

retrospectiva

2024

Glossário

ACL: Ambiente de Contratação Livre

ACR: Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BESS: *Battery Energy Storage System* (Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias)

CCC: Conta de Consumo de Combustíveis

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CDE: Conta de Desenvolvimento Energético

CEPEL: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CONCAP: Conta de Potência para Reserva de Capacidade

CP: Consulta Pública

CPAMP: Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico

CVU: Custo Variável Unitário

DESSEM: Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo

EAR: Energia Armazenada

EER: Encargo de Energia de Reserva

ENA: Energia Natural Afluente

EOL: Usina Eólica

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

ERCAP: Encargo de Reserva de Capacidade

ESS: Encargos de Serviços do Sistema

GD: Geração Distribuída

GGE: Gases do Efeito Estufa

GNL: Gás Natural Liquefeito

GSF: *Generation Scaling Factor* (Fator de Ajuste da Geração)

LRCAP: Leilão de Reserva de Capacidade

MCP: Mercado de Curto Prazo

MLT: Média de Longo Termo

MME: Ministério de Minas e Energia

MP: Medida Provisória

MRE: Mecanismo de Realocação de Energia

N: Região Norte

NE: Região Nordeste

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

PLD: Preço de Liquidação das Diferenças

PPA: *Power Purchase Agreement* (Contrato de Compra de Energia)

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

RAP: Receita Anual Permitida

S: Região Sul

SAs: Serviços Ancilares

SE: Região Sudeste

SIN: Sistema Interligado Nacional

TUST/D: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição

UFV: Usina Fotovoltaica

UHE: Usina Hidrelétrica

UPGN: Unidade de Processamento de Gás Natural

UTE: Usina Termelétrica

Retrospectiva 2024: Principais Índices e Acontecimentos do Setor

Este relatório apresenta os principais indicadores do mercado de energia elétrica e do Sistema Interligado Nacional (SIN), destacando os eventos regulatórios mais relevantes do ano e os principais dados de mercado e do sistema.

Encargos Setoriais

Os principais encargos setoriais do ano foram PROINFA, CDE, ESS e EER com destaque especial ao novo encargo denominado ERCAP.

PLD

O PLD esteve no piso durante boa parte do ano, com exceção do último quadrimestre, quando apresentou ligeiro aumento. Com isso, o PLD fechou 2024 apresentando valor médio de R\$ 126/MWh, maior que nos últimos 2 anos.

Índices de Mercado

Apesar da baixa performance do período úmido, os reservatórios passaram o ano em bons níveis. Além disso, a geração renovável bateu recordes no ano.

Geração

Mais de 19 GW de capacidade de geração adicional entrou em operação em 2024. Além disso, usinas de geração distribuída fecharam o ano com mais de 35 GW de potência acumulada em operação no país.

Carga

O consumo do país cresceu cerca de 4,4%, atingindo 74 GWm no ano. O mercado livre atingiu 39% de participação no consumo do país, crescimento resultante da abertura recente de mercado.

Destaque Regulatórios

Em 2024 foram diversos temas regulatórios discutidos, com destaque para a nova lei do hidrogênio, leilão de capacidade e transmissão, Medida Provisória 1.212 e discussões acerca da renovação das concessões de distribuição.

Curtailement

No ano de 2024, estima-se que cerca de 12.713 GWh de energia solar e eólica foram cortadas no sistema decorrentes de eventos de *curtailment*.

Reajustes Tarifários

Em 2024 o reajuste tarifário médio foi de 5,9%, impulsionado principalmente pelos custos associados ao custo associados à Distribuição, CDE e Energia.

Gás Natural

Em 2024 os reajustes nas tarifas de gás natural apresentaram percentuais bastante distintos. Este fato se deu devido às contratações realizadas pelas distribuidoras em seus processos de chamada pública para aquisição de gás natural.

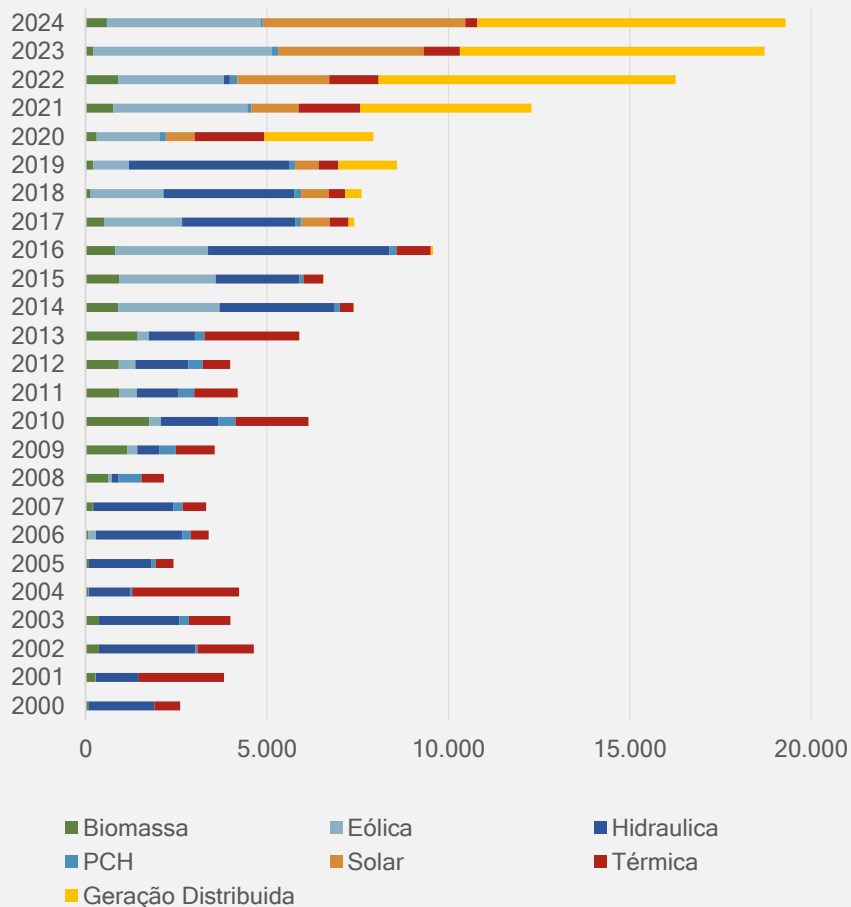
Geração

Em 2024, a capacidade de geração de energia no Brasil superou 244 GW, com destaque para o crescimento das fontes solar e eólica, enquanto a **hidráulica** manteve a liderança com **45% de participação**.

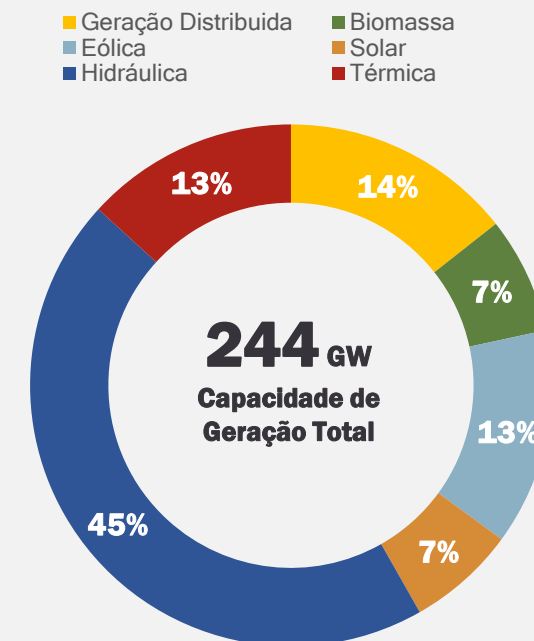
O ano de 2024 foi marcado por uma expressiva expansão na capacidade de geração de energia no país, com mais de **19 GW** de nova geração entrando em operação. O destaque foi para o crescimento das fontes renováveis, como a solar e a eólica.

Ao final do ano, o Brasil alcançou mais de 244 GW de capacidade instalada, mantendo a fonte hidráulica como predominante, com 45% de participação no total instalado.

Capacidade adicional em operação comercial por ano
[MW] | Data Base Dez/24



Capacidade de Geração em operação por fonte
[%] | Data Base Dez/24



Em termos de capacidade instalada centralizada, entraram em operação em 2024 mais de 10 GW de potência, sendo a maioria de usinas solares.

Potência Adicional em 2024 por fonte



Solar

5,5GW



Eólica

4,2GW



Térmica

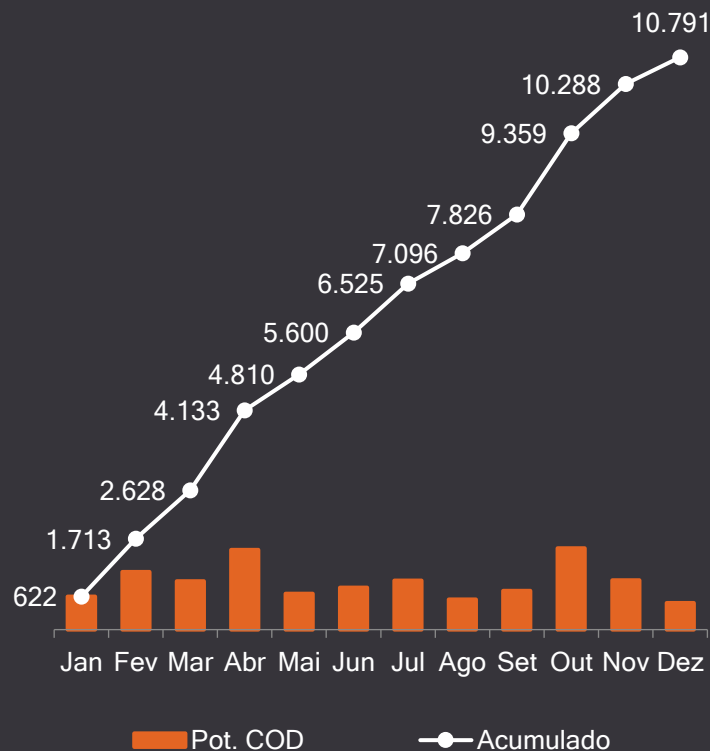
0,9GW



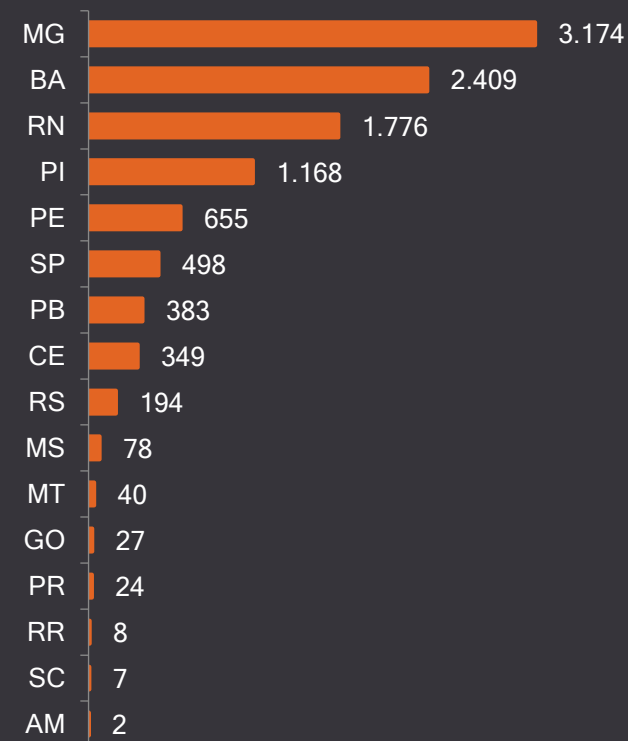
Hidrelétrica

56MW

Potência em operação comercial em 2024 [MW]



Potência Adicionada em 2024 por estado [MW]



Já usinas de Geração Distribuída¹ atingiram o valor de 35 GW, correspondendo a cerca de 14% da potência instalada do país.

35,1_{GW}

Potência Instalada de GD atualmente em operação

14,4%

Da potência instalada do país

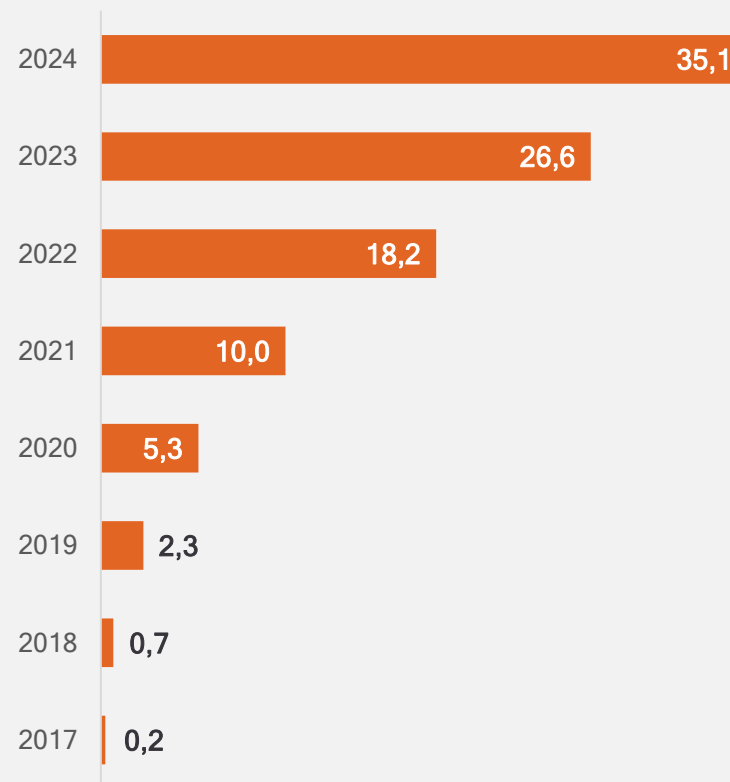
99,2%

Das usinas em operação são da fonte solar

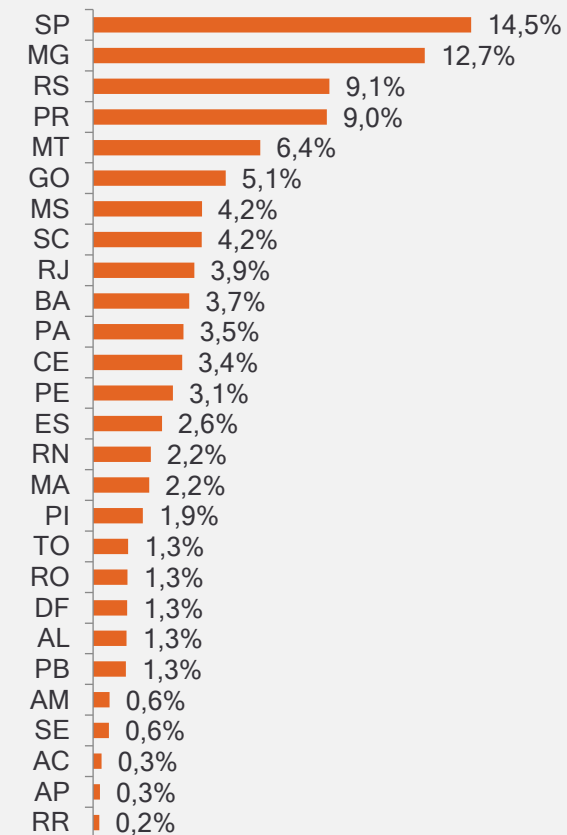
8,5_{GW}

Potência de GD que entrou em operação em 2024

Evolução da potência instalada de GD [GW]



Potência de GD por estado [%]

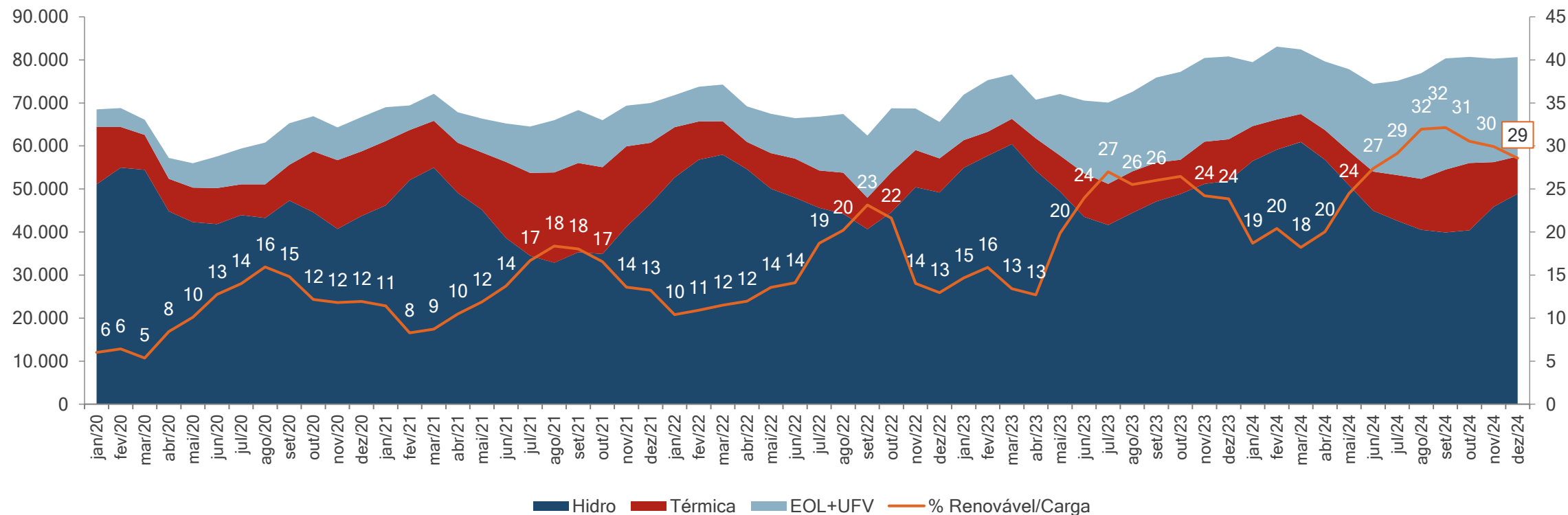


1. Na produção deste material foi considerada como Geração Distribuída os projetos de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) conforme definições de potência das Resoluções Normativas da ANEEL nº 482/2012 e aprimorações posteriores. Vale notar que as novas determinações de potência para o enquadramento como MMGD estão dispostas no Marco Legal instituído pela Lei nº 14.300/2022.

Além disso, cerca de 25% do consumo do país em 2024 foi atendido por usinas renováveis que bateram recordes de suprimento e produção de energia.

Geração por fonte
[MWmed]

Participação EOL e UFV no atendimento à carga
[%]

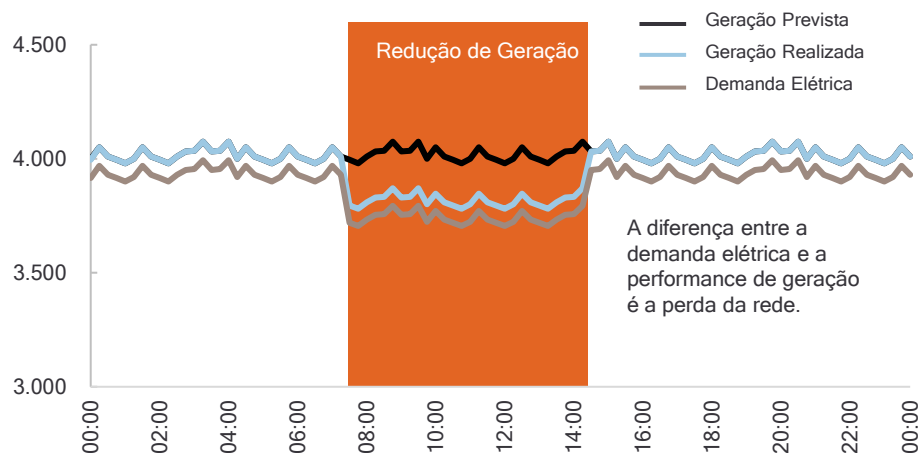


Contudo, a alta e rápida expansão renovável tem encontrado alguns desafios no que tange à operação do sistema e a capacidade de transmissão o que resultou em altos níveis de *curtailment* em 2024.

O aumento de fontes renováveis apresenta desafios operacionais relacionados à sua geração intermitente. Isso se deve principalmente à curva de geração desse tipo de fonte, que está relacionada à disponibilidade imediata do recurso natural (luz solar e vento).

Como resultado dessa característica, a geração de energia pode ocorrer em momentos onde não existe demanda elétrica, o que causa **reduções de geração** - também chamado de *curtailment*.

Exemplo de *curtailment*



Eventos de *curtailment* também podem ocorrer nas seguintes situações:



Indisponibilidade nas linhas de transmissão ou equipamento elétrico não pertencente à usina e fora de seu local de geração.



Pedido operacional, determinado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), para atender requerimentos de confiabilidade elétrica.

Por isso, podem ocorrer solicitações de corte de geração motivadas por três razões distintas, observando as características elétricas e energéticas da rede, sendo que o ONS deve classificar todos eventos de *curtailment* que ocorreram de acordo com suas motivações, podendo ser:

Atendimento dos Requisitos de Confiabilidade Elétrica	Motivados por razões de confiabilidade elétrica que não têm origem em indisponibilidades nos equipamentos de transmissão.
Razões Energéticas	Motivado pelas impossibilidades de alocação da geração para atendimento à carga (assimetria entre suprimento de energia e demanda).
Indisponibilidade Externa¹	Motivados por indisponibilidade de algum equipamento do sistema que pode ocorrer em tanto no SIN quanto em outros sistemas de transmissão na área de distribuição (não inclui linhas de transmissão exclusivas e outros sistemas sob controle privado).

1. As falhas nos equipamentos do sistema de transmissão pertencentes exclusivamente aos proprietários de usinas elétricas não são consideradas para fins de determinação desse tipo de *constrained-off*.

No ano de 2024, calcula-se que cerca de 12.713 GWh de energia solar e eólica foram cortados do sistema decorrentes de eventos de *curtailment*.

Ao analisar a proporção do *curtailment* em relação à energia produzida, percebe-se que, embora não exista um padrão claro, houve um aumento significativo dos cortes desde agosto de 2023, após o blackout ocorrido naquele mês.

A principal causa está associada à redução do limite de transmissão entre o Nordeste e o Sudeste, que passou de 13,6 GW em agosto para 10,8 GW em setembro de 2023. Em outubro, com a entrada em operação de novas linhas de transmissão, o limite foi elevado para 13,8 GW, um patamar ligeiramente superior ao período pré-apagão ocorrido em agosto/2023.

Em termos de volume de energia cortada, a fonte eólica foi a mais impactada, totalizando 9.468 GWh no ano, enquanto a solar contabilizou 3.245 GWh. No entanto, observa-se que os ativos solares foram mais impactados em termos de performance de geração (%) em todas as classificações de *curtailment*, conforme informações ao lado.



Médias Globais de *Curtilment* para a fonte solar em 2024¹

6,39%

Razão Energética

1,23%

Indisponibilidade externa

5,75%

Confiabilidade elétrica

13,36%

Total Geral



Médias Globais de *Curtilment* para a fonte eólica em 2024¹

2,48%

Razão Energética

0,81%

Indisponibilidade externa

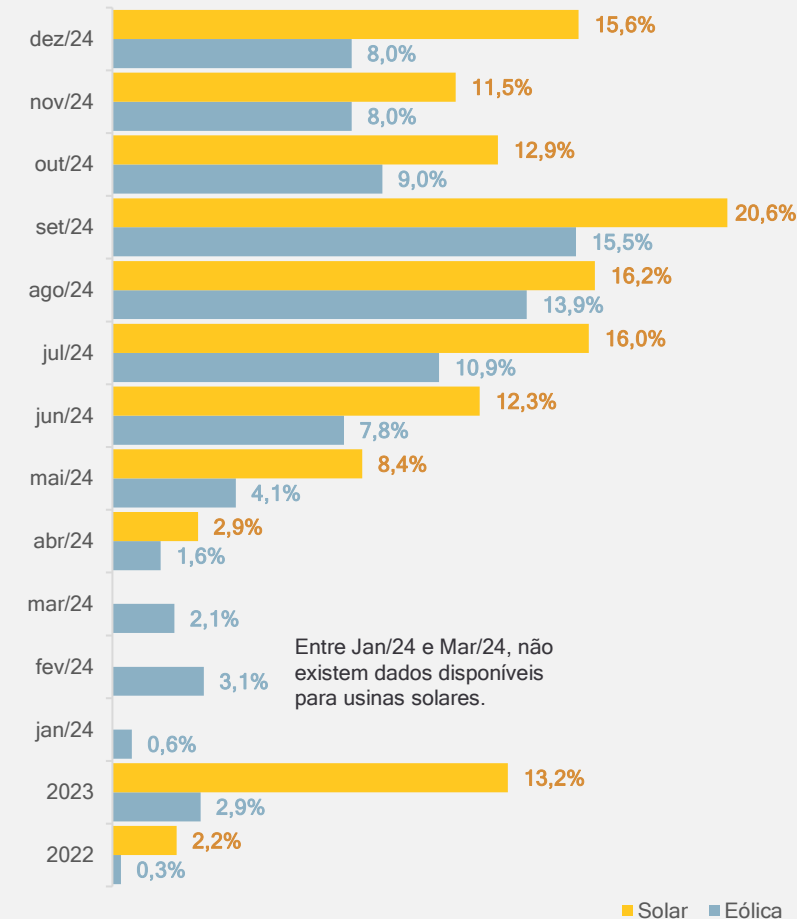
5,16%

Confiabilidade elétrica

8,44%

Total Geral

Percentual médio de *curtailment* em relação à Energia Produzida pela fonte¹ [%]



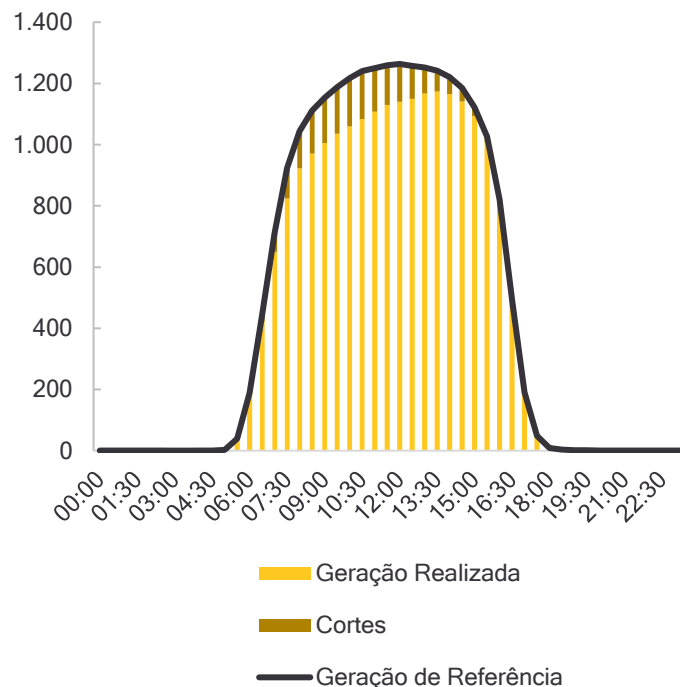
1. Os dados consideram as informações disponíveis nos Dados Abertos do ONS com as classificações de confiabilidade elétrica, razões energéticas e indisponibilidade externa com origem sistêmica ou local. Destaca-se que os dados do mês de dezembro/2024 são prévios.

De modo geral, observa-se que os ativos solares enfrentaram maiores reduções de geração justamente nos períodos que coincidem com seus picos de produção, situação que acabou por causar maior impacto a ativos desta fonte.

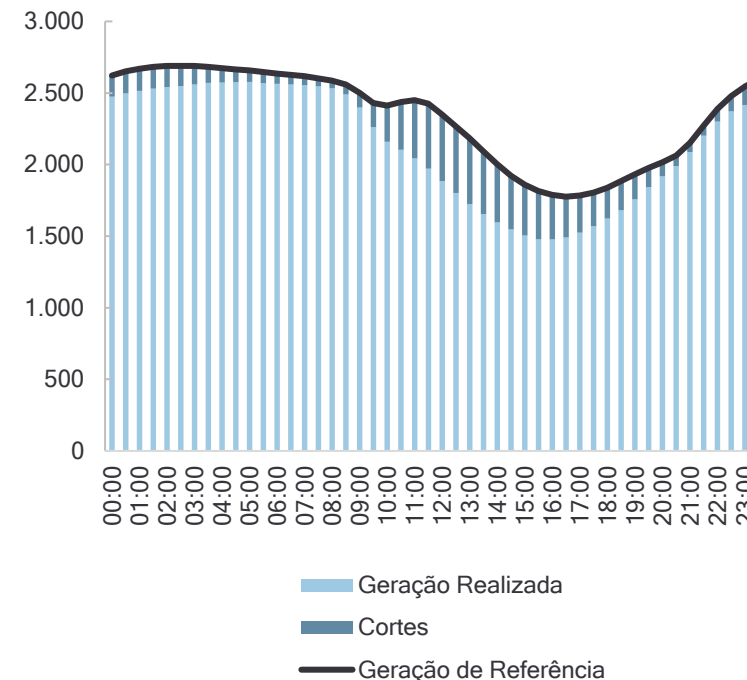
Como demonstrado nos gráficos anteriores, elaborados com base na análise do histórico de cortes de 2024, fica evidente que, embora os maiores montantes acumulados e absolutos de *curtailment* sejam atribuídos à fonte eólica, a razão entre corte e geração indica que esses ativos são menos impactados. Esse comportamento é influenciado por fatores como o padrão mais estável da curva de geração dos ativos eólicos em comparação aos solares, o que facilita o ajuste da operação da rede pelo Operador ao regular esse tipo de tecnologia.

Além disso, os dados históricos de 2024 indicam que os estados mais afetados por eventos de *curtailment* eólico e solar foram Rio Grande do Norte e Ceará.

Curtailment Fotovoltaico Acumulado por hora (Abr/24 - Dez/24)
[GWh]



Curtailment Eólico Acumulado por hora (Jan/24 - Out/24)
[GWh]

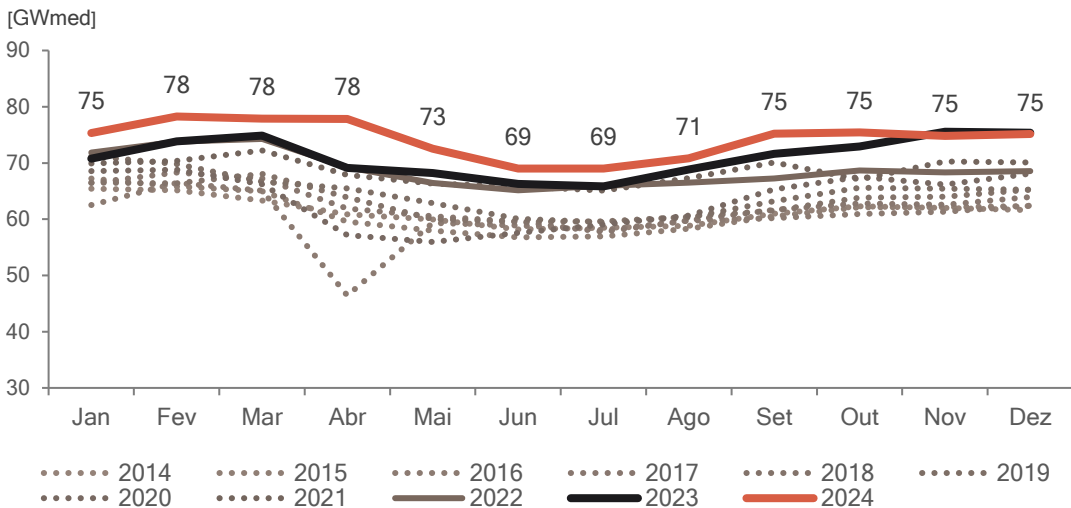


Carga

Por outro lado, o consumo do país apresentou crescimento de 4,4%, com destaque especial para o crescimento do consumo do setor de minerais, metalurgia e saneamento.

Em 2024 o consumo de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) registrou um crescimento de 4,4%, apresentando valores superiores ao ano de 2023 em praticamente todos os meses. Esse aumento foi impulsionado, principalmente, pelo setor de minerais, metalurgia e alimentício.

Consumo Mensal¹ - 2014 a 2024

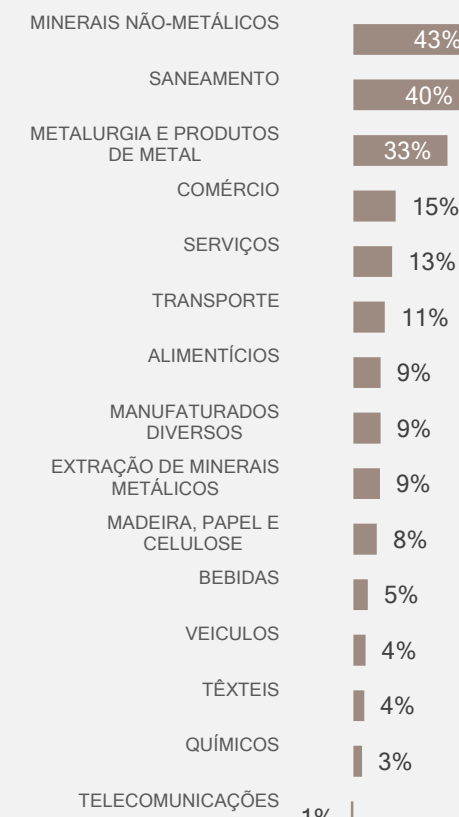


1. Estes dados subtraem a geração de usinas MMGD da carga total do sistema

Consumo em 2024 no mercado livre por ramo de atividade² [%]



Crescimento Consumo YoY por ramo de atividade² [%]



2. Os dados expostos estão atualizados até o mês de novembro/24, último mês contabilizado pela CCEE no momento da produção deste relatório

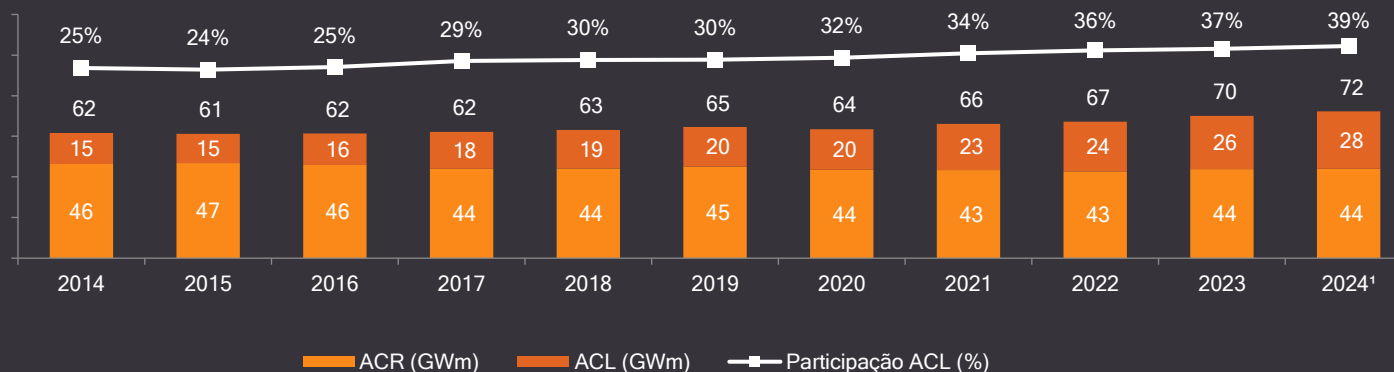
Além disso, o mercado livre atingiu participação de 39% do consumo nacional, reflexo da aberto ocorrida recentemente, o que resultou num aumento de mais de 55% no nº de consumidores presentes neste ambiente de comercialização.

Outro destaque do ano foi a expansão do mercado livre de energia, reflexo da recente abertura ocorrida em janeiro de 2024, que permitiu a migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) de todos os consumidores conectados em alta tensão (tensão igual ou superior a 2,3 kV). Como resultado, o mercado livre ampliou sua participação em 2 pontos percentuais no ano, alcançando 39% do consumo do país, com destaque para a adesão de consumidores de menor porte.

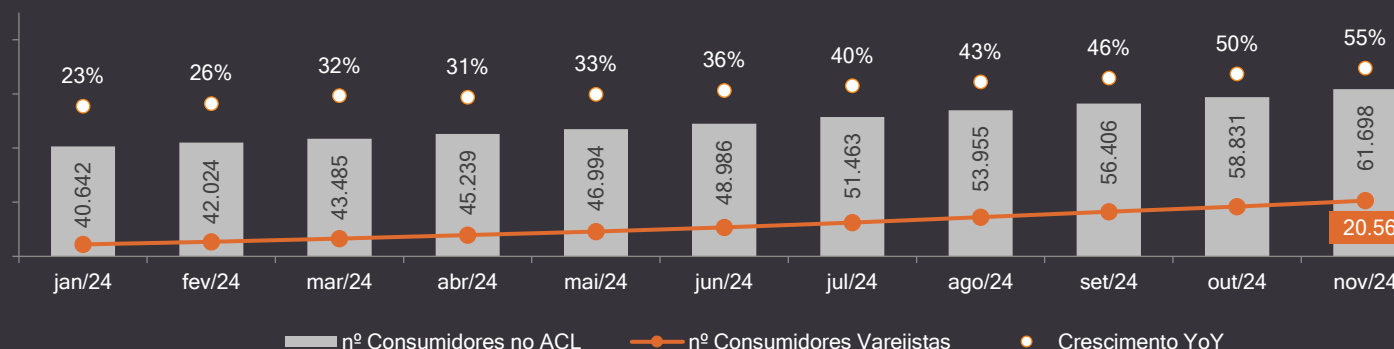
Além disso, o número de consumidores presentes no mercado livre aumentou mais 55% ao longo do ano com os consumidores varejistas representando mais de 33% deste valor.

Consumo Líquido SIN - 2014 a 2024

[GWmed]



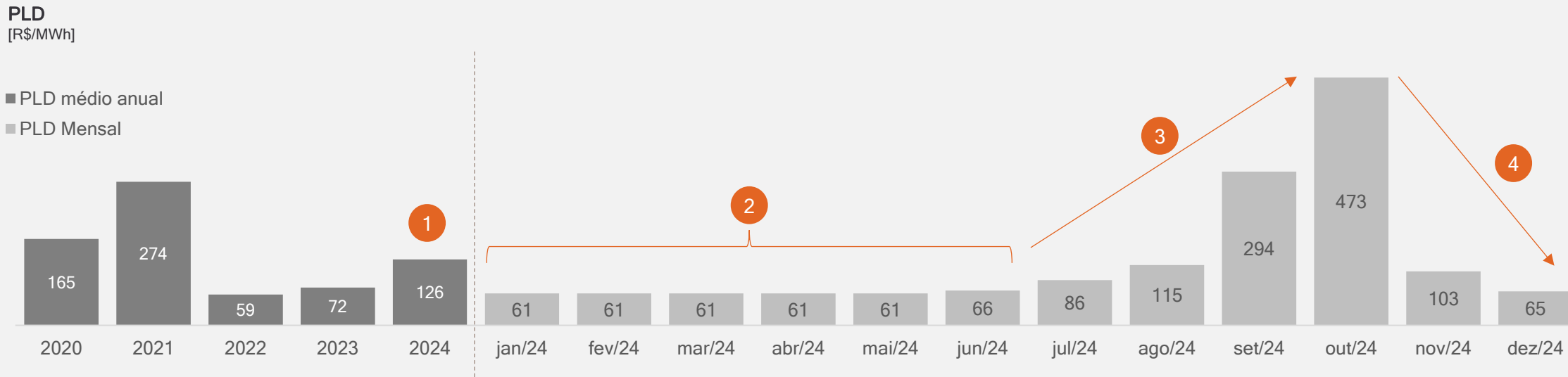
Evolução no Nº de Consumidores no Mercado Livre (ACL)¹



1. Os dados expostos estão atualizados até o mês de novembro/24, último mês contabilizado pela CCEE no momento da produção deste relatório

PLD

Ainda, o PLD fechou 2024 apresentando valor médio de R\$ 126/MWh, valor maior que nos últimos 2 anos em decorrência de alta de preços nos meses de agosto a outubro.



1.

O ano de 2024 fechou com um PLD médio equivalente a R\$ 126/MWh, valor superior ao apresentado nos últimos 2 anos, muito em decorrência de picos de preço entre os meses de agosto e novembro.

2.

De janeiro a junho, o PLD se manteve em patamares igual ou próximo ao piso regulatório equivalente a R\$ 61,07/MWh.

3.

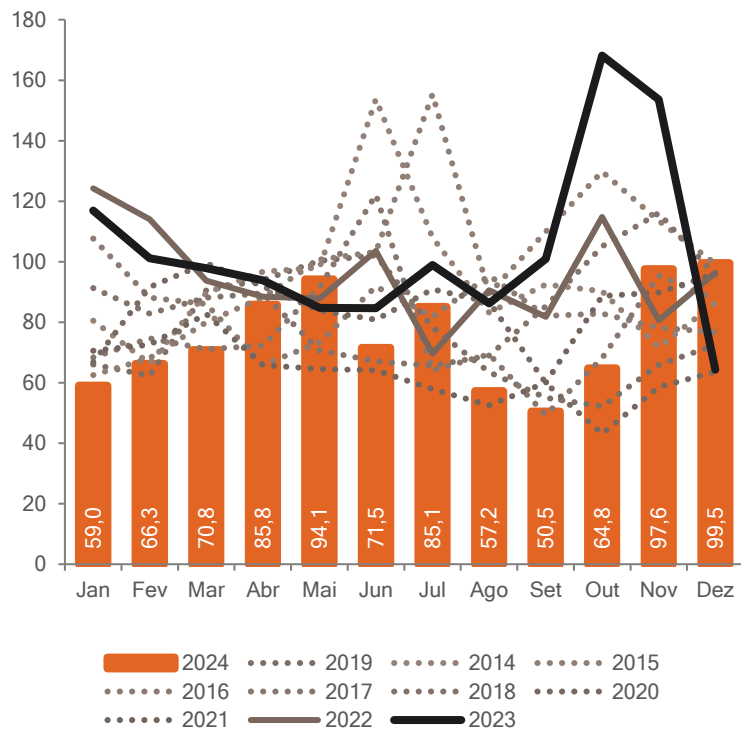
De julho a outubro o PLD apresentou comportamento crescente, em decorrência da variação do preço horário resultado de uma maior demanda, déficit hídrico e necessidade do acionamento de usinas térmicas para atendimento da demanda de pico de consumo do sistema.

4.

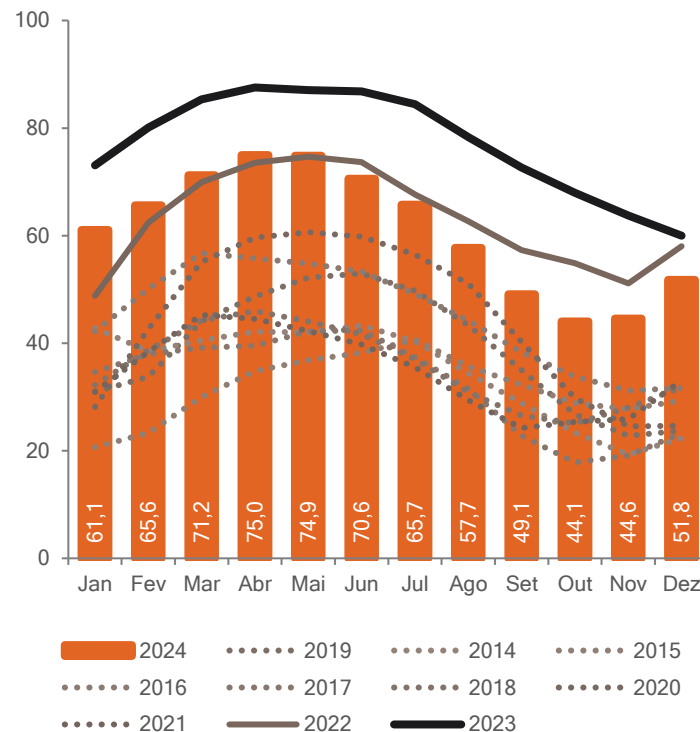
A partir de novembro o PLD começou a decrescer resultado de uma melhor afluência e redução do pico de demanda do sistema.

No mais, apesar do ano ter apresentado um cenário de baixas afluências em todos os meses, os reservatórios se mantiveram bem posicionados fechando o ano em 51,8%. Já o GSF esteve estável com valor médio de 87%.

ENA¹ SIN - 2014 a 2024
[% da MLT]

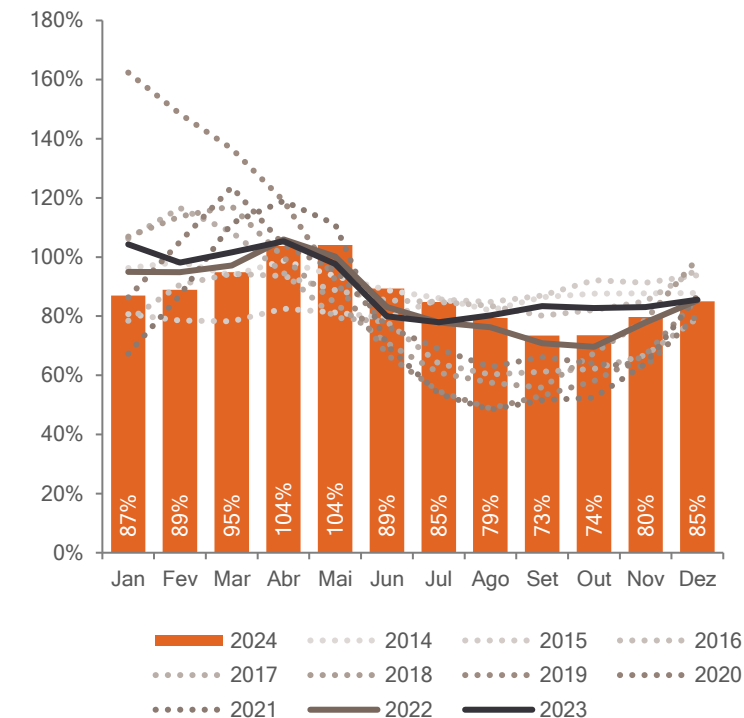


EAR² SIN - 2014 a 2024
[% ao fim de cada mês]



GSF³ SIN - 2014 a 2024

[% ao fim de cada mês] | Nota: dados de dezembro/24 estimado



1. Energia Natural Afluente (ENA) representa a quantidade de energia potencial que pode ser gerada a partir do volume de água que aflui (ou chega) aos reservatórios das usinas hidrelétricas em um determinado período de tempo, considerando as características físicas e operacionais da usina.

2. Energia Armazenada (EAR) refere-se à quantidade de energia potencial acumulada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, expressa em termos de capacidade de geração elétrica.

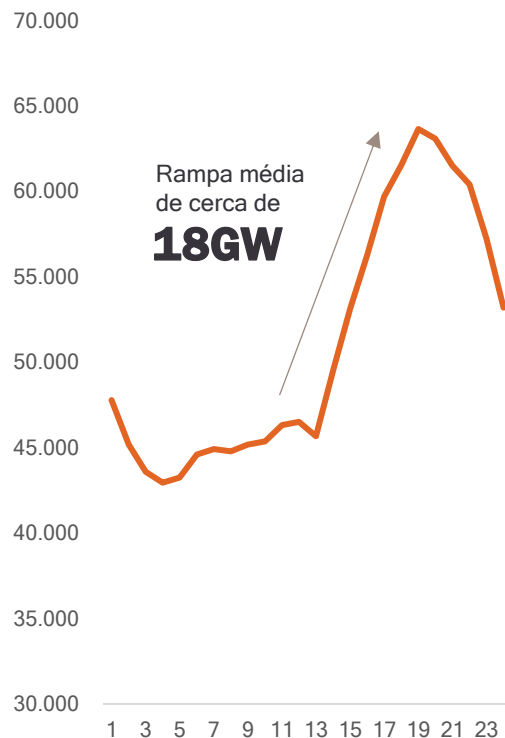
3. GSF (*Generation Scaling Factor*) é um índice utilizado para ajustar a quantidade de energia gerada pelas usinas hidrelétricas em relação à energia firme dessas usinas, aplicado exclusivamente a usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

Outro destaque é que em 2024 o efeito da “Curva do Pato” começou a afetar de maneira mais expressiva a operação do sistema e o valor do PLD...

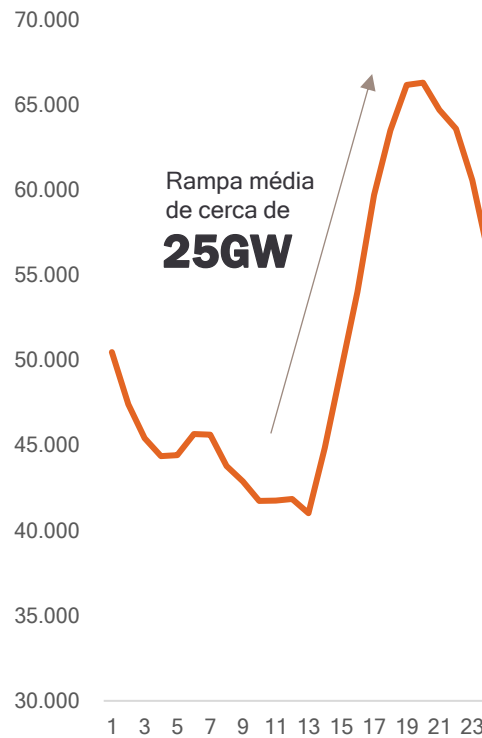
Em 2024 a alta expansão solar ocorrida nos últimos anos começou a afetar de maneira mais significativa a curva de carga líquida do SIN, que representa a carga bruta reduzida da geração intermitente (como aquela gerada pela fontes solar, eólica, biomassa e PCH) e inflexibilidade térmica.

Como pode ser observado, desde 2021, o formato da curva de carga líquida do sistema tem se aproximado cada vez mais da dita “Curva do Pato”. Em 2023 essa tendência já ocorria, com rampa de carga média na ordem de 18 GW, contudo como neste ano havia maior disponibilidade hidráulica não houve grande impacto no valor do PLD horário. Esse já não foi o cenário do ano de 2024, em que a rampa de carga média cresceu para 25 GW e dada a baixa afluência houve necessidade de despacho térmico e, por consequência, aumento no valor do PLD em especial no período noturno.

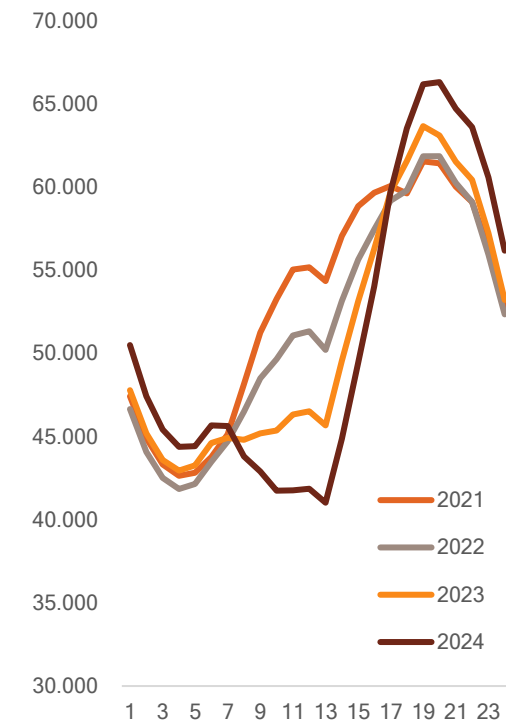
Carga Líquida Horária Média - 2023
[MWm]



Carga Líquida Horária Média - 2024
[MWm]



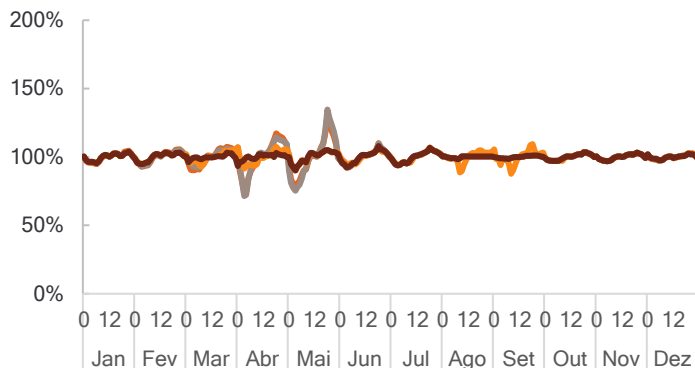
Carga Líquida Horária Média de 2021 a 2024
[MWm]



... que começou a apresentar variações expressivas de preço ocorrendo entre os meses de agosto a outubro em especial no período noturno.

Modulação PLD - 2021

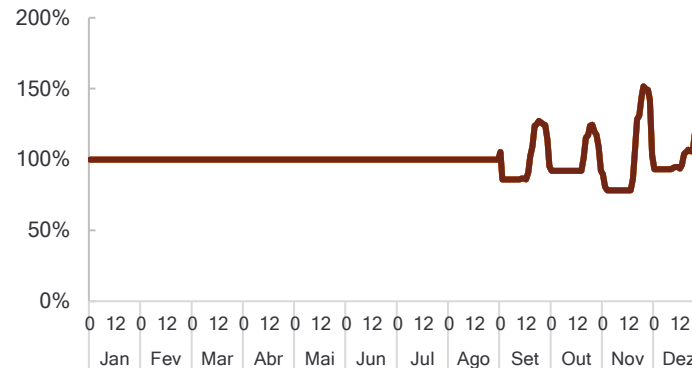
[%]



Em 2021, o primeiro ano de implantação comercial do DESSEM, houve uma modulação de preços insignificante, sendo os horários mais caros aqueles entre 18h e 20h.

Modulação PLD - 2023

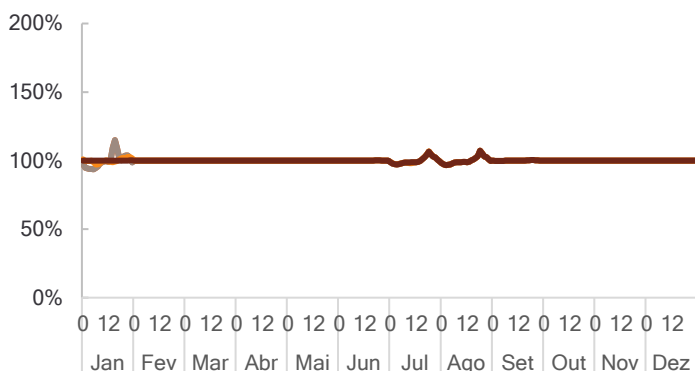
[%]



No entanto, em 2023, devido às ondas de calor e baixa geração renovável entre setembro e novembro, o PLD horário apresentou variações significativas de hora em hora. As horas com maior variação ficaram entre 16h e 22h, o que corresponde ao pico de carga líquida do sistema.

Modulação PLD - 2022

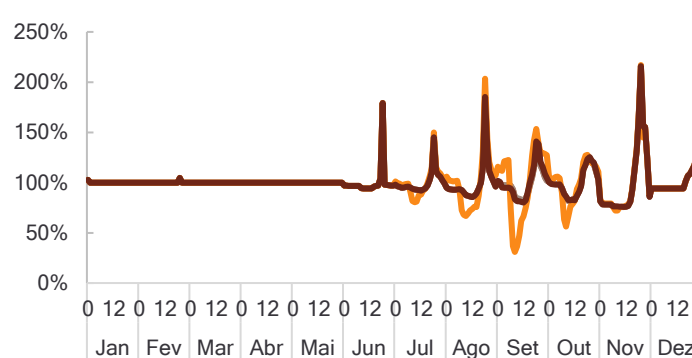
[%]



Em 2022, não houve modulações significativas de preços, devido à situação extremamente favorável dos reservatórios de energia aliada a condições favoráveis para geração renovável intermitente e baixo crescimento de carga.

Modulação PLD - 2024

[%]

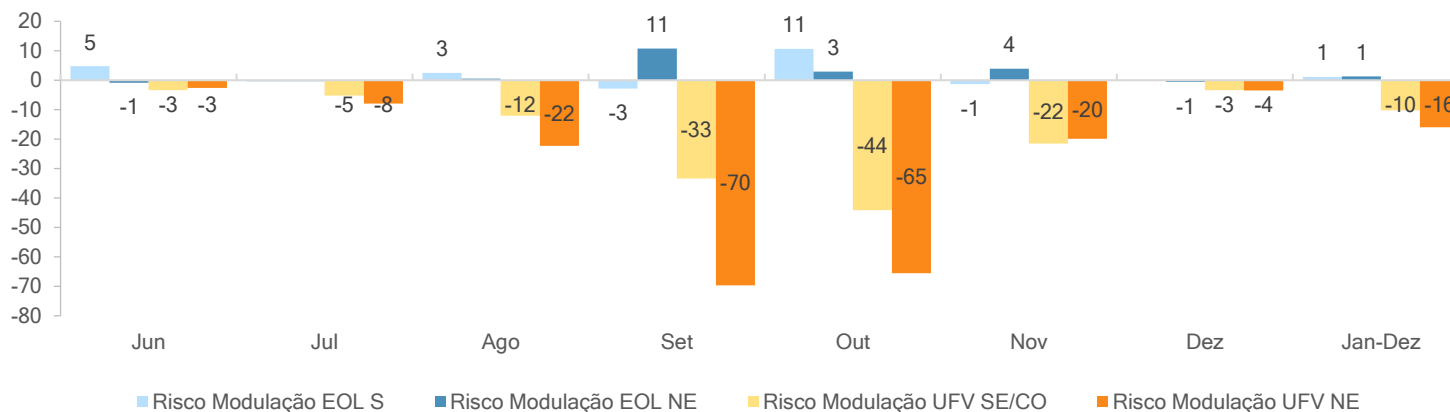


Esse cenário se intensificou em 2024, marcado por condições hidrológicas desfavoráveis, ondas de calor persistentes de agosto a outubro e uma redução na geração renovável em novembro e dezembro. O resultado foi uma modulação horária ainda mais acentuada, com as maiores variações de preços ocorrendo entre 17h e 21h, novamente refletindo o período de maior carga líquida do sistema.

— Sudeste (SE) — Sul (S) — Nordeste (NE) — Norte (N)

Risco de Modulação¹ de 2024

[R\$/MWh]



Por isso, o risco de modulação¹ se apresentou mais expressivo em especial para a fonte solar, dado que o PLD apresentou preços no piso durante o dia e *spikes* à noite, quando sua geração é nula.

As variações de preço são mais acentuadas em períodos secos, em momentos de alta demanda e extremos de geração renovável.

Durante o dia, com alta geração renovável, os preços tendem a cair, chegando ao piso do PLD. Enquanto à noite, em momentos de baixa geração renovável e alta demanda, ocorrem picos significativos de preços, intensificando o risco de modulação. Esse fenômeno é particularmente crítico para a geração fotovoltaica, que opera com preços baixos em condições de alta geração renovável e não contribui durante o pico noturno de carga.

Risco de Modulação [% do valor do PLD médio]	EOL Sul	EOL Nordeste	UFV Sudeste	UFV Nordeste
Jan-Mai	0%	0%	0%	0%
Jun	7%	-1%	-5%	-4%
Jul	0%	0%	-6%	-9%
Ago	2%	0%	-10%	-21%
Set	-1%	4%	-11%	-29%
Out	2%	1%	-9%	-15%
Nov	-1%	4%	-21%	-19%
Dez	0%	-1%	-5%	-5%
Média	1%	1%	-6%	-9%

1. O risco de modulação foi calculado considerando curvas de geração horária média realizada por cada fonte de acordo com dados do ONS e representa a exposição financeira perante ao PLD da curva de produção da usina versus um contrato com curva de entrega flat.

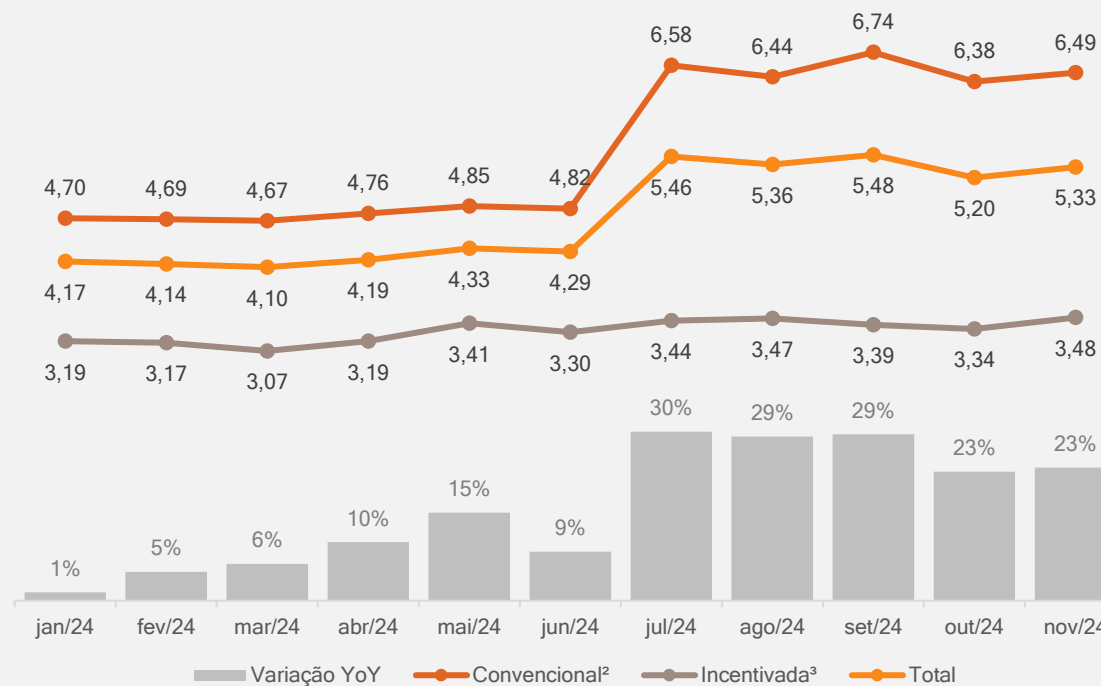
Preços de Mercado

Ademais, o mercado de energia apresentou baixa liquidez no primeiro semestre devido ao PLD próximo ao piso regulatório. Contudo, com a alta do PLD a partir de junho, a liquidez aumentou voltando a cair no último mês do ano.

De forma geral, o mercado de energia apresentou baixa liquidez ao longo do primeiro semestre, influenciado pelo baixo valor do PLD, que permaneceu igual ou muito próximo ao piso regulatório durante esse período.

A partir de junho, com a elevação do PLD, a liquidez do mercado reagiu, especialmente para produtos de curto prazo, conforme ilustrado no gráfico ao lado. No entanto, no último mês do ano, a liquidez voltou a cair acompanhando a nova redução no valor do PLD.

Índice de Liquidez¹ de Energia

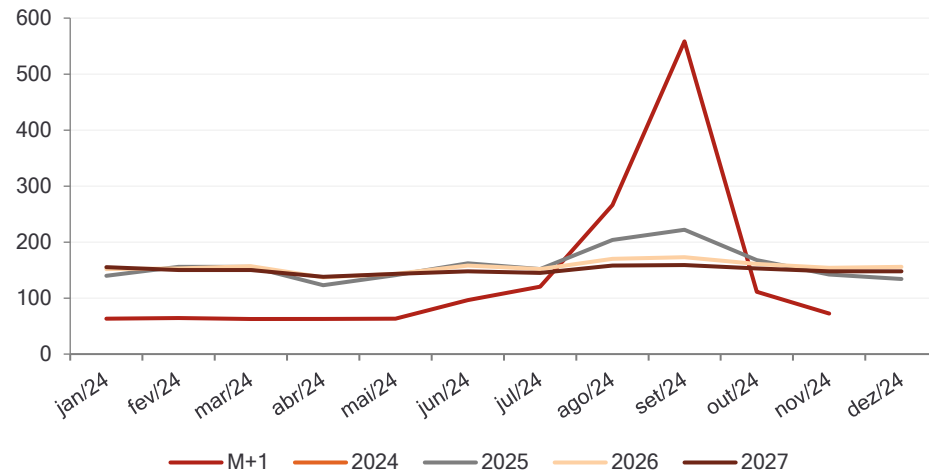


1. O índice de liquidez apresentado neste relatório é o mesmo divulgado pela CCEE e fundamenta-se no princípio da rotatividade, comumente empregado em mercados de energia, tendo como base a relação entre o volume de energia elétrica transacionado e o volume consumido. No mercado livre de energia elétrica, considera-se como volume transacionado o total de energia negociada pelos agentes do ACL e como volume consumido o total de contratos de compra realizados pelos consumidores livres, especiais e autoprodutores.

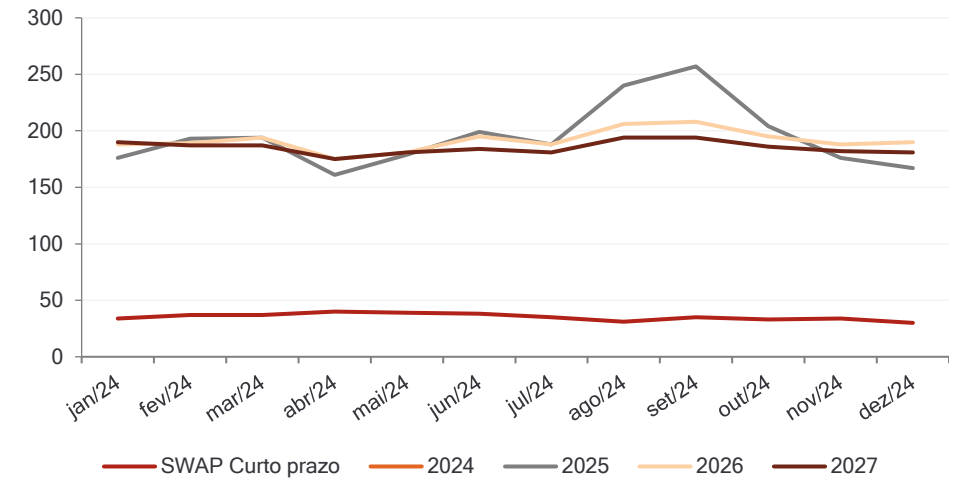
2. Energia Convencional: aquela proveniente de fontes tradicionais, como grandes hidrelétricas (>50 MW), termelétricas com combustível fóssil e nucleares. Usinas a biomassa, cogeração qualificada, solares e eólicas com potência instalada acima do previsto na regulação também comercializam esse tipo de energia. Não possui benefícios de desconto na TUST/TUSD.

3. Energia Incentivada: aquela gerada por fontes renováveis de pequeno e médio porte, como PCHs, solar, eólica e biomassa. Recebe descontos de, no mínimo, 50% na TUST/TUSD repassando tal benefício a seus compradores. Este tipo de incentivo não é mais válido para novos projetos renováveis que solicitarem outorga após março/2022, conforme disposto na Lei nº 14.120/2021.

Histórico Preço PPA Energia Convencional - Mensal
[R\$/MWh]



Histórico Preço PPA Energia Incentivada - Mensal
[R\$/MWh]



Fonte: Thymos Energia

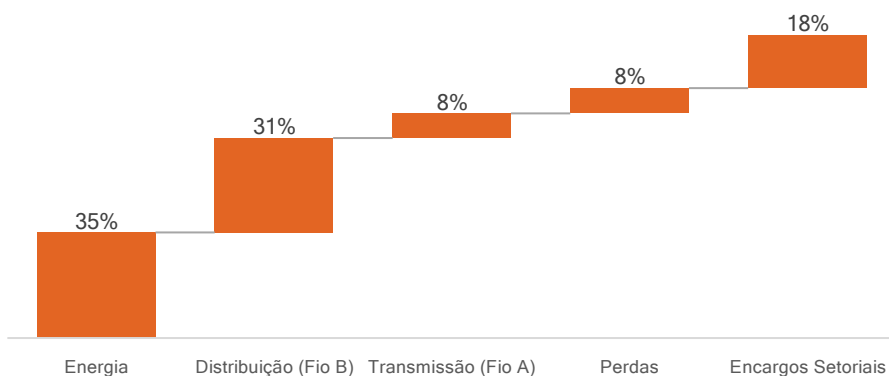


Tarifa e Encargos Setoriais

Para remunerar as Distribuidoras os consumidores regulados pagam, por meio de tarifas reguladas, cinco custos principais: energia, infraestrutura de transmissão e distribuição, encargos setoriais e perdas

Participação na formação tarifária por custo

Tarifa média brasileira para consumidores residenciais para 2024 [%]



Principais custos cobertos por tarifas reguladas

	Energia	Inclui o pagamento de contratos de energia estabelecidos com geradores em leilões de energia.
	Distribuição "Fio B"	Inclui o custo para cobrir a atividade de distribuição, consistindo principalmente no Capex e Opex do distribuidor relacionado à sua infraestrutura. É comumente referido na regulamentação brasileira como o "Fio B" da tarifa.
	Transmissão "Fio A"	Inclui o custo para cobrir a atividade de transmissão, consistindo principalmente no Capex e Opex da empresa de transmissão relacionados à sua infraestrutura. É geralmente referido na regulamentação brasileira como o "Fio A" da tarifa.
	Perdas elétricas	Corresponde às perdas elétricas que ocorrem durante o processo de transmissão e distribuição de energia aos consumidores finais.
	Encargos Setoriais	Corresponde, principalmente, às cobranças necessárias para apoiar a estrutura do setor (como agências reguladoras como a ANEEL) e para financiar incentivos específicos criados por lei, como subsídios tarifários para famílias de baixa renda

Em 2024 o reajuste tarifário médio foi de 5,9% impulsionado principalmente pelos valores associados ao custo da conexão, CDE e encargos setoriais.

O período de 2019 a 2024 registrou aumentos significativos dos custos de distribuição e energia, juntamente com um aumento notável no CDE, especialmente a partir de 2022.

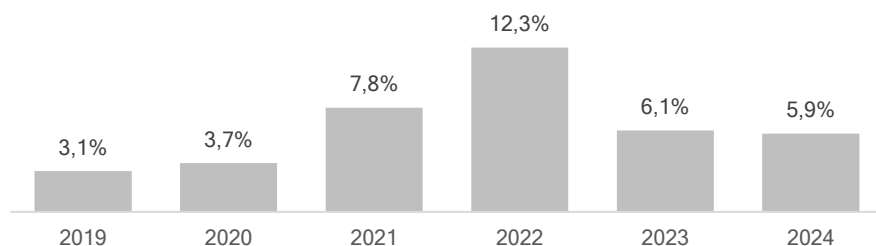
O aumento dos custos de energia foi impulsionado pela escassez de água em 2021, que levou ao aumento da geração térmica e à redução do GSF (*Generation*

Scaling Factor) impactando diretamente o custo tarifário.

Quanto à CDE, o aumento substancial deveu-se ao aumento dos custos de combustível para as usinas térmicas no âmbito da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis) e à ampliação dos subsídios para fontes incentivadas e tarifas de baixa renda.

Histórico de Ajuste Tarifário Anual Médio Brasil de 2019 a 2024

[%]

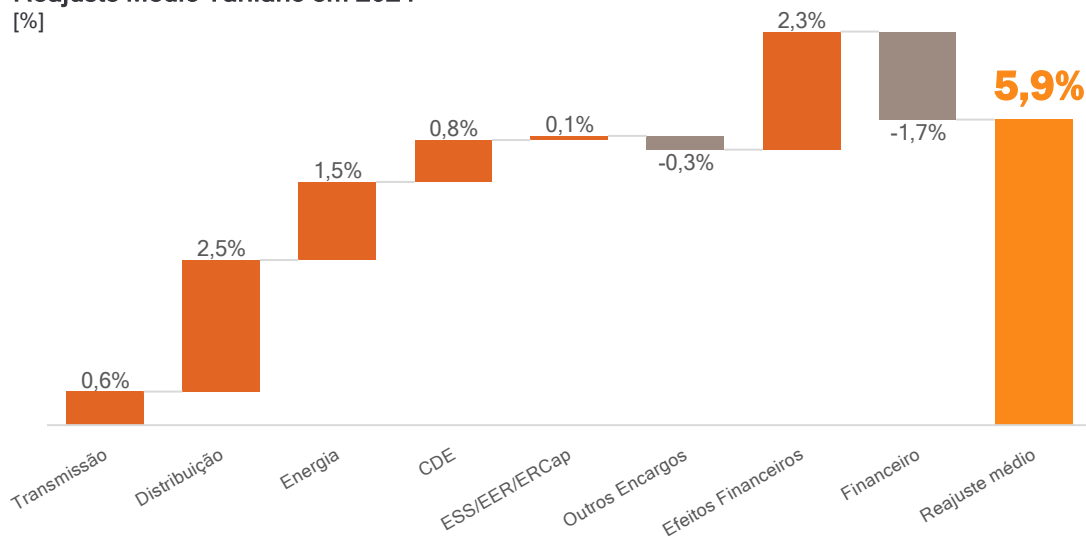


No ano de 2024 o reajuste tarifário médio da tarifa regulada foi de 5,9%, impulsionado principalmente pelos custos associados à Distribuição, CDE e Energia.

Em razão da boa capacidade dos reservatórios não houve taxa adicional no valor da tarifa em muitos meses, representada pela bandeira tarifária, que foi verde em todos os meses com exceção dos meses de julho, setembro, outubro e novembro que apresentaram bandeira amarela ou vermelha.



Reajuste Médio Tarifário em 2024
[%]



CEMIG

↑ **6,6%**

Foi a distribuidora com maior reajuste médio¹ no ano de 2024 em razão do aumento no custo de transmissão, reajuste da parcela B e custos atrelados à sobrecontratação.

EDP ES

↓ **- 6,7%**

Foi a distribuidora com menor reajuste médio¹ no ano de 2024 em razão da redução de alguns encargos setoriais e custos de transmissão.

1. Calculado a partir dos subgrupos A4 e B3, considerando as 20 maiores distribuidoras em mercado que representam, juntas, cerca de 86% do consumo regulado do país.

Em se falando de encargos setoriais, o PROINFA e a CDE apresentaram, juntos, um custo médio para 2024 na ordem de R\$ 64,7/MWh¹.

Os principais encargos setoriais são o PROINFA, CDE, ESS e EER.

As usinas contratadas na modalidade do PROINFA são custeadas por todos os consumidores do SIN, sendo que tal valor é dividido em cotas de energia mensais distribuídas aos consumidores e pagas por meio de encargo recolhido por distribuidoras, transmissoras e cooperativas permissionárias.

Já a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é responsável pelo custeio de diversos itens como Baixa Renda, o Desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição, entre outros.

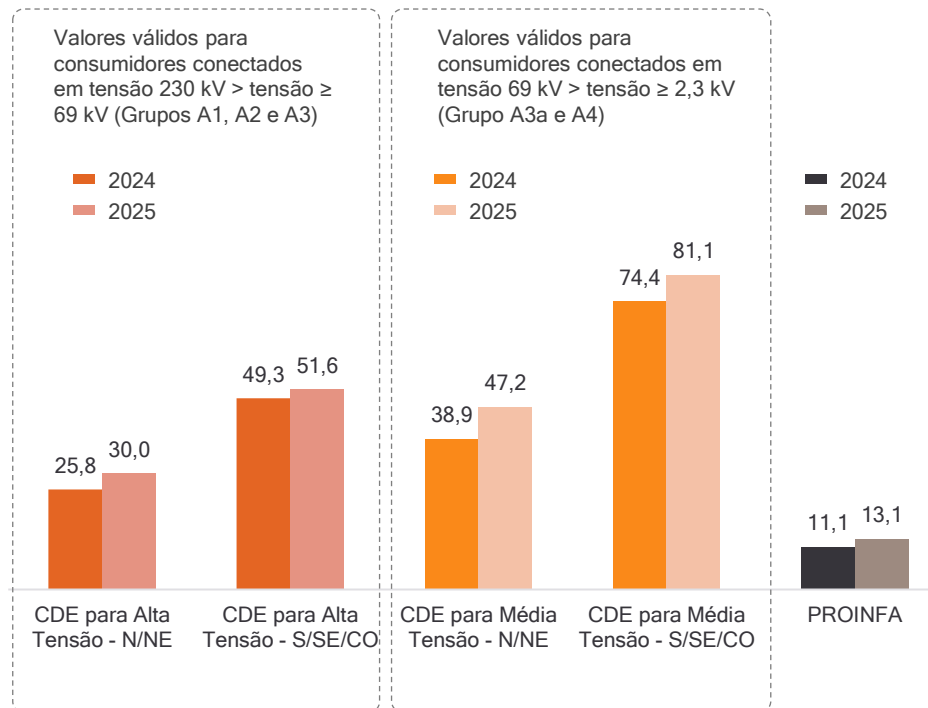
Os valores dos encargos CDE e PROINFA são calculados anualmente pela ANEEL, sendo os

valores válidos para 2024 e 2025 demonstrados no gráfico ao lado.

Além disso, no ano de 2024 entrou em vigência um novo encargo setorial denominado Encargo de Capacidade (ERCAP). Este novo encargo começou a ser cobrado a partir de outubro, com a entrada em operação comercial da UTE Termopernambuco - usina contratada em leilão de capacidade.

O custo do ERCAP é rateado entre todos os consumidores do SIN sendo realizado de forma proporcional ao consumo líquido máximo horário no mês de cada consumidor. As estimativas iniciais indicam um custo de ERCAP médio na ordem de R\$ 0,5/MWh.

Encargos PROINFA e CDE válidos para 2024 e 2025
[R\$/MWh]



1. Média considerando a CDE para o grupo Alta Tensão para o S/SE/CO.

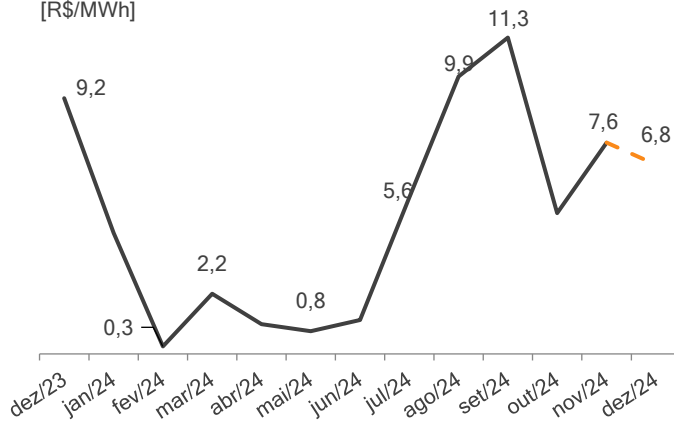
Já o ESS começou o ano em baixa, fruto da folga sistêmica, mas voltou a subir a partir de julho motivado por despachos térmicos por razão elétrica e restrições operacionais.

O Encargo de Serviços do Sistema (ESS) é usado para, entre outros fins, custear geração necessária para a segurança sistêmica.

O ano de 2024 iniciou com baixos valores de ESS fruto da folga sistêmica existente, o que não motivou despachos térmicos por razão elétrica representativos.

Porém, os sucessivos meses de baixa afluência hídrica motivaram despachos térmicos por razão elétrica e por restrições operacionais (*unit commitment*), elevando este encargos a partir do 2º semestre.

Projeção de ESS
[R\$/MWh]



ANO	ESS Médio R\$/MWh
2021	47,01
2022	10,00
2023	2,00
2024 ¹	4,67

1. Média considerando o realizado até novembro e valores projetadas em dezembro/24

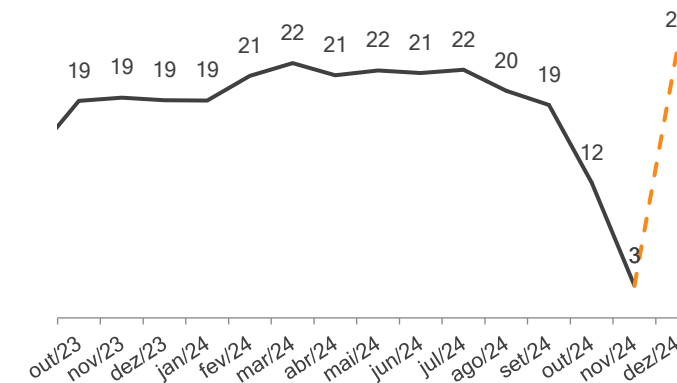
O EER de 2024 reduziu em comparação com o ano anterior, atingindo valor médio na ordem de R\$ 18/MWh.

O Encargo de Energia de Reserva (EER) é utilizado para pagar usinas contratadas em Leilão de Reserva, sendo seu valor inversamente relacionado ao valor do PLD, em decorrência da maneira como tal encargo é contabilizado.

Por este motivo, o ano de 2024 apresentou um valor de EER estável ao longo dos meses, dado o baixo valor do PLD realizado.

A exceção fica com o ultimo trimestre que apresentou um valor de EER reduzido como consequência do maior valor do PLD deste período.

Projeção de EER
[R\$/MWh]



ANO	EER Médio R\$/MWh
2021	2,50
2022	14,43
2023	20,54
2024 ¹	18,65

Destaques Regulatórios

Leilão de Transmissão nº 01/2024 negocia investimentos da ordem de R\$ 18,2 bilhões para os próximos anos.

Realizado no dia 28 de março na sede da B3 em São Paulo, o 1º Leilão de Transmissão de 2024 licitou um total de 15 lotes compostos por linhas de transmissão e subestações, sendo caracterizado como o segundo maior certame já realizado pela ANEEL. Como objetivo principal, o leilão visou a negociação de empreendimentos para aumentar a capacidade de escoamento das usinas já contratadas na região Nordeste, além da ampliação das margens para conexão de novos empreendimentos e o atendimento de demandas locais em diversos estados, como Santa Catarina e São Paulo.

Ao todo, os 15 lotes licitados representam a adição de 6.464 km em linhas de transmissão e o aumento de 9.200 MVA em capacidade de transformação através de empreendimentos localizados nos

estados de Alagoas, Bahia, Ceará, Mato Grosso do Sul, Maranhão, Minas Gerais, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Santa Catarina, São Paulo e Tocantins.

Somados, os investimentos para implantação dos empreendimentos se aproximam de R\$ 18,2 bilhões. Neste certame, a Receita Anual Permitida (RAP) ficou em torno de R\$ 1,77 bilhões, o que representa um deságio médio de 40,78% em relação à RAP máxima estabelecida via Edital, trazendo uma economia de cerca de R\$ 30,1 bilhões aos consumidores ao longo dos 30 anos de concessão.

Como prazo, os empreendimentos terão entre 36 e 72 meses para entrada em operação, contados a partir da assinatura dos contratos, ocorrida em 28 de junho. Todos os lotes foram homologados e adjudicados pela ANEEL em maio de 2024.

ANEEL abre Consulta Pública para discutir diretrizes e publica Portaria para o LRCAP 2025

Em março/2024, o Ministério de Minas e Energia abriu a Consulta Pública (CP) nº160 de 2024 para formulação das diretrizes do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP) de 2024, postergado para 2025.

A minuta de Portaria inicialmente divulgada sofreu alterações e o texto final publicado na Portaria MME nº 96/2024 (e alterado pela Portaria MME nº 97/2024) indicou que empreendimentos hidrelétricos e termelétricos novos e existentes poderão participar do certame através de dez produtos diferentes, sendo nove correspondentes a termelétricas e um à ampliação da capacidade instalada de hidrelétricas.

O produto de potência termelétrica de 2025 iniciará em 1º de setembro, enquanto os demais terão início em 1º de julho de cada ano.

Os contratos a serem negociados terão prazo de suprimento de dez anos para empreendimentos existentes e de quinze anos para os novos.

Para os empreendimentos hidrelétricos, um ponto importante é a restrição de participação apenas para usinas que ampliem sua capacidade instalada através da instalação de novas máquinas e que sejam despachadas centralizadamente, desde que não tenham sido prorrogadas ou licitadas no regime de cotas, nos termos da Lei nº 12.783/2013 (antiga MP 579).

Para as duas fontes, é vetada a participação de usinas vencedoras de leilão com contrato vigente ou com contratos que ainda não tenham sido objeto de homologação. Além do veto às hidrelétricas participantes do regime de cotas, UTEs com inflexibilidade operativa, despacho antecipado, CVU igual a zero ou maior que o limite a ser estabelecido em Portaria futura também não serão habilitadas tecnicamente.

O cadastramento dos projetos deve ser realizado entre 13 de janeiro e 14 de fevereiro. A data prevista para realização do leilão é 27 de junho de 2025.

Medida Provisória nº 1.212/2024 adiciona 36 meses ao prazo para entrada em operação comercial de ativos que buscam desconto nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão (TUSD/TUST)

Conforme texto do Art. 4º da Lei 9.427/1996, empreendimentos de geração de fonte renovável e cogeração qualificada poderiam ter desconto de 50% na TUSD/TUST. Tal dispositivo foi alterado pela Medida Provisória nº 998/2020, convertida na Lei nº 14.120/2021, que garantiu o desconto somente para empreendimentos:

- (i) Com requerimento de outorga ou alteração de outorga protocolado na ANEEL até 02/03/2022; e
- (ii) Que entrem em operação comercial no prazo de até 48 meses a partir da emissão da outorga.

A Medida Provisória nº 1.212/2024 permitiu que empreendimentos enquadrados nessas condições pudessem requerer prorrogação de 36 meses do prazo previsto no item (ii), totalizando 84 meses para início da operação comercial de todas suas unidades geradoras.

Para manter o direito ao prazo adicional, os empreendedores deveriam, contando a partir da data de publicação da MP (10/04/2024):

- (i) Em até 60 dias requerer a prorrogação de início das obras à ANEEL;
- (ii) Em até 90 dias aportar Garantia de Fiel Cumprimento, no valor de 5% do valor estimado do empreendimento; e
- (iii) Em até 18 meses iniciar as obras do empreendimento (10 de outubro de 2025), início este a ser caracterizado pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

Ao todo, a ANEEL recebeu 2.033 pedidos de postergação do prazo, totalizando 87,9 GW¹ de capacidade instalada das fontes solar, eólica, térmica e PCH. Desse total, cerca de 30% foram contempladas com a

prorrogação de prazo, equivalendo a 621 usinas e totalizando 25,8 GW.

Decreto nº 12.068/2024 dispõe sobre a licitação e prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica e define as diretrizes para a modernização das concessões de serviço público de distribuição de energia elétrica.

Este decreto estabelece que para elegibilidade do processo de prorrogação de concessão, as distribuidoras interessadas deverão encaminhar um requerimento à ANEEL em até 36 meses antes do fim do termo contratual, com os documentos comprobatórios exigidos.

Aquelas concessionárias que já protocolaram requerimento antes da publicação do Decreto deverão ratificá-la, no prazo de 30 dias da publicação da minuta do termo aditivo ao contrato de concessão e concordar com as condições estabelecidas.

O não atendimento desses prazos implicará na licitação da concessão, recomendada por

meio de encaminhamento ao MME, com antecedência mínima de 21 meses do advento do termo contratual. Já a decisão do MME deverá ocorrer em até 18 meses antes do fim do contrato de concessão, sendo que o concessionário terá 90 dias, contados da convocação, para assinar o termo aditivo. Esses prazos poderão ser flexibilizados para concessões vincendas em 2025 e 2026.

Também foram incluídos critérios mais rigorosos para a renovação das concessões, de modo que apenas as distribuidoras que prestam serviços com determinado patamar de qualidade possam ter seus contratos prorrogados. Entre os requisitos estão satisfação do consumidor, qualidade do serviço, respostas a eventos climáticos extremos, saúde financeira, limitação de dividendos e execução de planos de investimentos anuais.

A restrição de remuneração aos acionistas baseada em indicadores de qualidade foi discutida por agentes de distribuição e associações, expressando preocupação com tal medida.

1. Conforme dados disponibilizada pela ANEEL em 5 de julho de 2024 com a lista das usinas que solicitaram postergação de prazo.

Por outro lado, o MME defendeu a medida, afirmando que ela prioriza empresas saudáveis e protege os consumidores, evitando que os custos sejam repassados automaticamente às contas de energia.

Publicação da Lei nº 14.948/2024 - Marco Legal do Hidrogênio

Em 02 de agosto de 2024, foi publicada a Lei nº 14.948/2024, que traz como principais medidas a instituição do Marco Legal do Hidrogênio de baixa emissão de carbono e disposições acerca da Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono.

A Lei define que as atividades de produção de hidrogênio e derivados devem ser exercidas por empresas ou consórcios de empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, e mediante autorização obtida com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que ficará responsável pela regulação, autorização e fiscalização da atividade de exploração e produção de hidrogênio no Brasil.

Todas as atividades dispostas na lei deverão seguir medidas para gestão de riscos e acidentes, incluindo estudos de análise de risco, planos de gerenciamento de risco e planos de ação de emergência. Regulamento futuro definirá os requisitos e critérios para elaboração desses instrumentos.

Já a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PNHBC) tem como objetivo principal o incentivo às rotas de produção de hidrogênio de baixo carbono (HBC) e a promoção do desenvolvimento sustentável do país, fortalecendo toda a cadeia produtiva do hidrogênio e seus derivados. Também são objetivos da política a preservação do interesse nacional, a promoção das aplicações energéticas do HBC e seus derivados para fins externos e de exportação, a atração de investimentos em infraestrutura para transporte e estocagem do hidrogênio de baixa emissão de carbono e seus derivados, entre outros.

A política segue princípios norteadores, entre os quais se destaca a neutralidade tecnológica na definição de incentivos para produção e usos do hidrogênio de baixa

emissão de carbono e o fomento à pesquisa e desenvolvimento do uso do HBC.

Aberta consulta pública MME nº 176/2024, que visa estabelecer diretrizes para a realização de um leilão de reserva de capacidade para contratação de sistemas de armazenamento de energia.

A minuta de portaria normativa estabelece critérios técnicos e operacionais para a participação de Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias (BESS) no procedimento competitivo.

Os contratos deverão prever que os BESS poderão realizar a prestação de serviços ancilares (SAs), desde que atendam a três condições: capacidade de realizar pelo menos um ciclo completo por dia ou 365 ciclos por ano; atendimento integral ao despacho diário ou em tempo real do ONS, com recarga coordenada; e ausência de compensação financeira por *constrained-off* em caso de inviabilidade de descarregamento, seja parcial ou total.

Os BESS devem possuir potência mínima

de 30 MW, com operação contínua de pelo menos 4 horas consecutivas no mesmo dia. Essa potência mínima foi justificada por questões operacionais, uma vez que seria custoso coordenar sistemas de menor porte.

Além disso, é estabelecido que o compromisso de entrega da disponibilidade de potência máxima será de 4 horas diárias, podendo ser despachados por períodos mais longos com potência proporcionalmente inferior.

O despacho do BESS será definido pelo ONS na programação diária ou operação em tempo real, garantindo o tempo de recarga, que será de responsabilidade do empreendedor.

O empreendedor também assumirá os riscos associados à incerteza de despacho pelo ONS, como número de partidas e paradas, tempo de operação e quantidade de energia produzida.

No mais, em caso de inviabilidade de descarregamento total ou parcial por restrições energéticas ou elétricas, não haverá compensação financeira.

Os agentes terão direito a uma remuneração fixa pela disponibilidade, que cobrirá custos e investimentos, sem remuneração por custos relacionados à energia. Impactos no mercado de curto prazo serão arcados pela Conta de Potência para Reserva de Capacidade (CONCAP), impedindo arbitragens de preços de energia. A receita fixa será reduzida em 1% para cada hora de indisponibilidade da potência requerida pelo ONS, com limite de 30%.

Os contratos terão prazo de 10 anos, com início previsto para julho de 2029, e poderão ser antecipados caso haja benefícios técnicos e atendimento aos requisitos sistêmicos.

O leilão está programado para junho de 2025, considerando a classificação de lances com base na capacidade remanescente do Sistema Interligado Nacional. Caberá ao Ministério de Minas e Energia (MME) definir a sistemática do leilão e o montante total de reserva de capacidade a ser contratado.

Aprovado o início da implementação do Newave Híbrido

A Consulta Pública nº 162/2024 do MME marcou a fase final da proposta de aprimoramento do setor elétrico brasileiro com a adoção do modelo de despacho hidrotérmico de longo prazo Newave Híbrido para o planejamento da operação e formação de preço a partir de janeiro de 2025.

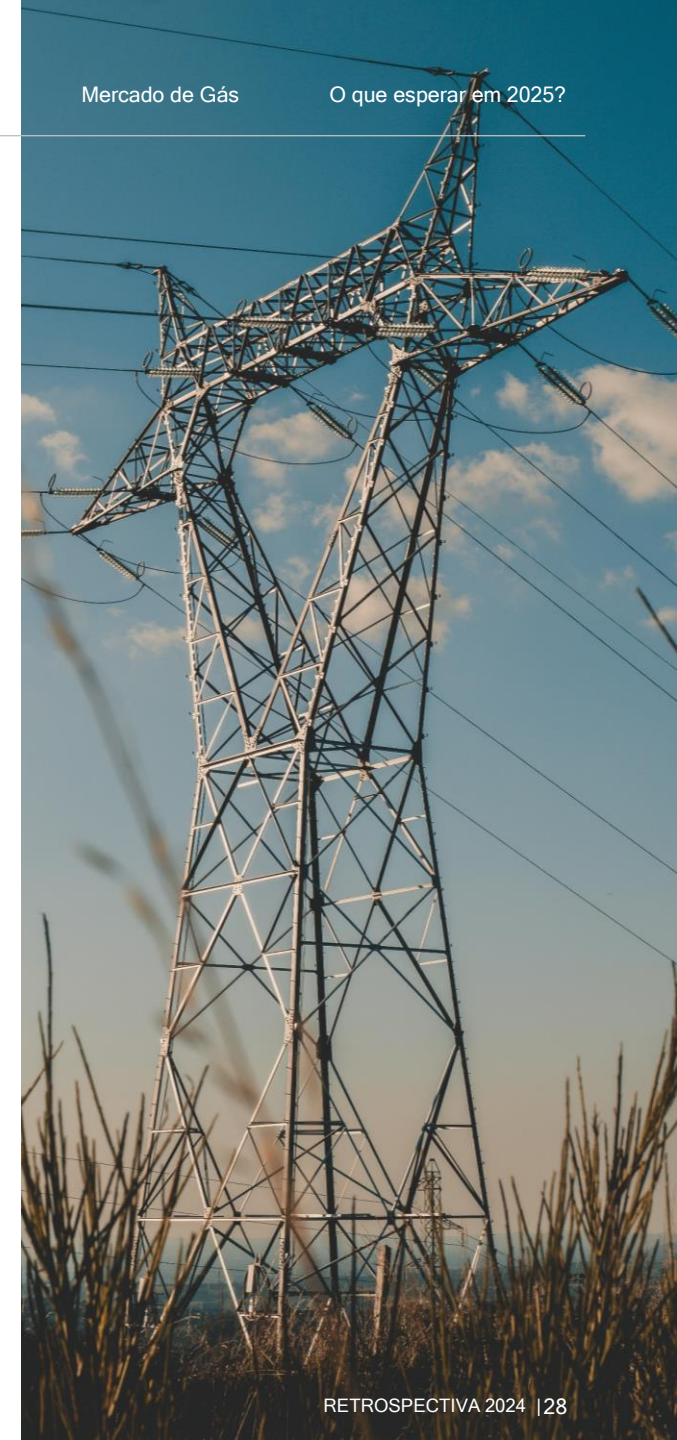
Em comparação com o modelo Newave anteriormente aplicado, este modelo busca uma representação mais realista do sistema, com destaque para o detalhamento do sistema hidráulico em médio prazo, respondendo à crescente complexidade operacional e restrições do sistema elétrico.

O desenvolvimento do Newave Híbrido começou em 2017 pelo Cepel e desde 2022 a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) trabalha com agentes do setor para refinar a metodologia.

Entre os avanços realizados estão a individualização das usinas hidrelétricas, melhorias na função de produção hidráulica e otimizações no tempo computacional. A versão atual permite representações individualizadas de restrições de defluência e turbinamento, além de valorizar a água nos reservatórios de forma mais precisa.

Segundo o relatório técnico, o modelo pode gerar economia de até 10% (R\$ 4 bilhões) em cenários hidrológicos críticos, preservando reservatórios e otimizando a geração térmica. O modelo também oferece melhor alocação de água em importantes bacias, alinhando-se à operação real.

Apesar dos benefícios, a EPE ainda não utilizará o Newave Híbrido devido ao elevado tempo de processamento necessário para seus estudos, desafio em andamento pela CPAMP e Cepel. A implementação do modelo representa um marco para enfrentar crises hídricas e fortalecer o planejamento do setor elétrico brasileiro.



Gás Natural

Em 2024 os reajustes nas tarifas de gás natural apresentaram percentuais bastante distintos. Este fato decorreu das contratações realizadas pelas distribuidoras em seus processos de chamada pública para aquisição de gás natural.

Entre a distribuidoras de gás natural, a Bahiagás destacou-se em 2024 ao otimizar seu portfólio de preços de gás natural. Essa otimização, que deve se estender até 2026, resultou em preços mais competitivos, oriunda das contratações realizadas em 2022.

Em 2024 contratações mais competitivas também foram realizadas em São Paulo, pela Comgás e Minas Gerais. Além da otimização do portfólio, outros fatores contribuíram para os reajustes aplicados, como o repasse dos saldos das contas gráficas.

Os contratos firmados para a aquisição de gás natural nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais apresentaram variações de 11,9% a 13,9% em

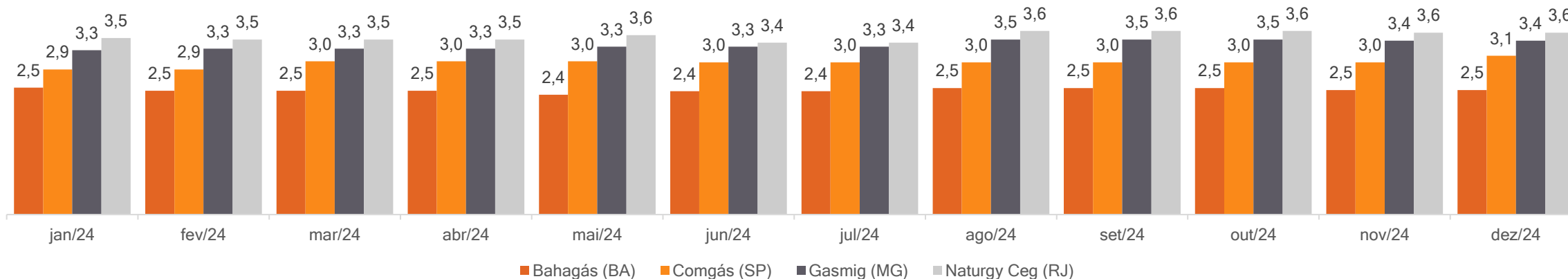
relação a fórmula que considera o preço do petróleo Brent e a cotação do dólar.

O preço do petróleo Brent, um dos principais indicadores do mercado de petróleo, atingiu seu pico em US\$ 90 o barril em abril de 2024, mas apresentou uma média anual de US\$ 81 o barril. A taxa de câmbio apresentou média anual de 5,46 U\$/USD, no entanto, sofreu um aumento significativo nos últimos meses do ano, após a eleição presidencial nos Estados Unidos.

Para 2025, as indexações dos contratos continuam sob a perspectiva dos índices de Brent e Câmbio. A partir de 2026 é esperado que os contratos incluam também o índice Henry Hub para a composição dos preços.

Tarifa de Gás Natural

[R\$/m³] | Nota: Volume considerado 10.000 m³/dia, segmento industrial, sem impostos.



Destques do Mercado de Gás

Publicada o Decreto 12.153/2024, complementando as diretrizes da “Nova Lei do Gás”

A Nova Lei do Gás, aprovada pelo Congresso Nacional em 2021 e regulamentada pelo Decreto nº 10.712/2021, representa um marco significativo para a competitividade no mercado de gás natural brasileiro.

Em 2024, foi publicado o Decreto nº 12.153/2024, que estabelece diretrizes complementares para a aplicação da Lei nº 14.134/2021.

Este novo decreto introduz mudanças importantes em diversos segmentos da cadeia do gás (produção, escoamento, processamento e transporte), visando aumentar a oferta de gás natural e contribuir para a redução de preços para o consumidor final.

As principais alterações incluem a criação do plano nacional integração das

infraestruturas de Gás Natural e Biometano, alterações na remuneração das atividades na cadeia do gás e na metodologia das tarifas de transporte e revisão dos planos de desenvolvimento.

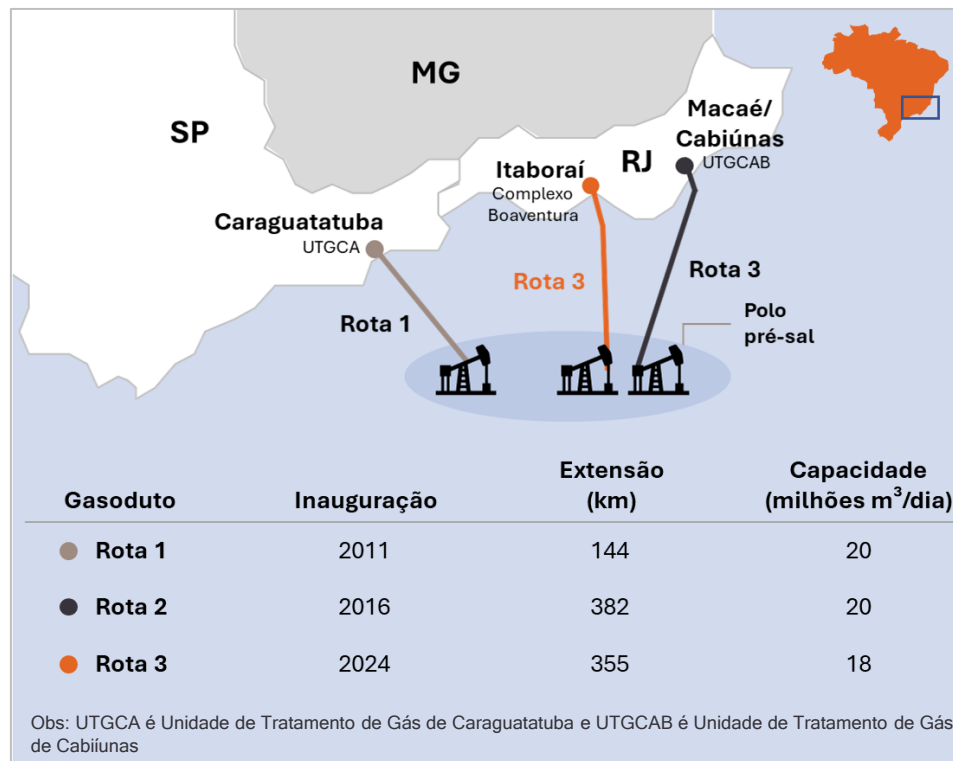
Finalizada a construção do Gasoduto Rota 3

Após uma década de desenvolvimento, a Petrobras concluiu em Setembro/2024 a construção do gasoduto Rota 3, o duto deve escoar gás natural produzido em vários campos da região até Itaboraí (RJ) no Complexo de Energias Boaventura, novo nome do antigo Comperj (Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro).

O novo gasoduto tem 355 km de extensão e capacidade de transportar até 18 milhões de m³/dia. Já a Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) terá duas plantas. Cada uma terá capacidade de tratar 10.500 milhões de m³/dia. A operação nas UPGNs devem iniciar de forma gradual.

Desde Novembro/2024 a UPGN, localizada no Complexo de Energias Boaventura (Itaboraí, RJ), já está operando comercialmente com seu primeiro módulo, que tem capacidade de processar 10,5 milhões de m³/dia. A partida do segundo módulo está prevista para até o início de 2025.

Petrobras Inaugura o 3º Gasoduto do Pré-sal



Tarifação na Tarifa de Transporte

Neste ano o setor de gás natural brasileiro vivenciou o tarifaço nas tarifas de transporte.

A proposta tarifária inicial da Nova Transportadora do Sudeste (NTS) previa uma pequena redução este ano, no entanto, as tarifas tiveram que ser recalculadas devido a uma frustração na expectativa de oferta e demanda, resultado de uma mudança no perfil de contratação de capacidade da Petrobras.

A ação impactou principalmente os carregadores de entrada. O choque tarifário foi de +26% nas tarifas de entrada e de +7% nas tarifas de saída do sistema para os novos contratos firmes de 2024 em comparação com os contratos anuais até então vigentes.

Motivado também pelo tarifaço, entre outros fatores como a necessidade de maior de transparência nos preços praticados pelas transportadoras, o Decreto nº 12.153/2024 trouxe atenção e ações voltadas para este tema, incluindo a revisão da metodologia de tarifas de

transporte, que devem ser implementadas já em 2025.

Mercado Livre de Gás

O número de indústrias presentes no mercado livre de gás mais que dobrou em 2024. Cerca de quinze novas indústrias aderiram ao mercado livre neste ano, segundo informações públicas. Ao todo estimamos que atualmente são mais de 25 indústrias no mercado livre, que totalizam cerca de 20% da demanda industrial de gás natural do país.

Em São Paulo e Rio de Janeiro as primeiras migrações industriais ocorreram apenas neste ano, o que é um marco para o setor, principalmente considerando que os respectivos estados concentram grande parte do volume de gás natural industrial consumido no país.

Com a expansão do setor, o mercado começou a testar novos modelos de contratos, em geral com contratos de curto prazo, interrompível e na modalidade parcialmente livre.

Para 2025 é esperado que as indústrias -

principalmente as consumidoras intensivas de gás natural, com volumes a partir de 100 mil m³/dia e também os consumidores intermediários, com volumes a partir de 10 mil m³/dia - intensifiquem os movimentos de migrações para o mercado livre.

Além disso, as migrações têm sido um catalisador para a movimentação dos preços dos contratos, intensificando a competição entre os agentes do mercado, Essa dinâmica deve proporcionar maior liquidez ao mercado, favorecendo a expansão das operações.

Implementação de novos terminais de GNL no país

Em 2024 foram inauguradas as operações de alguns terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL) estratégicos para abastecimento do país, sendo os principais descritos a seguir.

Terminal de Barcarena: a New Fortress Energy inaugurou em fevereiro de 2024 o Terminal de GNL de Barcarena, no Pará. A instalação é composta por uma estrutura terrestre e uma unidade flutuante, possuindo capacidade de regaseificar 15

milhões de m³ de gás natural por dia.

Por ora, o terminal abastece a refinaria Alunorte mas, futuramente, também atenderá à termelétrica local e à distribuidora Gás do Pará.

Essa iniciativa contribuirá significativamente para a redução das emissões do estado, auxiliando na substituição do carvão por gás natural nas indústrias e usinas termelétricas da região.

Terminal Gás Sul (TGS): a New Fortress Energy inaugurou também, em junho de 2024, o Terminal Gás Sul, localizado na Baía de Babitonga, em São Francisco do Sul (SC). Com capacidade de regaseificar 15 milhões de m³ de gás natural por dia, este é o primeiro terminal de GNL da região Sul, representando um importante avanço para o abastecimento energético da região.

O terminal já possui um contrato firmado com a Transportadora Gasoduto Brasil-Bolívia para o fornecimento de gás natural por meio do Gasoduto Brasil-Bolívia, garantindo o atendimento à demanda de termelétricas, das distribuidoras e de consumidores livres de gás da região.

Terminal de Santos (TRSP): o terminal de GNL do Grupo Compass, situado no Porto de Santos (SP), entrou em operação em maio de 2024, com capacidade de regaseificar 14 milhões de m³/dia.

A autorização para operar foi concedida pela ANP mesmo diante de discussões sobre o gasoduto de subida da serra e sua vinculação com o terminal.

Com o início das operações do terminal, a Comgás, que possui um contrato de suprimento com a Edge - empresa do grupo Cosan, assim como a Compass - teve acesso ao gás proveniente do terminal, o que auxiliou na redução nos preços praticados para seus consumidores de gás natural.





E o que esperar para 2025?

Encargos Setoriais

Haverá um aumento na ordem de 14% nos encargos CDE e PROINFA. Para os demais encargos, espera-se um EER em linha com o realizado em 2024 e um ESS ligeiramente inferior ao deste ano.

PLD

A expectativa é um PLD baixo ao longo do 1º semestre, resultado do bom período úmido que deve se confirmar nos próximos meses. Durante o 2º semestre podem ocorrer eventuais *spikes* de preço, decorrentes do comportamento da demanda horária do SIN.

Índices de Mercado

A expectativa geral é que 2025 seja um ano de ótimas afluências, o que deverá impactar positivamente os níveis dos reservatórios e GSF.

Geração

O ano de 2025 deve seguir com uma alta expansão de geração, sendo esperados mais de 10 GW de nova capacidade de geração renovável tanto em projetos centralizados como em projetos de geração distribuída.

Carga

A expectativa é que haja um crescimento do consumo na ordem 4%. Além disso, o momento de crescimento do mercado livre deve permanecer com estimativas de atingir cerca de 41% do consumo do sistema.

Destaque Regulatorios

O Leilão de Capacidade deve ocorrer em Junho com a contratação de usinas térmicas e hidráulicas para aumento de confiabilidade do SIN. Além disso, espera-se melhorias regulatorios para as temáticas de *curtailment* e renovação de concessão de geração.

Curtailment

Os eventos de *curtailment* devem seguir concentrados no 2º semestre, dado a maior disponibilidade de geração renovável, em amplitude semelhante ao observado em 2024.

Reajustes Tarifários

Os reajustes tarifários de 2025 devem seguir a mesma linha do realizado em 2024, impulsionados pelo aumento nos custos de distribuição e energia. Além disso, boa parte do ano deve apresentar bandeira tarifária verde, reflexo das boas afluências do verão.

Gás Natural

Mudanças regulatorios devem fomentar a ampliação do mercado livre. Além disso, espera-se um aumento na busca por biometano, impulsionada pela Lei nº 14.993/24, que estabeleceu metas de redução de emissões de GEE para produtores e importadores de gás a partir de 2026.

Sobre a Thymos Energia

Fundada em 2013 com o objetivo de contribuir com o avanço do setor de energia provendo serviços e soluções para agregar valor às empresas, investidores e a sociedade. A nossa abordagem é combinar robustez conceitual com soluções práticas visando transformar projetos em realidade, apoiando a transição energética e o desenvolvimento socioeconômico do país.

Oferecemos serviços especializados que atendem toda a cadeia do setor elétrico: geração, transmissão, distribuição, consumo e comercialização. Esse atendimento contempla análises profundas no âmbito regulatório, elaboração de pareceres arbitrais, estudos de mercado envolvendo projeções de preços de energia, *curtailment*, despacho térmico, encargo e projeções tarifárias, além de produtos voltados para inteligência de mercado, autoprodução de energia, assessoria financeira, projetos de pesquisa e desenvolvimento e gestão de energia.



www.thymosenergia.com.br

+55 11 3192 9100

Av. das Nações Unidas, 11541 | 14º
andar | 04578-907 | Brooklin | SP

