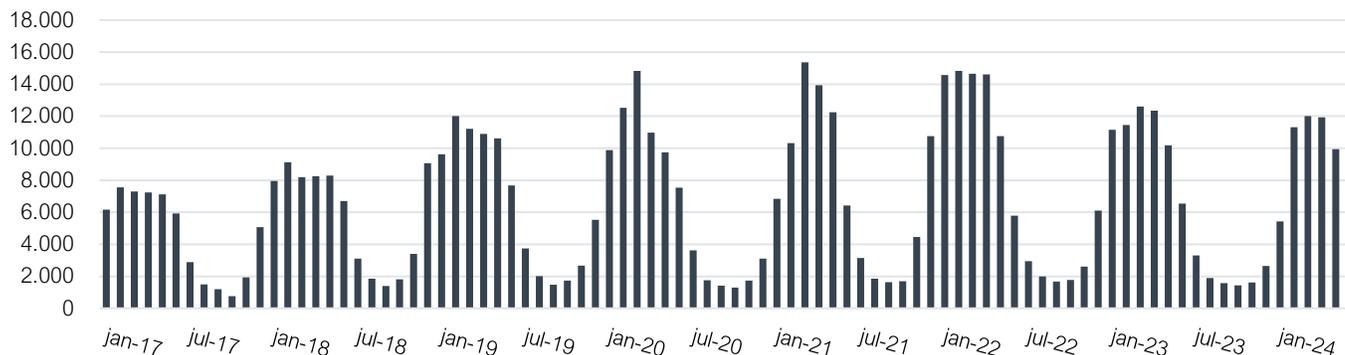


Figura 7: Geração energética mensal das Usinas Estruturantes (GW)

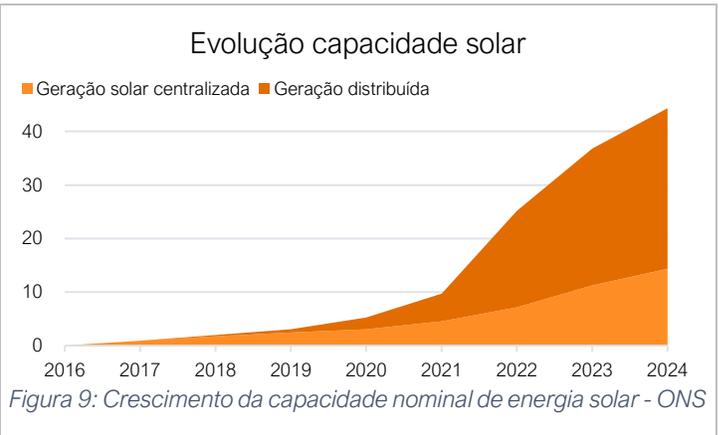
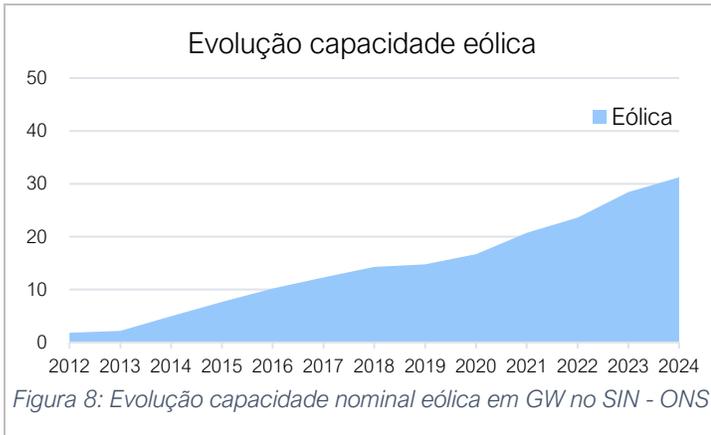
O avanço da energia eólica e solar

Devido à grande melhoria de custo e eficiência dos projetos houve forte crescimento de usinas eólicas a partir de 2013. Como mostra a Figura 8, ocorreu uma evolução impressionante de quase zero para 30GW em 2024, o que ajudou materialmente a suprir o crescimento da demanda do sistema. A partir de 2020, com a redução dos custos de painéis solares (Figura 9) e o desenho do “micro produtor” chegou a vez da geração solar ganhar protagonismo nos investimentos do setor elétrico. Compelido pela máxima de “inovar primeiro e regular depois”, o congresso nacional sancionou formalmente - o que já vinha ocorrendo - e concedeu fortes incentivos aos sistemas

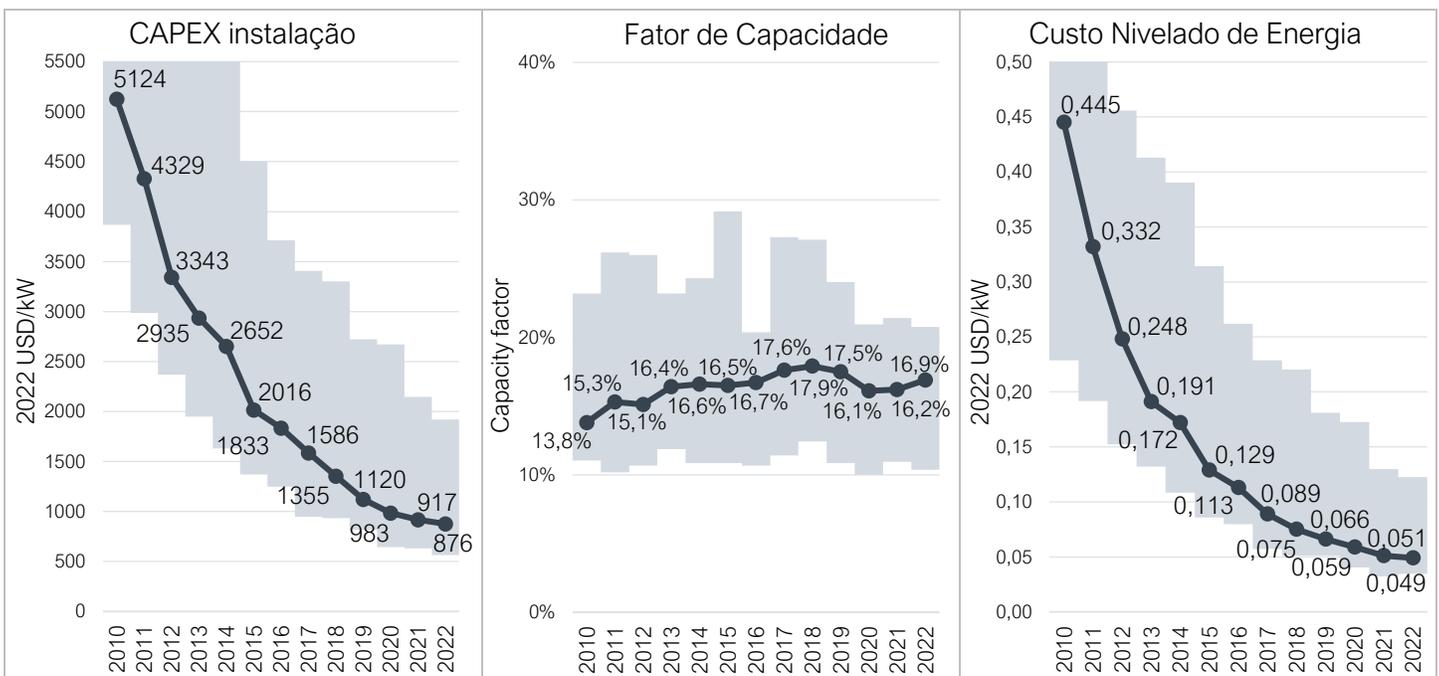
¹³ Usinas a fio d'água são usinas sem grande capacidade de represar e estocar a água em reservatórios e geram energia conforme a corrente natural do rio, ou seja, são mais intermitentes que as UHEs em bacias com grandes reservatórios.

¹⁴ As usinas hidrelétricas de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte são consideradas usinas estruturantes, segundo a Resolução Normativa 895 de 2020 da ANEEL.

de geração solar distribuída¹⁵ (ligada umbilicalmente ao consumidor) e centralizada, que trouxeram crescimento expressivo destas modalidades.



Fontes de energia de grande crescimento, como eólica e solar, mudaram a lógica até então existente para grandes hidrelétricas no Brasil. Essas fontes não conseguem, como as usinas hidrelétricas, armazenar energia em reservatório. Assim, a energia é gerada apenas durante períodos de disponibilidade de suas fontes (vento e radiação luminosa, respectivamente) e precisa ser utilizada no momento de sua produção ou será desperdiçada. Estas fontes são inflexíveis¹⁶ e intermitentes¹⁷.



¹⁵ A regulamentação da geração distribuída pela Resolução Normativa ANEEL 482/2012 permite que consumidores instalem sistemas de geração própria, como painéis solares, e utilizem o excedente para obter créditos na conta de energia. Em 2016, a Resolução Normativa ANEEL 687 ampliou essas regras, reforçando o papel da geração distribuída no Brasil. Mas, foi com a Lei da Energia Solar 14.300/22 que se estabeleceu a segurança jurídica para aplicação de descontos na TUSD para geração distribuída, garantindo que os benefícios para os consumidores, incentivando ainda mais a adoção da geração solar no país.

¹⁶ Usinas que não podem ser "ligadas" ou "desligadas" sob demanda

¹⁷ Usinas que não conseguem produzir energia de forma contínua

¹⁸ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Aug/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2022.pdf

A expansão destas fontes, apesar de trazer intermitência e inflexibilidade ao SIN e seus subsistemas, traz também benefícios na combinação da matriz energética. A sua geração permite a ONS poupar água dos grandes reservatórios de UHEs nos períodos de seca e, com isso, armazenar energia para usar nos períodos de menor pluviosidade. Fontes eólicas e hídricas também são complementares quando olhamos o perfil de geração de forma interanual. Usinas eólicas têm a maior produção sazonal entre os meses de junho e novembro – justamente o período de menores chuvas e pluviometria (Figura 11). A combinação delas em nossa matriz reduz a oscilação sazonal de capacidade.

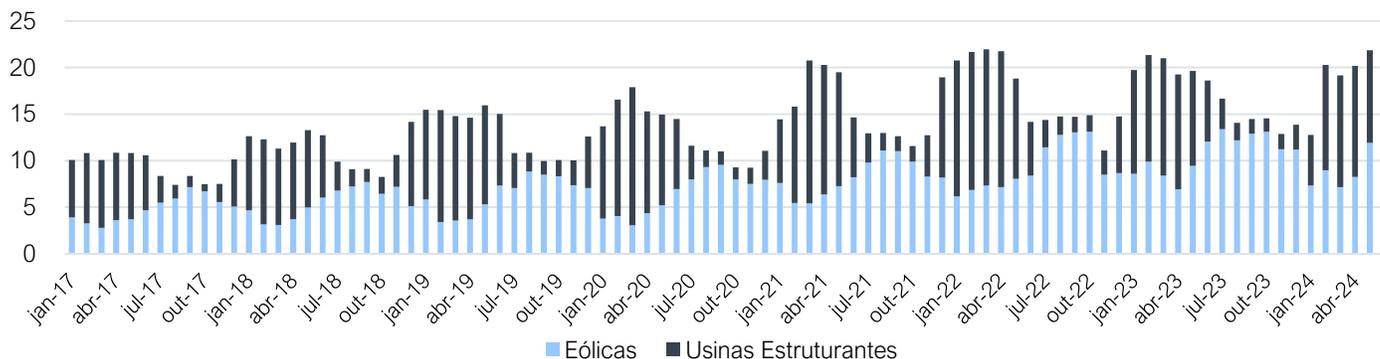
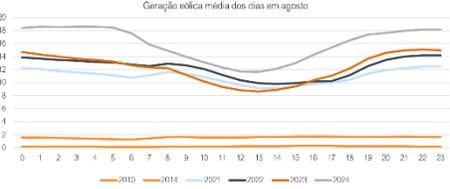
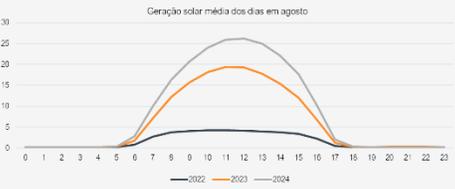


Figura 11: Geração de energia mensal de fontes eólicas + fio d'água (fonte ONS)

Atributos por tipo de fonte:

Antes de descrever nossa visão sobre os desafios atuais enfrentados pelo ONS, julgamos pertinente fazer uma breve recapitulação e comparação dos diferentes atributos das fontes marginais adicionadas ao sistema nas últimas décadas, conforme discutido anteriormente. A comparação entre as fontes auxilia no mapeamento dos desafios conceituais – estressados nos parágrafos seguintes – que cada uma das fontes impõe ao operador.

Usinas hidrelétricas a fio d'água	Usinas eólicas	Usinas solar
		
<p>Atributos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Flexível Pode ser despachado <i>on-demand</i> ao longo do dia • Bastante sazonal entre os meses Na ausência de reservatórios, armazenam água por períodos curtos e dependem da vazão do rio 	<p>Atributos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Inflexível e intermitente Despachado apenas em períodos com vento, com maior geração no final do dia, noite e madrugada • Bastante sazonal Historicamente, no Brasil, no 2º semestre venta mais 	<p>Atributos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Inflexível e intermitente Despachado apenas em períodos com radiação luminosa (restrito ao meio do dia entre 8-17h) • Pouco sazonal Produção frequente ao longo do ano
<p>Perfil diário de geração</p> 	<p>Perfil diário de geração</p> 	<p>Perfil diário de geração</p> 
<p>Complementar à energia solar e eólica, mas com grande fragilidade em períodos mais secos e grande variabilidade intra-anual</p> <p>Necessidade de composição com fontes despacháveis em períodos secos</p>	<p>Baixa previsibilidade e confiabilidade – grande variação de produção de energia em diferentes dias. Complementar às fontes solar e fio d'água</p> <p>Necessidade de composição com fontes despacháveis de resposta rápida</p>	<p>Boa previsibilidade, mas concentra a geração de energia <u>fora</u> do horário de pico de demanda (que ocorre entre 18-21h)</p> <p>Necessidade de composição com fontes hídricas e térmicas no final do período de sua produção</p>

2. O PONTO DE DESCONTINUIDADE E A NECESSIDADE DE MAIOR FLEXIBILIDADE NO SISTEMA

Desafios criados por esta nova matriz energética e quebra de *status quo* na operação do sistema

Diante da combinação de recursos climáticos favoráveis e do incentivo ambiental ao se planejar uma matriz cada vez mais verde, o Brasil parece ter sido atraído ao sol como Ícaro na antiga lenda do Minotauro na mitologia grega¹⁹. Assim como Ícaro que viu suas asas derreterem na proximidade do sol, a potencial euforia ao encontrar um mercado com capital abundante disponível para um grande volume de projetos de geração pode ter “cegado” os reguladores sobre a necessidade de planejamento (e salvaguardas) para amenizar os potenciais desafios que as fontes renováveis trariam ao sistema.

O aumento de capacidade de geração de energia concentrada no meio do dia cresceu (e continua crescendo) em uma velocidade superior ao crescimento da demanda nesse mesmo horário. A despeito disso, não estão sendo adicionadas ao sistema fontes com capacidade de compensar a diminuição de geração no horário de pico de demanda, entre 18h e 21h. Para além, as usinas já instaladas que sempre fizeram esse papel (Rampa²⁰ - Figura 12) parecem ter encontrado seu limite, como vamos discorrer em maior detalhe adiante.

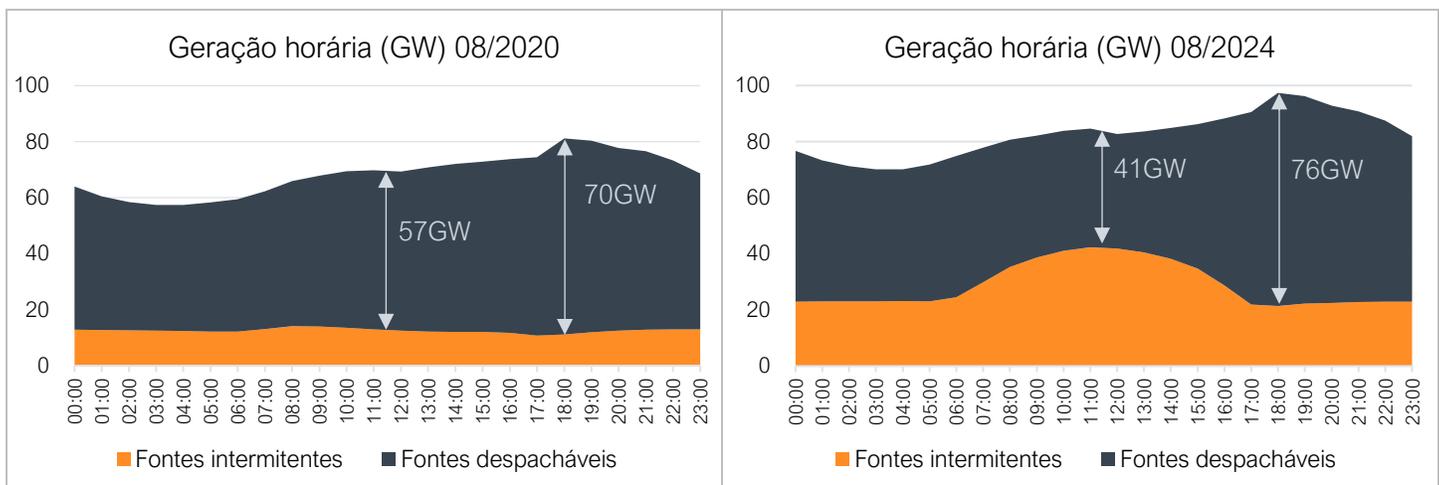


Figura 12: Evolução da Rampa diária entre agosto de 2020 e 2024 - Fonte ONS

A adição das fontes renováveis criou uma complexidade importante ao SIN e uma mudança de paradigma na forma de operação do ONS. Antes, o sistema era operado em uma lógica hidrotérmica, com a geração hídrica complementada por térmicas em momentos de maior necessidade. Em anos mais secos, o despacho termelétrico foi maior, poupando os reservatórios, e, em anos de mais chuvas, menor. O aumento de oferta de energia renovável, com seu perfil intermitente e inflexível, levou o SIN a uma situação inédita: o monitoramento, antes focado principalmente no volume dos reservatórios, passou para uma preocupação crescente na produção de energia no horário de demanda máxima. A Rampa necessária para garantir o fornecimento de energia no horário de pico, após a diminuição de geração do meio do dia, depende hoje da produção através das fontes eólicas (menos previsíveis), hídricas (sazonais, dependentes do ciclo pluviométrico e com limitações técnicas) e térmicas.

Além disso, a potência do parque eólico é pouco previsível e, por consequência, necessita suporte. Conforme exposto na Figura 13, é possível perceber que em um período com apenas 4 dias, houve uma variação

¹⁹ O rei Minos de Creta, encarregou o inventor Dédalos de construir um labirinto para aprisionar o Minotauro, criatura mítica metade homem, metade touro. Para que o segredo do labirinto nunca fosse revelado, após o término de sua construção o rei Minos aprisionou Dédalo e seu filho, Ícaro, em uma torre fortemente vigiada. Determinado a escapar, Dédalo construiu asas feitas de penas de pássaros e cera para que Ícaro e ele pudessem fugir. Antes de partirem, Dédalo instruiu Ícaro a não voar alto demais, pois o calor do sol poderia derreter a cera de suas asas. Como planejado e ambos escaparam da torre pelo ar, mas a euforia de poder voar fez com que Ícaro ficasse cego aos avisos de seu pai. Inebriado, subiu sem perceber até que já alto demais, a cera que unia as penas derreteu e as asas de Ícaro se desintegraram, levando-o a cair no mar e morrer afogado.

²⁰ Rampa é a prática de reduzir a potência energética de determinadas usinas e do sistema em um período do dia e aumentá-las em um período subsequente, formando uma “rampa” de potência.

de 4,5 GW na geração desse modal no horário de pico de demanda. Esta falta de previsibilidade limita a segurança da utilização das eólicas como parte importante da Rampa de fornecimento. Globalmente, o padrão ouro para essa retaguarda é realizado por usinas térmicas a gás-natural de ciclo aberto e resposta rápida (que pode ser acionada apenas por algumas horas no dia).

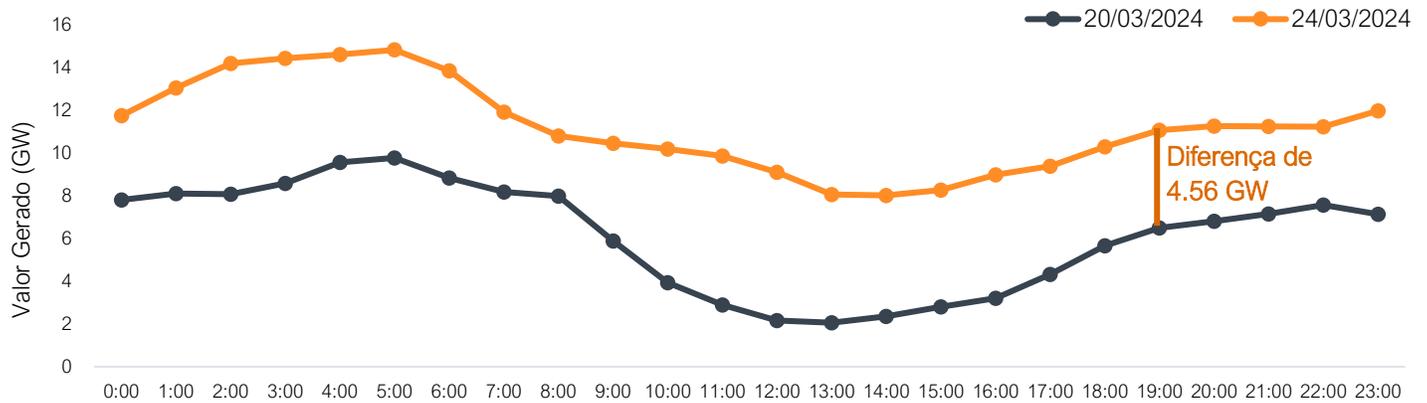


Figura 13: Comparação da geração de energia eólica em um intervalo de 4 dias – fonte: ONS

Como já ressaltamos anteriormente, a atuação do parque gerador hidrelétrico tem sido central na operação do SIN com a execução de Rampas diárias mais íngremes a cada ano. Na Figura 14, colocando em perspectiva anos com geração média similar, fica notória a utilização crescente da hídrica para a rampa do sistema – apesar da média gerada ao longo do dia ser muito semelhante, os extremos de produção ficam cada vez mais acentuados. Entretanto, não podemos deixar de mencionar que a utilização neste formato possui restrições com limite ainda desconhecido, e que começam a dar sinais de esgotamento. Estas restrições são causadas pelos demais “usos da água”, como navegação e preservação da vida marinha, assim como limitações técnicas de vazão mínima das turbinas. A combinação desses fatores com a grande geração solar com o sol a pino, o se traduz em uma tendência crescente de *curtailment* das fontes renováveis pela ONS (Figura 15), ou seja, de energia excedente gerada e que, ao não ser utilizada pelo sistema, é desperdiçada.

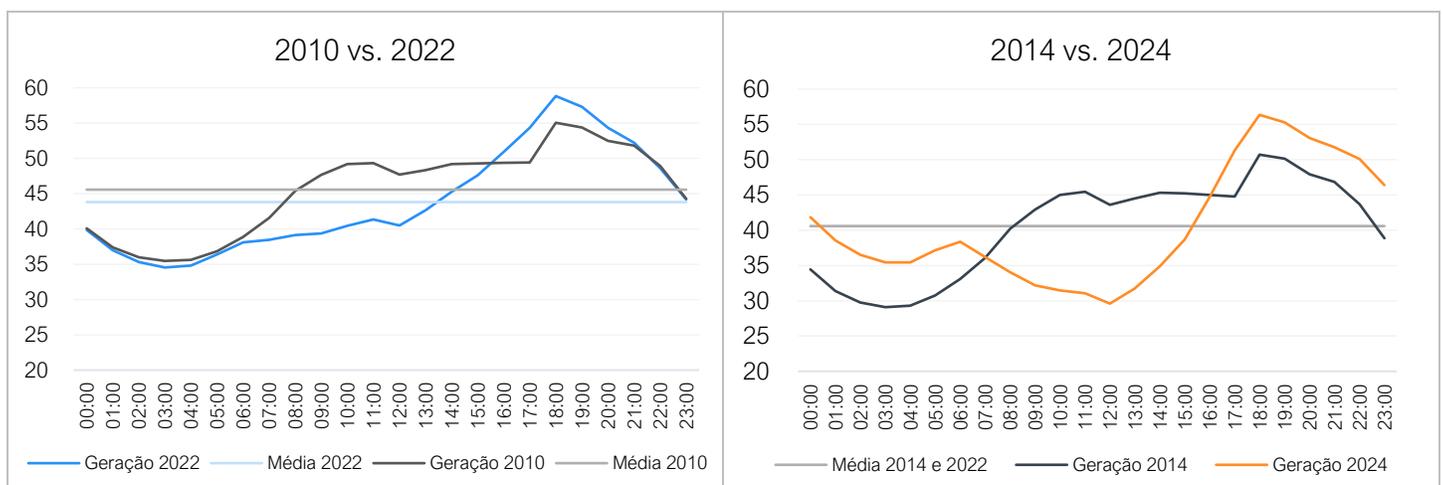


Figura 14: Geração horária média dos dias do mês de agosto – fonte: ONS

	1T24	2T24	3T24 - hoje	FY23	FY24 - hoje
CPFL	2,9%	11,1%	23,2%	2,8%	13,6%
EQTL (Echo)	0,6%	10,0%	21,8%	7,2%	10,8%
Copel	2,2%	8,3%	20,5%	4,8%	11,1%
AES Brasil	2,7%	5,7%	13,8%	3,0%	7,5%
Engie	1,6%	2,4%	6,1%	0,9%	3,5%
COMERC	0,7%	2,2%	4,1%	N.A.	2,5%
Serena	0,9%	2,1%	2,3%	0,5%	1,8%
Auren	0,3%	0,8%	2,2%	0,4%	1,2%
Neoenergia	0,3%	0,8%	1,4%	0,3%	0,9%

Figura 15: Curtailment das usinas eólicas de companhias listadas como % de sua energia gerada (Fonte: Bradesco BBI, ONS)

O ponto de descontinuidade

“ How did you go bankrupt?

Two ways. Gradually, then suddenly.²¹ ”

Desde setembro de 2023, temos visto uma situação curiosa: o SIN tem, em um mesmo dia, momentos com excesso de oferta de energia, que levam ao *curtailment* de fontes – literalmente, “jogando energia fora” –, e, outros momentos, em que precisam recorrer a térmicas caras e altamente poluentes. Diariamente, no horário de pico, o país está despachando térmicas a óleo diesel, com custos superiores a R\$ 1.100 R\$/MWh a fim de garantir a potência necessária para atender os consumidores, apesar dos reservatórios hídricos estarem bem abastecidos. A falta de visão de longo prazo, devido à flacidez dos órgãos técnicos de planejamento energético, alinhada com o incentivo claro de influência político-regulatória por partes interessadas na geração solar distribuída acabaram por levar à expansão desordenada da oferta, resultando em uma situação quase paradoxal como mostra a Figura 16. É nesse momento, isto é, quando uma energia vale zero enquanto a outra tem seu “peso” medido em ouro, que podemos dizer que encontramos a descontinuidade, em que o preço médio diário de energia definitivamente não é mais suficiente para entender as necessidades do sistema.

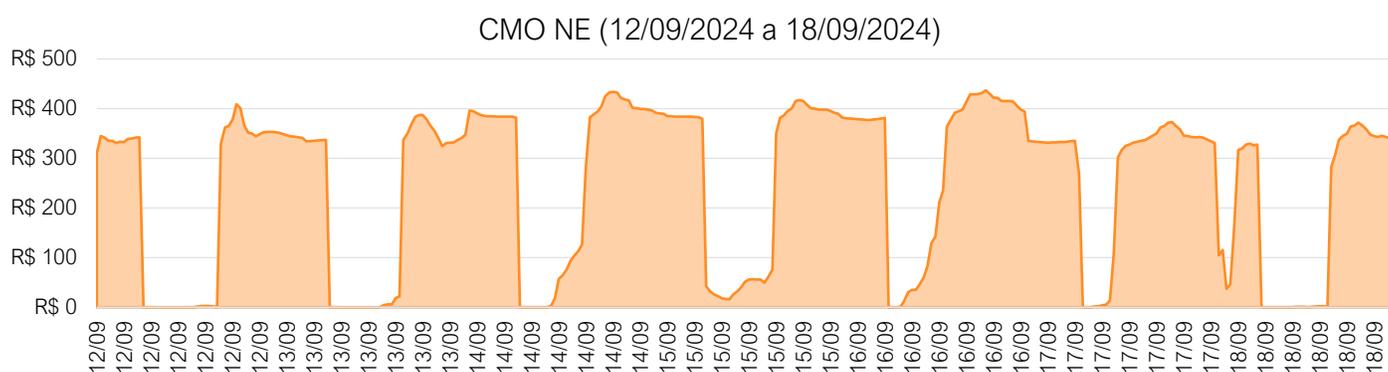


Figura 16: Variação do custo de energia do sistema ao longo das horas do dia (Sistema NE entre 12/set/24 e 18/set/24)

“Never forget the six-foot-tall man who drowned crossing the stream that was five feet deep on average.”
- Howard Marks

²¹ Frase de Mike no Romance *The Sun Also Rises* de 1926 de Ernest Hemingway.

Dois alavancas fundamentais podem ajudar a entender os motivos causadores desta descontinuidade do preço ao longo do dia: (i) o crescimento da demanda energética no Brasil; e (ii) as limitações de geração da matriz Brasileira.

A demanda por energia elétrica nos países tende a apresentar boa correlação e elasticidade à atividade econômica – medida pelo PIB. Apesar disso, ao longo dos últimos anos, com as fortes mudanças nos hábitos de vida, fatores como temperaturas mais elevadas e tendências seculares de eletrificação parecem ter interferido nessa tendência mostrando uma boa resiliência em comparação à economia. Entre 2014 e 2022 (Figura 17), quando a atividade econômica não evoluiu muito, a carga energética cresceu 15,7%, ou 2,5% a.a. Mais recentemente, com a aceleração do PIB desde 2019, a carga cresceu 3,5% ao ano, ou 18,6% no total. Vale mencionar que, por fatores difíceis de explicar, entre 2022 e 2024, a taxa de crescimento da demanda elétrica foi de impressionantes 7,5% a.a., evidenciando algumas fragilidades.

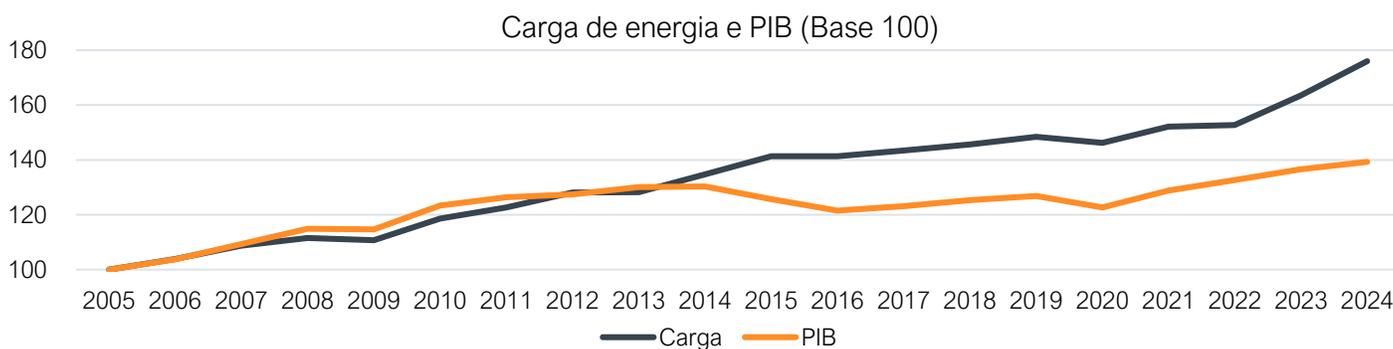


Figura 17: Comparação de crescimento de carga de energia e PIB em base 100 fonte: ONS e IBGE

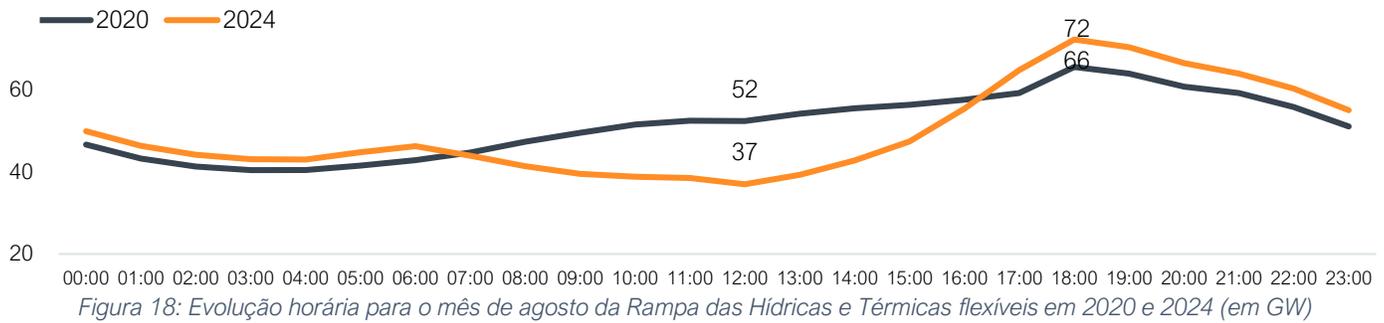
Curiosidade: umas das hipóteses que temos escutado e poderia explicar o crescimento vertiginoso dos últimos anos é o incentivo indireto ao consumo por consumidores de média e alta renda que “aparelharam” suas residências com energia “gratuita” proveniente de painéis solares nos últimos anos. A partir disso, eles poderiam se tornar menos sensíveis às variações de preço de energia. Apesar de potencialmente verdadeira no cenário individual, é falsa no espectro do SIN – aumentando os custos do sistema, rateados entre todos os outros consumidores, impactando a conta de Luz.

O crescimento das fontes renováveis, inicialmente com intermitência intra e inter diária mais branda, permitiu certa combinação de fontes que, por sua vez, levou a um (meta)equilíbrio²² do sistema elétrico brasileiro, utilizando as UHE de grandes reservatórios na maioria dos dias para equilibrar o SIN. Quando isso não era possível, o parque de térmicas agia como variável de ajuste para equilíbrio do sistema, porém a um custo já bastante elevado.

Seguindo a evolução temporal, desde 2021 até o final de 2023, o grande crescimento de suprimento solar conseguiu compensar em conjunto com as Rampas das UHEs as oscilações de carga e suprimento ao longo do dia em uma “dança” (que mais parece um *Jiu-Jitsu* para as UHEs, enquanto a ONS age como o juiz), reduzindo materialmente as potências entre 8h e 16h para, em contrapartida, elevá-las de maneira relevante entre 16h e 21h. A Figura 18 mostra como essa Rampa vem se tornando mais relevante nos últimos anos chegando perto do seu limite²³.

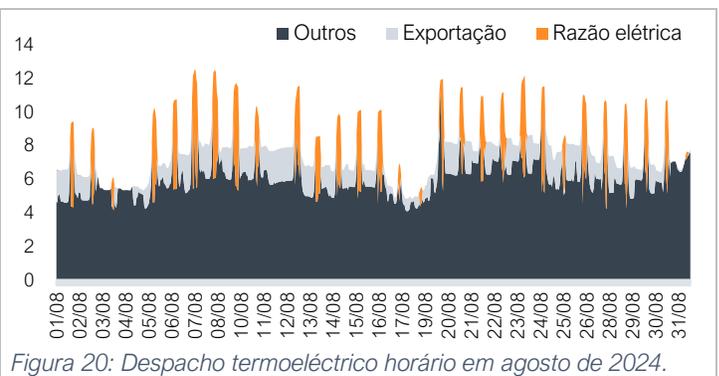
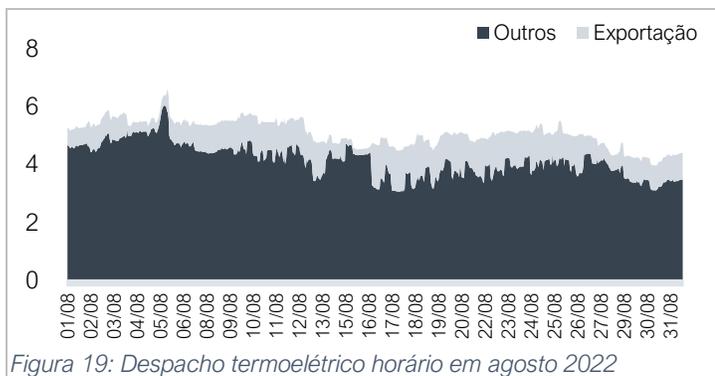
²² Equilíbrio de características instáveis, onde pequenas perturbações podem tirar o sistema de equilíbrio.

²³ Segundo técnicos da ONS em diversos documentos internos já estamos operando em condições limítrofes.



Em agosto de 2023, o sistema deu indícios de saturação na capacidade de absorção de fontes intermitentes pela modulação das fontes hídricas e tivemos um apagão generalizado. Esse evento, parece ter trazido à tona que o sistema tem excesso de potência disponível durante a madrugada, quando a carga é baixa, e durante o meio do dia, enquanto os 45 GW de energia solar estão disponíveis. Por outro lado, entre as 16h e 21h, as hidrelétricas não têm mais a potência necessária para estabilizar o SIN.

Desde setembro de 2023, começamos a ver picos de despachos termelétricos entre 18h e 21h com uma alta frequência. Esse formato de despacho rápido (despacho por razão elétrica evidenciado pela cor laranja nas figuras) é uma novidade para nosso sistema. Essa comparação fica ainda mais nítida quando relacionadas aos anos anteriores (Figura 19 e Figura 20).



Historicamente, o despacho termelétrico foi acionado em momentos de hidrologia frágil, o que levou a despachos por períodos mais longos, com térmicas de custo unitário entre R\$/MWh 200-400, para poupar os reservatórios hídricos. Nas crises de 2014 e 2021, por exemplo, um grande volume de térmicas foi despachado por alguns meses. A lógica nesse último ano, entretanto, parece ter mudado: o despacho foi utilizado provavelmente para suprir as limitações de energia disponível no horário de carga mais crítica e não de forma contínua. Este tipo de despacho é muito diferente e necessita de térmicas de acionamento rápido, os chamados “peakers”, que normalmente tem custo unitário da energia mais elevado.

Em agosto de 2024, houve despacho diário de térmicas caras (com custo de energia acima de R\$ 1.000 / MWh) por apenas algumas horas do dia, concentradas na hora de pico e combinadas com um elevado despacho hidrelétrico na ponta. Isso é diferente da dinâmica de despacho esperado no Brasil, de térmicas mais baratas, por prazos mais longos poupando água dos reservatórios. Este é mais um potencial indício de que a preocupação hoje não é apenas em poupar reservatórios, mas, sim, suprir a necessidade de potência do sistema, que o parque hidrelétrico – em seu ápice – não consegue garantir. Em sua programação semanal, a ONS parece corroborar com essa afirmação, ao citar o atendimento a ponta²⁴ como motivo do despacho fora da ordem de mérito.

²⁴ Fonte: RT-ONS DOP 0414/2024 ESTUDOS COMPARATIVOS E ANÁLISES DAS PRINCIPAIS DIFERENÇAS ENTRE OS DESPACHOS RESULTANTES DO MODELO DESSEM E A PROGRAMAÇÃO DIÁRIA – AGOSTO 2024



Figura 21: Despacho solicitado pelo modelo Dessem vs. efetivamente realizado pelo time da NOS – Fonte: Volt Robotics²⁵

O despacho elétrico das fontes geradoras é definido com base em um modelo quantitativo do ONS denominado Dessem²⁶, que, assim como todos os modelos matemáticos, possui suas limitações. Ao notar uma divergência positiva bastante elevada entre o despacho demandado pelo modelo e o efetivamente ativado pelo time da ONS (Figura 21) decidimos nos aprofundar no estudo sobre os potenciais fatos causadores, o que trouxe descobertas interessantes. Tentamos recalcular o preço de energia horário (PLD horário), como na Figura 22 e Figura 23, o que mostrou uma disparidade relevante no custo do acionamento termoeletrico. Essa situação nos parece um outro indicativo, talvez ainda mais forte, de que existem limitações das hídricas, que não são totalmente mapeáveis.

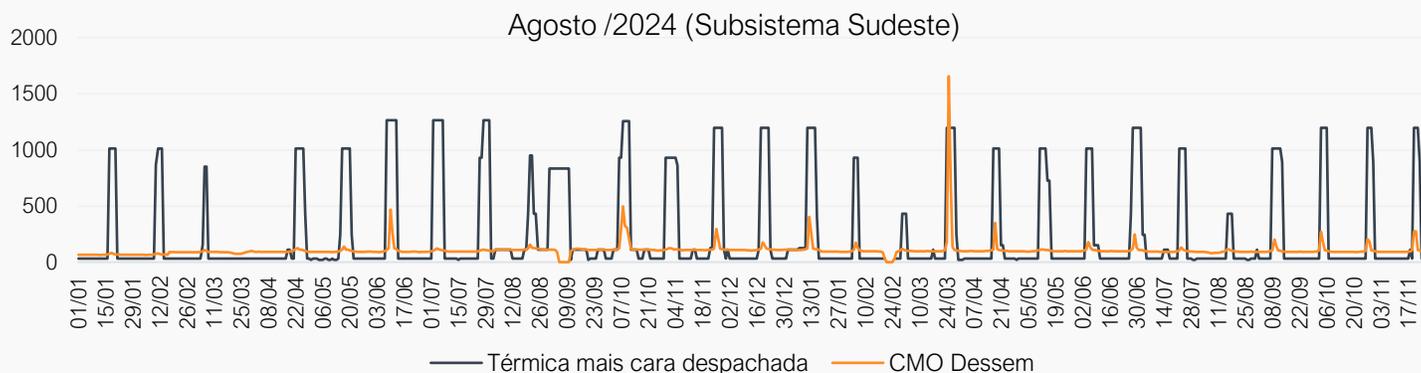


Figura 22: Comparação do CMO (Custo marginal de operação do Dessem) com a térmica mais cara despachada

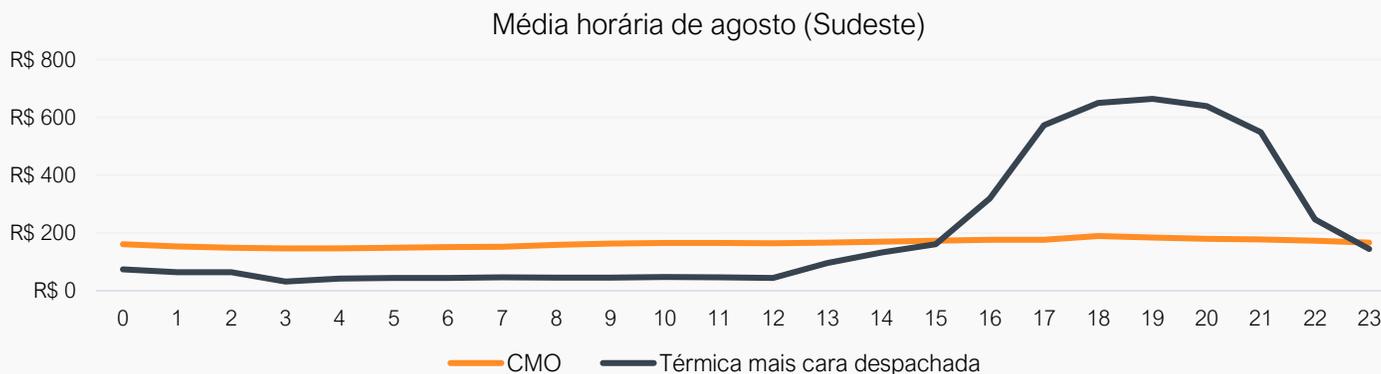


Figura 23: Comparação entre CMO e Térmica mais cara despachada (Média de geração horária de agosto de 2024)

²⁵ <https://voltrobotics.com.br/>

²⁶ DESSEM ou Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo foi desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (Cepel), da Eletrobras. Inaugurado em 1/1/2020 a utilização do novo modelo de otimização de curtíssimo prazo, o DESSEM estabelece a cada meia hora, a melhor distribuição da geração das usinas necessária ao atendimento da carga do sistema brasileiro.

3. A NECESSIDADE DE UM NOVO MODELO PARA O SETOR E OPORTUNIDADES DE INVESTIMENTO

Se a situação atual já apresenta problemas para o atendimento à demanda de energia no horário de pico, não há motivos para acreditarmos que no futuro isso melhore. Pelo contrário, com o crescimento futuro da demanda energética no Brasil, a necessidade de Rampa do sistema deve aumentar em aproximadamente 10 GW²⁷ (Figura 24).

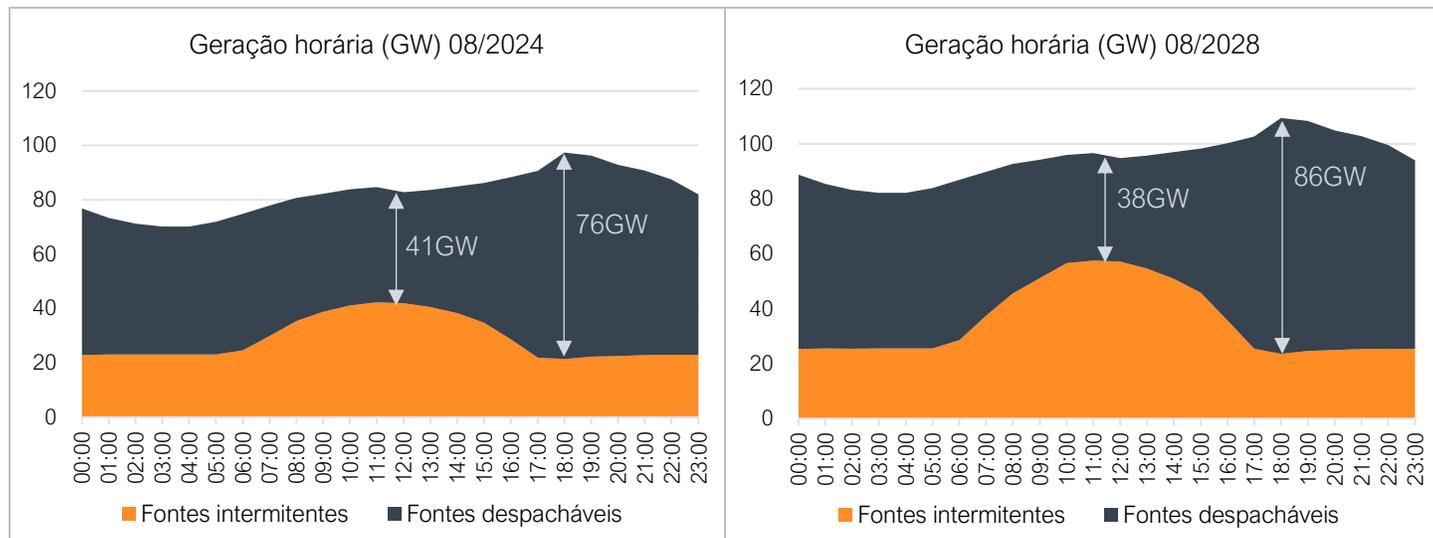


Figura 24: Evolução da Rampa diária entre 2024 e 2028

Para solucionar os desafios futuros, nos parece que o sistema elétrico brasileiro precisa de investimentos, não apenas em capacidade como também em construir uma infraestrutura cada vez mais robusta no entorno da matriz atual. O lado positivo é que o Brasil pode fazer uso de aprendizados de países desenvolvidos que já vivenciaram situações semelhantes:

Nos Estados Unidos, existem aproximadamente mil plantas de energia de pico (*Peakers*), em sua vasta maioria alimentadas a gás natural, com tecnologia de ciclo aberto e com resposta rápida. Apesar de tais *Peakers* produzirem apenas 3%²⁸ da geração anual de energia dos EUA, elas são capazes de sustentar 19% da carga cheia energética americana em caso de necessidade²⁹. Adicionalmente, vale comentar que em estados onde o sistema de energia é mais avançado, como no Texas³⁰, um grande volume de plantas de fontes renováveis (32% da matriz) foi instalado nos últimos anos. Nesses estados, para evitar problemas de *curtailment* e falta de energia na hora de pico, as matrizes foram incrementadas com baterias para realizar *peak-shaving*, e novas plantas *peakers* para reserva de potência – em outras palavras, as baterias são carregadas durante períodos em que a oferta (produção de energia) é superior ao consumo, e são utilizadas em horário de pico ou quando aumenta a intermitência das fontes renováveis.

O Reino Unido é um outro exemplo muito interessante de mercado onde as fontes renováveis vem assumindo o protagonismo³¹ e já representam 43% da matriz (30% eólicas, 6% biomassa e 5% solar). Tendência essa que deve acelerar, com o governo tratando este assunto como segurança nacional³² – o operador nacional (National Grid ESO) anunciou recentemente o objetivo de atingir uma matriz carbono zero até 2030³³. O aumento

²⁷ Estimativa do time da Hix Capital com dados da Aneel, EPE e ONS.

²⁸ Fator de despacho da ordem de 4%.

²⁹ Estudo de 2024 do U.S. Gov Accountability Office (<https://www.gao.gov/products/gao-24-106145>)

³⁰ <https://comptroller.texas.gov/economy/economic-data/energy/2023/ercot.php>

³¹ <https://www.carbonbrief.org/analysis-uk-electricity-from-fossil-fuels-drops-to-lowest-level-since-1957/>

³² <https://www.gov.uk/government/publications/british-energy-security-strategy/british-energy-security-strategy>

³³ <https://www.nationalgrideso.com/document/324641/download>

das fontes renováveis vem trazendo ao RU os mesmos efeitos que identificamos no Brasil. Por lá, também se discute muito o papel de baterias no *grid* com um crescimento da potência instalada de 4x (para 3.9 GW de potência e 4.9 GWh de armazenamento – o que representaria 1,5% da energia consumida no ano de 2023)³⁴. No entanto, o país ainda depende fortemente de usinas a gás para fornecer a potência demandada durante os horários de pico, com um aumento no uso de *peakers* movidos a gás natural, incluindo tecnologias de motores recíprocos em detrimento de grandes usinas de ciclo combinado (CCGTs) nos últimos anos. Apesar de mais caras que as CCGTs, oferecem vantagens como CAPEX baixo e resposta rápida, tornando-os mais atraentes para o mercado de energia de pico³⁵. Em relação às baterias, é importante frisar que elas ainda estão razoavelmente limitadas a fornecer serviços de estabilização da rede e gerenciamento de demanda nos horários de pico, especialmente à medida que mais energia renovável é integrada.

Outros países desenvolvidos, como Japão e Alemanha, também são palco de situações análogas, com maior presença de fontes renováveis e investimentos relevantes para robustecer sua infraestrutura em picos de demanda.

Potenciais soluções para o mercado brasileiro no futuro

Com um bom planejamento e utilizando as boas práticas dos exemplos correlatos, uma combinação de soluções pode ser utilizada para mitigar os efeitos e desafios de uma matriz cada dia mais intermitente e inflexível. Nos diversos países que já trabalham com soluções estruturadas para os mercados de capacidade, as térmicas a gás são especialmente competitivas, combinando uma capacidade de atendimento à ponta com uma possibilidade de geração em períodos mais longos quando os recursos energéticos estão escassos. Listaremos algumas potenciais soluções a seguir.

I. Baterias

As baterias podem desempenhar um papel importante, principalmente para o atendimento à carga no pico, suavizando a necessidade de Rampa do sistema. O Brasil pode aproveitar o “custo afundado” do excesso de energia das 12h e, com auxílio desta solução, amenizar a necessidade de carga no pico. No gráfico abaixo, esquematizamos um gráfico para exemplificar como uma usina solar poderia modificar sua curva de geração do período de pico com conjunto de baterias:

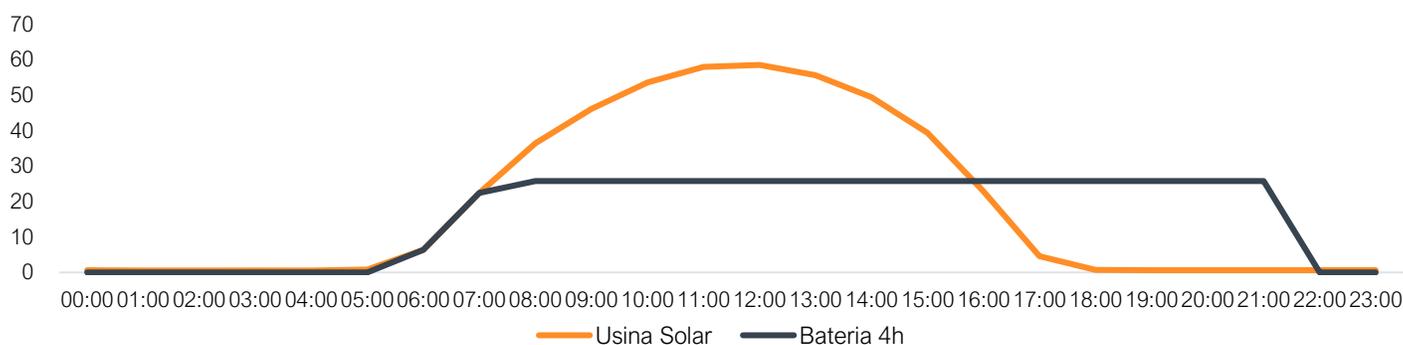


Figura 25: Energia solar com bateria

Essa solução, baseada no uso de baterias, já é implementada em diversas regiões ao redor do mundo e, do ponto de vista técnico, é totalmente viável. No Brasil, no entanto, a viabilidade econômica em larga escala ainda não foi plenamente testada. O custo de uma bateria varia de acordo com a sua capacidade de armazenar energia

³⁴ <https://modoenergy.com/research/gb-benchmark-battery-energy-storage-pipeline-projection-may-2024>; <https://modoenergy.com/research/battery-energy-storage-buildout-update-q1-2024-commercial-operation-delays-projection-gb-benchmark>

³⁵ <https://timera-energy.com/blog/uk-peaker-margins-explode-a-case-study-in-flex/>

para atender à carga. Por exemplo, uma bateria projetada para fornecer energia a uma determinada potência por 4 horas será cerca de 4 vezes mais cara do que uma que atenda à mesma potência por apenas 1 hora. Assim, a economicidade dessa solução está intimamente ligada à demanda de tempo que o sistema exige.

Atualmente, há obstáculos técnicos que retardam a adoção dessa tecnologia em comparação com alternativas disponíveis. Uma usina termelétrica, por exemplo, pode simplesmente garantir o suprimento de combustível para operar por mais tempo, bastando adquirir mais combustível, ainda que isso implique em custos adicionais. Já uma bateria precisa ser projetada desde o início com sua capacidade de armazenamento e potência definidas. Apesar de ainda não plenamente competitivas espera-se uma redução significativa nos preços das baterias nos próximos 10 anos. Essa queda de preços deve aumentar substancialmente a sua aplicabilidade no futuro.³⁶

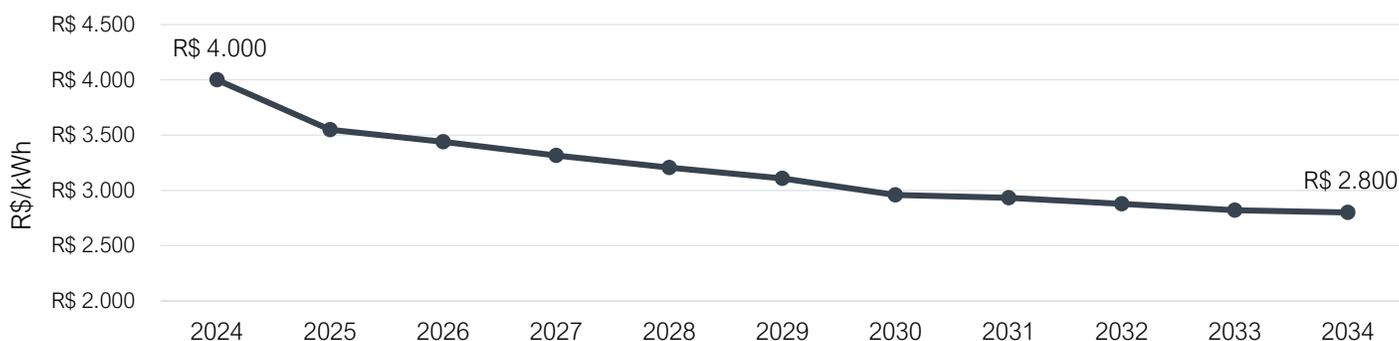


Figura 26: Estimativa de redução de preço de baterias nos próximos 10 anos³⁷

II. Repotencialização de hidrelétricas existentes

Embora a expansão de novas usinas hidrelétricas de reservatório seja extremamente desafiadora devido a questões ambientais, existem alternativas para otimizar o aproveitamento das usinas já existentes. O parque hidrelétrico brasileiro de grandes usinas (UHEs) possui uma capacidade instalada de aproximadamente 103 GW. No entanto, a idade avançada de muitas dessas usinas pode impactar significativamente sua capacidade efetiva de geração de energia. Em geral, a vida útil de um gerador hidrelétrico é de cerca de 25 anos, e, ao avaliarmos o parque hidrelétrico brasileiro, apenas 42 GW de potência podem ser atribuídos a usinas relativamente recentes, enquanto a maioria possui idade bem superior.

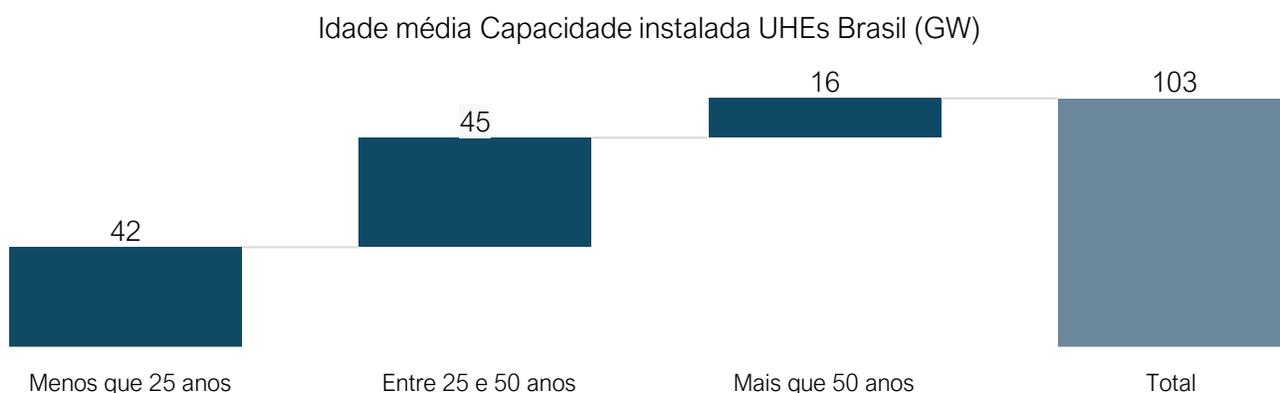


Figura 27: Idade média - capacidade instalada UHE Brasil

³⁶ Empresa de pesquisa energética

³⁷ Fonte: Plano decenal de energia 2034

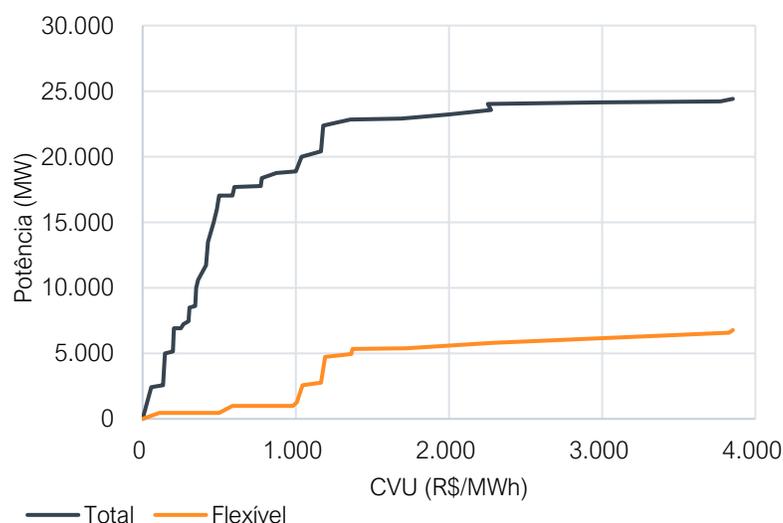
Um estudo recente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) identificou 51 usinas hidrelétricas, somando um total de 50 GW, com idade média de 43 anos. A repotenciação e modernização dessas usinas poderiam adicionar cerca de 11 GW à capacidade instalada do país, contribuindo de forma significativa para o Sistema Interligado Nacional (SIN). No Brasil, algumas usinas já passaram por esse processo. A Usina Mascarenhas, por exemplo, teve sua capacidade aumentada de 180 MW para 198 MW após a substituição de rotores e geradores, resultando em um acréscimo de 18 MW médios ou 10% de sua potência.

Dada a relevância da fonte hídrica para nossa matriz, a repotencialização de usinas pode ser uma solução muito interessante para aumentar a potência de ponta. Entretanto, é necessário entender melhor como cada projeto efetivamente pode ou não ser econômica e ambientalmente viável. Adicionar mais turbinas em usinas que, nos momentos de estresse hídrico não entregarão a confiabilidade desejada pode inclusive causar o efeito oposto e fragilizar o sistema. Como iremos discutir mais à frente, é previsto um leilão de capacidade, para entrada em operação em 2028, de um produto de repotenciação hídrico. A forma como serão tratadas as limitações de afluência dos rios em específico e sobre a quais serão as penalidades em caso de falha ainda não estão claras, tornando ainda difícil entender os verdadeiros impactos dessa iniciativa.

III. Usinas térmicas como o *backstop* do sistema

As térmicas, além de terem uma utilidade para atendimento de carga na ponta, também podem desempenhar o papel de supridor de última instância em momentos de maior estresse hídrico, funcionando como um seguro para o sistema. Essa garantia de fornecimento, se bem dimensionada, pode ser muito mais barata que as soluções disponíveis atualmente.

Sem enfrentar os desafios atuais do SIN, os leilões passados priorizaram a contratação de energia mais barata possível, sem considerar adequadamente a velocidade de acionamento. Isto gera limitações no parque termoeletrico brasileiro, com apenas aproximadamente 6GW de térmicas flexíveis (curva laranja na Figura 28), ou seja capazes de realizar Rampas rápidas. Muito relevante notar que a maioria destas tem custos de despacho elevados (acima de R\$ 1.000/MWh). Assim hoje o SIN possui poucas térmicas que conseguem ser realmente competitivas tanto no atendimento rápido, quanto no atendimento por períodos mais longos.



Flexível:

Tempo mín. ligado e desligado < 24 horas
Não é usina a biomassa ou GNL

Extratos da curva:

230 MW flexíveis a CVU menor que 300 R\$/MWh
250 MW flexíveis a CVU menor que 500 R\$/MWh
830 MW flexíveis a CVU menor que 800 R\$/MWh
2.429 MW flexíveis a CVU menor que 1.000R\$/MWh
6.185 MW flexíveis a qualquer custo

Figura 28: Potência acumulada por CVU³⁸ total do sistema (azul) e de térmicas (vermelho). Fonte ONS

³⁸ CVU ou custo variável unitário, é a nomenclatura utilizada pelo setor para descrever o custo por MWh de fontes despacháveis.

A adição de térmicas flexíveis, que podem ser ligadas e desligadas sob demanda para atender a necessidade de energia no horário de pico, depende de combustíveis que possam ser estocados e acionados rapidamente, como o diesel e o gás natural. Enquanto o diesel é um insumo caro e altamente poluente, o gás natural oferece uma solução mais eficiente para essas usinas.

No entanto, a estocagem de gás natural representa um grande desafio. Quando encontrado de forma pura, sem a presença de outros componentes, como o petróleo, o gás pode ser extraído com facilidade, funcionando como uma espécie de "torneira", com controle mais livre de vazão e quantidade. No Brasil, porém, as reservas de gás natural independente do petróleo são limitadas, fruto de um histórico de exploração focada na busca de petróleo, devido à sua maior rentabilidade.

Uma alternativa para esse problema é o GNL (Gás Natural Liquefeito), que precisa ser importado de outros países – liquefeito, transportado, estocado em navios especializados (FSRU), regaseificado e, então, transportado por gasodutos. Esse processo, que envolve várias etapas, eleva os custos, tornando o uso do GNL ainda caro para térmicas, mas ainda assim uma opção melhor que o diesel.

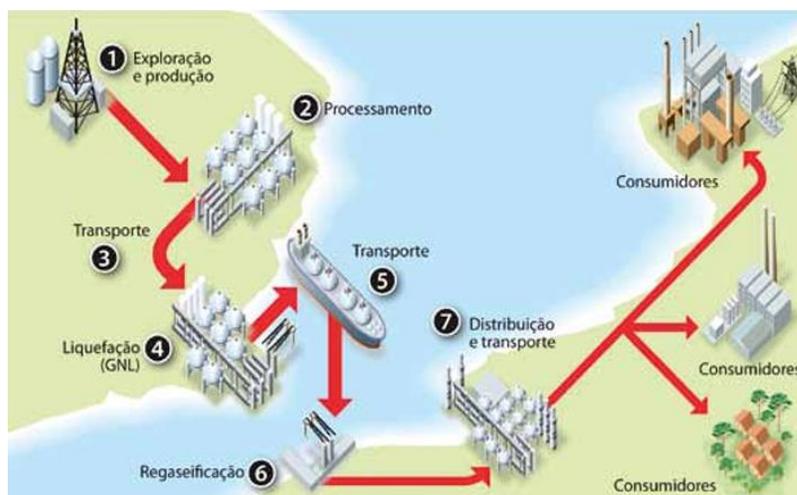


Figura 29: Custo de geração térmica³⁹

Para tentar esquematizar o *trade off* que o nosso sistema vive hoje, a tabela abaixo compara uma térmica a GNL que despacha por um período mais longo, com CVU mais baixo, uma outra a GNL que despacha por período mais curto, com um CVU mais alto e uma térmica também mais rápida a Diesel:

	GNL Tempo mínimo despachado alto	Diesel	GNL Tempo mínimo despachado baixo
(a) Potência (MW)	1	1	1
(b) Despacho mínimo (horas)	24	4	4
(c) = (a) x (b) Energia Gerada (MWh)	24	4	4
(d) CVU (R\$/MWh)	366	1,198	800
(e) = (c) x (d) Custo/dia R\$/MWm pico	8,794	4,792	3,200

³⁹ O Gás Natural Liquefeito no Brasil: Experiência da ANP na Implementação dos projetos de importação de GNL. ANP

(e) = (c) x (d) Custo/dia R\$/MWm pico



Figura 30: Custo de operação de termelétrica em R\$/MWm pico

Fica nítido que, quando a necessidade de energia do sistema é apenas nos momentos de pico e por poucas horas no dia, muitas vezes é melhor despachar uma térmica com um CVU (d) 3x a 4x mais caro a depender do tempo obrigatório contratual de mantê-la ligada (b), pois o gasto total para o sistema (e) acaba sendo menor. O desenvolvimento do modelo de térmicas de gás flexível, então, pode reduzir a dependência de Diesel, diminuindo aproximadamente 33% o gasto atual com o despacho na ponta.

Ampliação da matriz energética e novos leilões de capacidade

O país deu seu primeiro passo na criação de um mercado de capacidade com o leilão de 2021, mas os desafios ficaram evidentes. A dificuldade de criar mecanismos para comparar as diversas fontes, cada qual com sua particularidade e dar uma sinalização de preço para gerar competição empacou nos órgãos reguladores, e essas limitações nos mantêm dependentes de leilões de fontes específicas, criando uma reserva de mercado e não obrigatoriamente contratando a solução mais barata para a necessidade da matriz brasileira.

Dada a indispensabilidade do sistema de contratar potência já para 2028, o MME está preparando um novo leilão de capacidade para 2024. Este leilão, assim como em 2021, ainda não contará com uma competição entre as fontes, mas marca o início de novas soluções além das termelétricas, com um produto específico para a introdução de novas turbinas hidráulicas em usinas existentes, embora ainda em pequena escala. Apesar dos esforços do governo, há preocupações sobre possíveis atrasos neste leilão e sobre a capacidade de prever o tamanho efetivo da necessidade de potência para os próximos anos, considerando as dificuldades dos modelos atuais em prever demandas futuras com precisão, especialmente em questões climáticas.

A dificuldade do planejamento fica nítida quando se compara o plano de operação do sistema (PEN), realizado pelo próprio ONS, nos anos de 2023 e 2024. Anualmente, são projetados diversos cenários e o sistema brasileiro define dois critérios de segurança avaliando os 4 anos subsequentes:

- (i) Para cada mês, os valores de potência não suprida (PNS) são ordenados e calcula-se a média dos 5% maiores valores. Assim, a média da PNS para esses cenários não pode ultrapassar 5% da demanda máxima instantânea. (Evolução mensal do CVaR5% (PNS) do SIN – Figura 31)
- (ii) Para cada ano, o percentual de cenários que apresentam déficit não pode ultrapassar 5% (LOLP) A equipe da autarquia ressalta que, com os mesmos critérios de segurança⁴⁰, a situação prevista em 2028 vem se tornando muito mais crítica (Evolução anual da LOLP para o SIN - Figura 31).

⁴⁰ LOLP (*loss of load probability*): Para cada ano, o percentual de cenários que apresentam déficit de potência não pode ultrapassar 5%;

CVaR (*conditional value at risk*) da Potência Não Suprida Mensal: Para cada mês, os valores de potência não suprida (PNS) são ordenados e calcula-se a média dos 5% maiores valores. A média da PNS para estes piores cenários não pode ultrapassar 5% da demanda máxima instantânea.

O aumento relevante da probabilidade de haver uma falha de suprimento de potência, já indicando uma falha dos critérios de segurança em 2026, alcançando quase 40% de probabilidade de haver uma falha em 2028, deixam clara a incerteza inerente a essas projeções. Com um assunto tão crítico e complexo, o conservadorismo parece uma decisão sensata. A história, entretanto, mostra que as medidas difíceis só são tomadas nos períodos de maior necessidade.

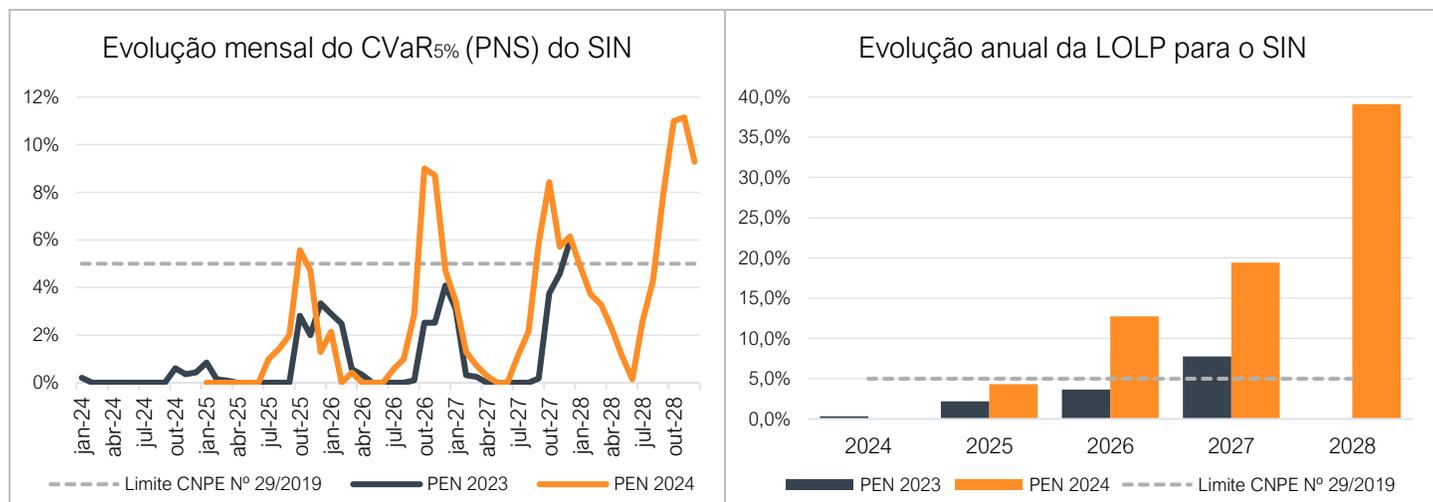


Figura 31: Avaliação do risco de falha do SIN (Fonte: PEN 2023 e 2024 ONS)

4. POTENCIAIS OPORTUNIDADES PARA EMPRESAS DE NOSSO PORTFÓLIO

Como em qualquer mercado onde há grandes mudanças, haverá ganhadores e perdedores nesse ambiente. Acreditamos que nosso portfólio está preparado para aproveitar as oportunidades de investimentos que o setor vai oferecer e continuaremos diligentemente atentos às mudanças futuras.

Eneva – O fornecedor flexível

Investimento relevante da Hix desde 2016, as ações da Eneva são velhas conhecidas de nossos clientes. Já discorremos sobre suas operações em diversas cartas e, também, realizamos uma entrevista com [Lino Cancado, CEO da companhia em maio de 2023](#). Como ocorre com a maioria de nossos investimentos, o preço de suas ações oscilou ao longo do tempo, mas a evolução de geração de valor intrínseco de seu negócio evoluiu consistentemente nesse período. O momento atual nos parece refletir uma das melhores janelas de risco-retorno que já vimos para o investimento na empresa, com a consolidação de seu último ciclo de investimento e posicionamento diferenciado no setor, que possibilita diversas novas oportunidades de alocação marginal de capital com retornos atrativos.

A EPE em seu exercício de planejar o desenvolvimento da matriz energética no Brasil, projeta um crescimento relevante da demanda por térmicas. A empresa estima a necessidade de 5,5 GW de potência até 2028, com um salto adicional para mais de 35 GW em 2034. Para atender esta demanda, será necessária a construção de novas usinas, da infraestrutura para seu fornecimento de gás, que incluem novos terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL). Neste cenário, a Eneva possui um posicionamento privilegiado, com capacidade de mobilizar ativos já existentes para contribuir (e liderar) como parte da solução do desafio energético brasileiro. Entre os ativos que a companhia dispõe para ampliar a infraestrutura térmica e de gás no Brasil, merecem ser citados (i) o Complexo Parnaíba; (ii) o potencial novo hub de gás em Itaqui; (iii) o Hub Sergipe; e (iv) um potencial novo Hub no CE englobando a Térmica Termofortaleza e Pecém.

I. O complexo do Parnaíba:

O Complexo Parnaíba, com capacidade de geração de mais de 1,4 GW, opera de forma integrada com campos de produção de gás natural em um formato de produção "direto da fonte / poço" ou *Reservoir to Wire*⁴¹ (R2W), que garante alta eficiência e baixo custo de operação.

O modelo se destaca como uma das soluções mais eficientes para o fornecimento de energia no Brasil pela capacidade de realizar rampas rápidas na geração de energia. Ou seja, este portfólio conta não apenas com custo competitivo, mas também com alta flexibilidade, característica dificilmente encontrada em fontes concorrentes e que aumenta a robustez do sistema como potencial retaguarda em períodos de pico de demanda. Na última década, a Eneva expandiu sua capacidade, no complexo Parnaíba, com a adição de térmicas altamente eficientes e de baixo custo, que hoje é representado por uma receita média de despacho (CVU) de R\$ 133/MWh⁴².

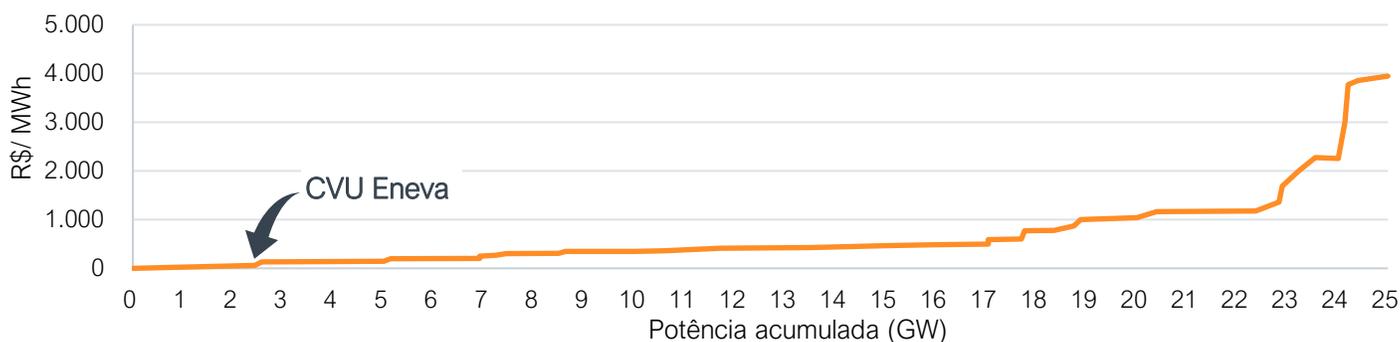


Figura 32: Potência acumulada por CVU

Diferencial do modelo da Eneva no complexo do Parnaíba (*lowest cost producer*):

- i. **Em cenários de hidrologia desfavorável:** capacidade de fornecer energia a um preço competitivo para auxiliar o operador do sistema a preservar os reservatórios hídricos
- ii. **Flexibilidade e rápida resposta** (ex. rampa no horário de pico): Enquanto as térmicas a GNL requerem complexa infraestrutura de terminais e armazenamento de gás, as reservas *onshore* de gás natural da companhia desempenham esse papel de forma natural e eficiente, com possibilidade de extração e despacho conforme a demanda.

Para ilustrar essa vantagem competitiva de custo, é fundamental destacar a diferença de custo entre a Eneva e as térmicas que utilizam GNL. Enquanto a Eneva consegue gerar energia com um custo médio de R\$ 133/MWh, térmicas a GNL enfrentam custos significativamente mais altos, podendo chegar a R\$1.000/MWh. Isso torna a energia gerada pela Eneva não apenas mais barata, mas também mais eficiente e confiável, especialmente em cenários que exigem uma resposta rápida ao sistema. A logística simplificada da Eneva, comparada à necessidade de terminais e armazenamento de GNL, reforça sua posição de destaque no mercado.

⁴¹ O modelo Reservoir to wire é o modelo da Eneva de desenvolver térmicas próximas às reservas de gás.

⁴² CVU médio das usinas do Parnaíba ponderado pela garantia física.

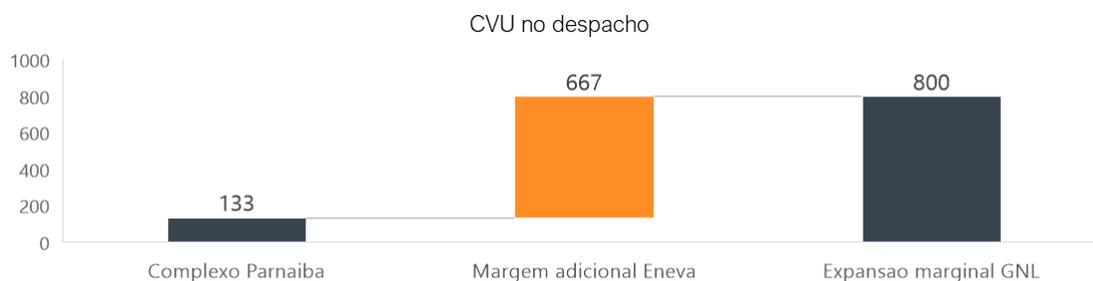


Figura 33: Avaliação do potencial de vantagem da Eneva no despacho

Há, portanto, clara oportunidade para a Eneva aumentar seus preços de despacho, especialmente com uma redução do tempo demandado para acionamento de suas usinas nos momentos de carga de ponta. Isso poderia ocorrer mantendo um custo competitivo para acionamentos por períodos longos. Em nossas estimativas, ao aproximar o CVU da Eneva com o CVU de térmicas a GNL, que são as competidoras naturais da companhia, poderia aumentar a margem de despacho da empresa de R\$80/MWh para aproximadamente R\$620/MWh, multiplicando em 8x o valor das reservas de gás existentes.

II. Novo Hub de Gás em Itaqui: Expansão no Maranhão

Um novo projeto de hub de gás em Itaqui prevê a expansão das térmicas do Parnaíba e a criação de uma infraestrutura robusta, conectada ao futuro terminal de GNL da região, consolidando o estado do Maranhão como um importante polo energético. A Eneva já possui e opera uma usina térmica a carvão em Itaqui, com aproximadamente 360 MW de potência, além de estar desenvolvendo um projeto promissor para a criação de um novo hub de gás no estado do Maranhão.

Este projeto busca não apenas a expansão das térmicas já existentes na região, como as usinas a diesel da Geramar⁴³, mas também a integração de novas iniciativas de gás natural. O potencial de Itaqui é significativo, pois, além de possibilitar a recontração de térmicas a carvão (algo que pode adicionar R\$200 milhões de EBITDA para a Eneva), o projeto abrirá caminho para um uso mais eficiente do gás natural, consolidando o Maranhão como um importante polo energético no Brasil. No futuro, essa conexão de Itaqui com a bacia do Parnaíba pode inclusive destravar uma grande flexibilidade para a companhia através de um gasoduto que poderia levar gás do Parnaíba até o hub de Itaqui ou GNL de Itaqui para Parnaíba. O potencial NPV de um projeto como este, apesar de não calculado aqui, seria relevante no valor de mercado da companhia.

III. Complexo de Sergipe: Oportunidade Estratégica no Mercado de Gás

O hub de gás de Sergipe, onde fica localizada a CELSE, subsidiária integral da Eneva, que conta com 1,6 GW de capacidade instalada de geração de energia térmica, poderia ser melhor utilizado em despachos flexíveis e é hoje um dos ativos mais promissores para suprir os desafios do sistema elétrico brasileiro.

O complexo conta com uma capacidade ociosa de 70% em sua infraestrutura de GNL, pronta para ser utilizada para fornecer soluções flexíveis de gás para projetos de novas usinas térmicas de até 3,2GW ou usinas de outras companhias através da rede de gasoduto de transportes, na qual já está conectado. A combinação de (i) proximidade a malha de gás; (ii) isenção de tarifa do gasoduto; e (iii) benefícios fiscais do Sudene, tornam os projetos de expansão termoelétricos bastante competitivos.

⁴³ Adquiridas no bojo da transação de compra dos ativos de geração do BTG Pactual em julho de 2024.

A CELSE oferece à Eneva a possibilidade de arbitrar entre comercializar sua infraestrutura ou utilizá-la de maneira própria para construção de seu próprio parque termelétrico, conforme melhor retorno estimado. Com um investimento marginal, a companhia possui um potencial de geração de EBITDA estimado entre R\$500-700 milhões. Este complexo pode se consolidar como um importante hub de gás natural no país, viabilizando o crescimento das operações da Eneva em um cenário de alta demanda energética.

IV. Complexo de Pecém: Um Hub de Gás em Potencial

Embora menos óbvio, o Complexo de Pecém, localizado no Ceará, abriga uma série de termelétricas movidas por diferentes combustíveis, sendo aproximadamente 1GW de térmicas a carvão. Com a crescente necessidade de contratação de térmicas, especialmente as movidas a gás natural, Pecém desponta como um local estratégico para se transformar em mais um hub de gás, semelhante ao Complexo de Sergipe. A Eneva já opera dois importantes ativos na região, com 365MW de potência instalada de PECÉM II, que tem o vencimento de seu PPA em 2028, e 327MW de Termofortaleza, em estado de hibernação (inativa e descontratada), que se recontratados, podem adicionar R\$350 milhões de EBITDA para a companhia.

Com a crescente demanda pelo atendimento de ponta e necessidade de modernização do parque termelétrico brasileiro, com ênfase para térmicas de rampa rápida, a Eneva está bem-posicionada para explorar soluções inovadoras, como a conversão destas térmicas a carvão para gás natural. Essa transição não apenas contribuiria para a adoção de fontes de energia mais limpas, mas também impulsionaria a criação de novos hubs de gás no Nordeste, aumentando a capacidade de fornecimento e reforçando a posição da Eneva no setor.

Eletrobras e Copel – Oportunidades de valorização de atributos

As hidrelétricas também prestam um serviço importante de flexibilidade para o sistema, o que em nossa visão, não está sendo remunerado pelo modelo regulatório atual. Como já comentamos, as limitações do Dessem não dão a sinalização de preço real da necessidade do sistema, importante especificamente para as hídricas. Se o despacho de térmicas acima de R\$1.000/MWh estivesse no preço de energia, estaríamos vendo um PLD maior na ponta, e o valor contratado das hidrelétricas seria maior. Na Figura 34, fica nítido que a geração das hídricas é muito maior nos momentos de maior necessidade de energia.

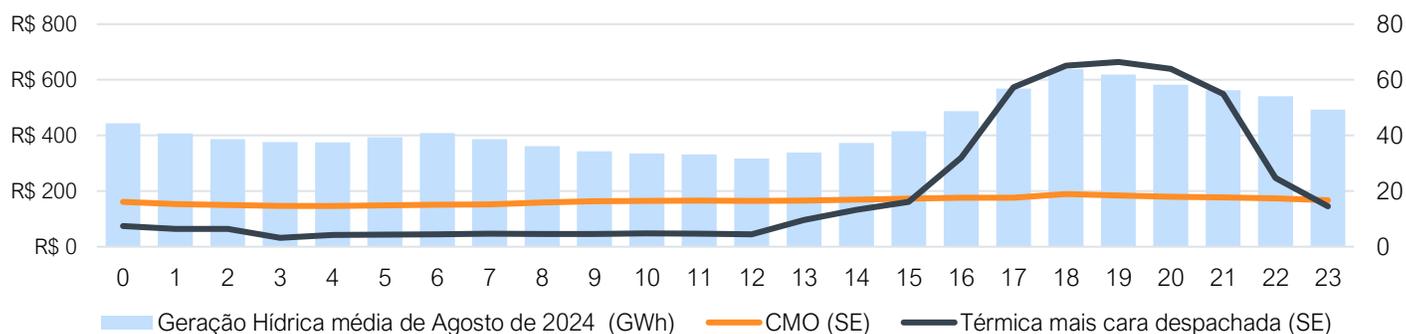


Figura 34: Média horária de agosto (Subsistema Sudeste)

Para corrigir esta distorção, algumas soluções podem ser implementadas, como ajustar o PLD para refletir melhor o valor da flexibilidade hídrica, criar leilões específicos para remunerar a capacidade das hidrelétricas de disponibilidade e/ou estabelecer leilões para serviços ancilares, que remunerem as usinas pelas funções essenciais que as hidrelétricas desempenham. Melhorar a remuneração dessas usinas incentivaria empresas deste segmento

a investir na modernização e manutenção de suas usinas, garantindo que continuem a fornecer energia de forma eficiente e segura.

No leilão de reserva de capacidade, a permissão de adição de turbinas novas em usinas existentes representa já parte da modernização potencial do SIN neste sentido. Dada a relevância das hidrelétricas na matriz brasileira, a repotenciação das usinas pode adicionar um volume importante de potência em um custo extremamente competitivo.

Isso é especialmente importante para empresas como a **Eletrobras** e a **Copel**, que correspondem a 55% da capacidade hidrelétrica do país e possuem um volume muito relevante de energia descontratada:

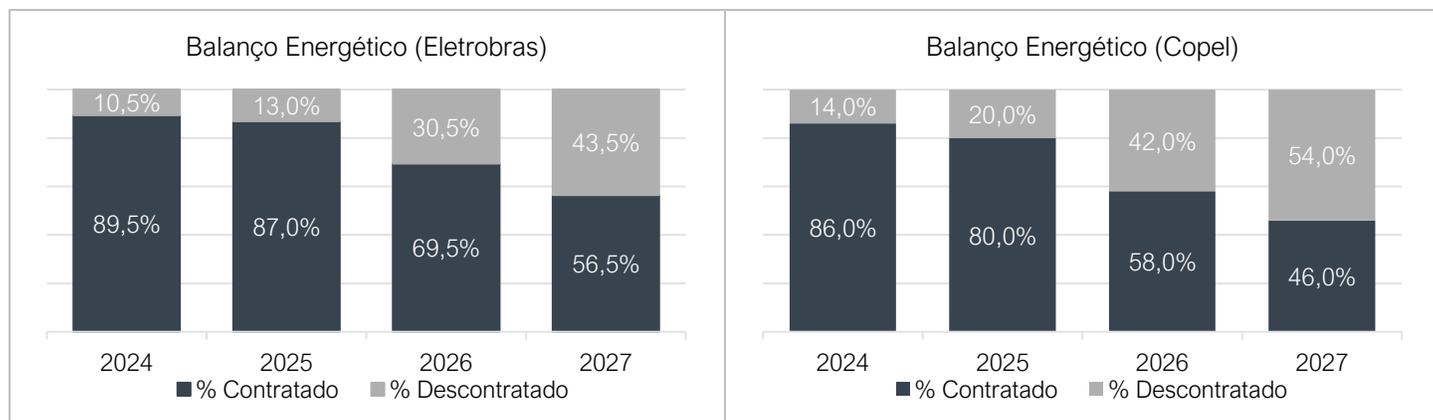


Figura 35: Percentual de energia disponível para contratação da ELET e CPLE

Em um exercício para estimar o impacto da diferença do modelo nas hidrelétricas, calculamos o valor do preço médio de energia de uma hídrica em dois cenários (i) considerando que a hídrica vende a energia no CMO; e (ii) considerando que a hídrica vende sua energia no preço da térmica mais cara despachada em determinado momento. Em agosto de 2024, a diferença de preço médio entre os dois cenários foi de R\$80/MWh, deixando claro como o modelo atual subestima o valor das usinas hidrelétricas. Em nossas estimativas, o aumento de R\$10/MWh na premissa de preço de energia de longo prazo representaria uma valorização de R\$1,3 bilhões e de R\$7,5 bilhões na Copel e Eletrobras, respectivamente.

O Brasil enfrenta um problema estrutural no sistema elétrico: tem-se um crescimento substancial de fontes renováveis não despacháveis – e de carga – que requer, urgentemente, ser acompanhado de uma reorganização do sistema. Hoje, as opções de fontes para fornecer essa solução são diversas como: baterias, repotencialização de hidrelétricas existentes e termelétricas. No entanto, é necessário que a classe política engaje o problema e trabalhe junto aos corpos técnicos competentes de modo a realizar um bom planejamento de longo prazo. Do contrário, as consequências ao país podem ser severas.

Agradecemos a confiança.

Time HIX Capital

Este material é publicado com o propósito exclusivo de divulgação de informações e não deve ser considerado como uma oferta de venda dos fundos sob gestão da HIX Investimentos Ltda, nem como uma recomendação de investimento ou desinvestimento em nenhum dos valores mobiliários citados. Todos os julgamentos e estimativas aqui contidos são apenas exposições de opiniões até a presente data e podem mudar a qualquer momento, sem prévio aviso. A HIX Investimentos não se responsabiliza por eventuais erros, omissões ou imprecisões nas informações divulgadas. A rentabilidade obtida no passado não representa garantia de resultados futuros. O investimento em fundos de investimentos apresenta riscos. Leia cuidadosamente o prospecto e o regulamento antes de investir. Para avaliação da performance de um fundo de investimento, é recomendável a análise de, no mínimo, doze meses. Os investimentos em fundos não são garantidos pelo administrador, pelo gestor, ou por qualquer mecanismo de seguro, ou ainda, pelo Fundo Garantidor de Crédito. As rentabilidades dos Fundos divulgadas dos Fundos não são líquidas de impostos. Supervisão e Fiscalização: Comissão de Valores Mobiliários - CVM. Serviço de Atendimento ao Cidadão em www.cvm.gov.br.

