



eneva

ri.eneva.com.br

RELEASE **OPERACIONAL** **3T25**

 **ENEV3**
NOVO
MERCADO

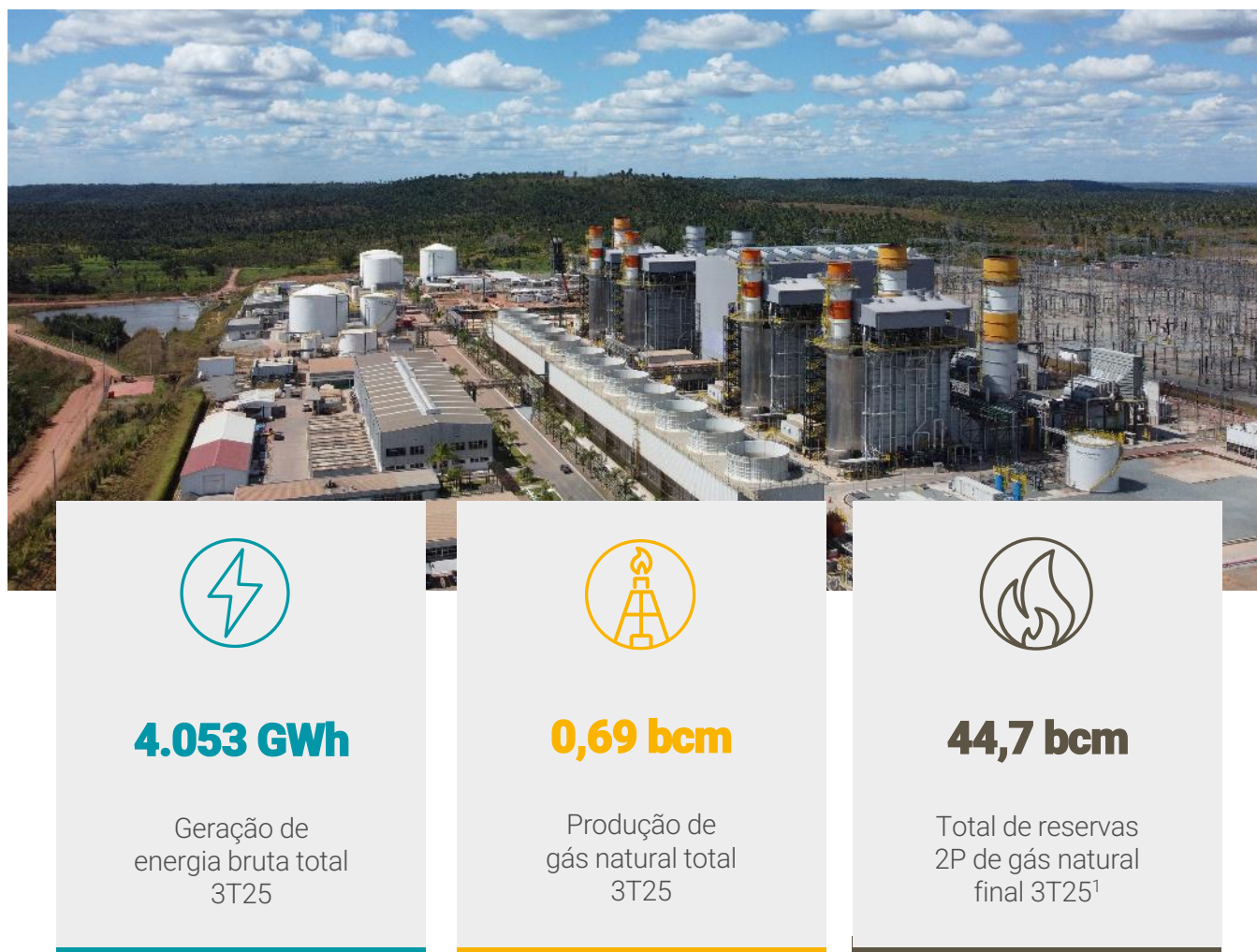
[B]³

BRASIL
BOLSA
BALCÃO

ENEVA DIVULGA AS INFORMAÇÕES OPERACIONAIS DO 3T25

- Geração bruta total acelera com retorno do despacho no mérito e inflexibilidades contratuais do período atingindo 4.053 GWh no 3T25, aumento de 117% frente ao 2T25 e em linha com o 3T24;
- Despacho termelétrico das usinas a gás próprio alcança 74% no Complexo Parnaíba e 78% em Jaguatirica no 3T25;
- Início antecipado do CRCAP 2021 da UTE Viana em agosto/25, seguido pela entrada em vigor dos contratos das UTEs Parnaíba IV e Geramar I e II em outubro/25.

Destaques 3T25



Rio de Janeiro, 15 de outubro de 2025 - ENEVA S.A. (B3: ENEV3) ("Companhia" ou "Eneva"), empresa integrada de energia, com negócios complementares em geração de energia elétrica e exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil, divulga hoje as informações operacionais gerenciais, preliminares e não auditadas da Companhia referentes ao terceiro trimestre de 2025, findo em 30 de setembro de 2025 ("3T25").

Notas:

¹ Considera o total de reservas 2P da Companhia, certificadas pela Gaffney, Cline & Associates em dezembro/2023, descontado o histórico de produção realizado nos doze meses de 2024 e nos nove meses de 2025.

Desempenho Operacional

Dados Operacionais

► Upstream	3T25	2T25	1T25	4T24	3T24
Parnaíba					
Produção (Bi m³ de gás natural)	0,63	0,31	0,15	0,53	0,67
Reservas remanescentes (Bi m³ de gás natural)	35,0	35,7	36,0	36,1	36,7
Amazonas					
Produção (Bi m³ de gás natural)	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05
Reservas remanescentes (Bi m³ de gás natural)	9,6	9,7	9,8	9,8	9,9
► Comercialização de Gás Off-Grid: SSLNG²	3T25	2T25	1T25	4T24	3T24
Parnaíba					
Volume produzido (MM m³ de gás natural)³	15,8	24,6	19,9	5,4	-
Volume vendido (MM m³ de gás natural)⁴	36,6	35,7	28,5	5,4	-
► Geração Térmica a Gás no Parnaíba	3T25	2T25	1T25	4T24	3T24
UTE Parnaíba I					
Disponibilidade (%)	100%	97%	100%	98%	99%
Despacho (%)	78%	32%	7%	66%	85%
Geração Líquida (GWh)	1.066	455	108	939	1.252
Geração Bruta (GWh)	1.114	473	114	984	1.309
UTE Parnaíba II					
Disponibilidade (%)	100%	99%	84%	95%	99%
Despacho (%)⁵	91%	52%	32%	92%	82%
Geração Líquida (GWh)	986	553	346	998	898
Geração Bruta (GWh)	1.036	582	363	1.047	942
UTE Parnaíba III e Parnaíba VI⁶					
Disponibilidade (%)	100%	93%	100%	100%	100%
Despacho (%)	81%	32%	15%	45%	40%
Geração Líquida (GWh)	458	180	66	169	154
Geração Bruta (GWh)	483	191	68	176	159
UTE Parnaíba IV					
Disponibilidade (%)	100%	100%	98%	96%	96%
Despacho (%)	26%	11%	0%	44%	71%
Geração Líquida (GWh)	31	14	0	51	83
Geração Bruta (GWh)	32	14	0	53	85
UTE Parnaíba V					
Disponibilidade (%)	60%	55%⁷	100%	99%	100%
Despacho (%)	46%	6%	9%	71%	90%
Geração Líquida (GWh)	340	39	65	543	700
Geração Bruta (GWh)	367	43	68	573	740

Notas:

² Os dados são apresentados a partir do 4T24, quando as plantas de liquefação do Parnaíba iniciaram operação comercial de 50% da capacidade de liquefação de 600.000 m³/d em meados de dezembro/24. Os demais 50% entraram em operação comercial em meados de fevereiro/25. O volume total vendido da planta continuará a ser escalonado até o final do 4T26.

³ O volume de gás natural produzido para a comercialização de gás Off-Grid está contido no volume de gás total produzido na Bacia do Parnaíba apresentado nas linhas imediatamente acima no Upstream.

⁴ Vale observar que os contratos de venda de gás apresentam cláusulas de take-or-pay. Portanto, o volume total vendido poderá ser diferente do volume produzido, refletindo os valores mínimos do comprometimento anual ou os efetivamente produzidos, caso estes sejam superiores ao mínimo anual.

⁵ O período de inflexibilidade contratual da UTE Parnaíba II foi estabelecido em 100% no mês de janeiro e 100% entre agosto a dezembro para os anos de 2024 e 2025.

⁶ A partir do 1T25 os dados operacionais da UTE Parnaíba III passam a considerar os dados da UTE Parnaíba VI, refletindo o fechamento do ciclo simples das unidades geradoras a gás natural (UTE Parnaíba III) com o início da operação comercial das unidades geradoras de turbina a vapor (Parnaíba VI) em 05 de março/25.

⁷ Disponibilidade da UTE Parnaíba V no 2T25 impactada por manutenção programada iniciada em 18 de maio/25 e concluída em 23 de junho/25.

Dados Operacionais

► Geração Térmica a Gás em Roraima

	3T25	2T25	1T25	4T24	3T24
UTE Jaguaritica II					
Disponibilidade (%)	100%	100%	99%	91%	85%
Despacho (%)	78%	76%	81%	83%	68%
Geração Líquida (GWh)	207	201	211	224	180
Geração Bruta (GWh)	217	209	221	234	189

► Geração a Gás – Combustível de Terceiros

	3T25	2T25	1T25	4T24	3T24
UTE Porto de Sergipe I (Hub Sergipe)					
Disponibilidade (%)	88%	84%	99%	92%	96%
Despacho (%)	1%	0%	0%	4%	0%
Geração Líquida (GWh)	43	4	0	145	0
Geração Bruta (GWh)	46	5	0	155	0

UTES PCS (Viana 1, Povoação 1 e LORM 1)⁸

Disponibilidade (%)	100%	100%	96%	100%	100%
Despacho (%)	1%	3%	1%	2%	3%
Geração Líquida (GWh)	3	12	3	5	11
Geração Bruta (GWh)	4	12	3	5	11

UTE LORM⁸

Disponibilidade (%)	100%	100%	94%	98%	99%
Despacho (%)	1%	1%	0%	34%	0%
Geração Líquida (GWh)	3	3	1	145	0
Geração Bruta (GWh)	3	3	1	145	0

► Geração Térmica a Carvão

	3T25	2T25	1T25	4T24	3T24
UTES Itaqui e Pecém II					
Disponibilidade (%)	97%	98%	81%	82%	94%
Despacho (%)	28%	0%	0%	30%	19%
Geração Líquida (GWh)	397	0	2	420	265
Geração Bruta (GWh)	449	0	3	473	298

► Geração Térmica a Óleo^{8,9}

	3T25	2T25	1T25	4T24	3T24
UTES Viana e Geramar I e II					
Disponibilidade (%)	99%	100%	43%	98%	98%
Despacho (%)	0%	0%	0%	5%	7%
Geração Líquida (GWh)	0	0	0	35	75
Geração Bruta (GWh)	0	0	0	37	75

► Geração Solar

	3T25	2T25	1T25	4T24	3T24
Complexo Solar Futura 1					
Disponibilidade (%)	98%	98%	98%	78%	97%
Fator de Capacidade (%) ¹⁰	32%	28%	28%	33%	30%
Geração Frustrada por Restrição (GWh)	-185	-69	-81	-49	-91
Geração Bruta pós Restrição (GWh)	302	340	337	338	360
Geração Líquida (GWh)	300	338	334	336	357

Os dados operacionais referentes a cada ativo estão disponíveis no site de Relações com Investidores na seção de [Planilhas Interativas](#).

Fonte: ONS, CCEE, Certificações de Reservas divulgadas pela Eneva e análises e controles internos da Companhia. Os dados de geração referentes ao trimestre corrente consideram também montantes de provisão que serão posteriormente confirmados.

Notas:

⁸ Para fins de comparabilidade entre os trimestres, foram apresentados nas tabelas os resultados operacionais dos períodos anteriores à conclusão das aquisições das UTEs de Linhares, Tevisa e Povoação, as quais passaram a fazer parte do portfólio da Eneva em 25/10/2024, e das UTEs de Gera Maranhão, as quais só passaram a fazer parte do portfólio da Eneva, parcialmente (50%) em 14/11/2024 e de 100% em 14/12/2024, com a conclusão dos seus respectivos processos de aquisição. Importante ressaltar que a geração desses ativos só compete à Eneva a partir das conclusões das aquisições.

⁹ Os CCEARs das UTEs Viana e Geramar I e II encerraram em dezembro/24. Essas UTEs estavam disponíveis para serem acionadas pelo ONS para gerar *merchant* até o início dos seus respectivos contratos regulados referentes ao Leilão de Reserva de Capacidade de 2021, em agosto/25 e outubro/25, respectivamente.

¹⁰ Fator de capacidade objetiva mensurar a capacidade de geração total do parque operacional no período. Considera a geração do trimestre, ajustada para incluir a geração frustrada por restrição no período, em relação à capacidade instalada operacional (ajustada pela disponibilidade).

Preços Regulados

CVUs Regulatorios (Base)

Os Custos Variáveis Unitários (CVUs)¹¹ de todas as usinas da Eneva que operam no mercado regulado (ACR) ou mercado livre (ACL) são atrelados a indexadores de inflação e/ou de combustíveis e taxas de câmbio. Para as usinas que possuem CVU apenas com componente atrelado à inflação, os valores são reajustados anualmente em novembro, considerando a inflação acumulada (IPCA ou CPI-U) a cada 12 meses. Quanto às térmicas que também possuem componente de combustível em seus CVUs, além do reajuste anual da parcela do CVU atrelada à inflação, é feita a atualização mensal da parcela indexada ao custo de combustível, a qual acompanha a variação dos indexadores e da taxa de câmbio de cada período.

A tabela abaixo apresenta os CVUs médios dos ativos operacionais da Companhia no 3T25 para despacho, assim como seus respectivos CVUs do 2T25 e 3T24, para fins de comparabilidade:

► Valores médios trimestre

CVU (R\$/MWh)	3T25	2T25	3T24	Indexadores	Periodicidade Reajuste
UTE Parnaíba I	200,5	230,4	145,0	Henry Hub e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE Parnaíba II	110,9	110,9	105,9	IPCA	Inflação: Anual
UTE Parnaíba III	300,5	300,5	286,9	IPCA	Inflação: Anual
UTE Parnaíba IV (ACL)	460,0	457,5	172,4	Brent e Câmbio	Variável: Mensal
UTE Parnaíba V	227,0	236,2	220,7	Câmbio / US CPI-U	Dólar: Mensal CPI-U: Anual
UTE Parnaíba VI	294,6	294,6	-	IPCA	Inflação: Anual
UTE Jaguatarica II	276,3	276,3	263,8	IPCA	Inflação: Anual
UTE Porto de Sergipe I	331,6	334,7	380,5	Brent e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE Povoação 1	1.267,4	1.313,4	1.313,4	JKM e Câmbio/ IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE LORM 1	1.267,4	1.313,4	1.313,4	JKM e Câmbio/ IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE LORM	325,9	378,7	229,0	Henry Hub e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE Viana 1	1.267,4	1.313,4	1.313,4	JKM e Câmbio/ IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE Viana ¹²	1.344,0	2.289,7	1.147,5	OCB1	Parcela Variável: Mensal
UTE Geramar I e II ¹³	2.009,5	2.153,8	1.117,2	OCA1	Parcela Variável: Mensal
UTE Itaqui	323,1	323,5	353,9	CIF ARA (API #2) e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual
UTE Pecém II	331,0	331,4	361,6	CIF ARA (API #2) e Câmbio / IPCA	Combustível: Mensal Inflação: Anual

Notas:

¹¹ O CVU das usinas térmicas é composto por 2 parcelas: Ccomb e Co&m. O Ccomb é a parcela da receita referente ao preço do combustível e pode ser indexado ao preço de commodities, com variação mensal. Já o Co&m é a parcela da receita referente ao custo de operação e manutenção da usina e é atualizado anualmente pelo IPCA. Para melhor entendimento, consulte o Guia de Modelagem disponibilizado pela Eneva: <https://ri.eneva.com.br/informacoes-financeiras-e-operacionais/guia-de-modelagem/>.

¹² No período em que a usina Viana ficou *merchant* entre janeiro/25 e final de julho/25, o seu CVU foi indexado a OCA1 e Câmbio.

¹³ Até o 4T24, a atualização dos CVU das UTEs Geramar I e II, referentes aos CCEARs encerrados em dezembro/24, possuíam como indexadores o OCB1 e Câmbio, atualizados mensalmente, e IPCA, com atualização anual. Com o início do CRCAP de Geramar I e II em outubro/25, o CVU dessas usinas voltarão a ser indexados a OCB1.

► CVUs Merchant

Durante o 3T25, as UTEs Parnaíba IV, Viana, Geramar I e II ficaram disponíveis para o SIN em operações *merchant*. Conforme anunciado em 11 de julho/25, no entanto, os Contratos de Reserva de Capacidade (CRCAPs) dessas UTEs, originalmente previstos para julho/26, foram objeto de antecipação, sendo que:

- A UTE Viana teve seu CRCAP antecipado para agosto/25, ficando parcialmente *merchant* durante o 3T25; e
- As UTEs Parnaíba IV, Geramar I e II tiveram seus CRCAPs antecipados para outubro/25. Sendo assim, a partir do 4T25, não estarão mais em operação *merchant*.
- **UTE Parnaíba IV:**
 - A usina teve seu CVU alterado ao final do 3T24, passando a ser segregado em parcelas fixa e variável de preços, ao passo que, anteriormente, o seu CVU estava fixado em R\$ 151,69/MWh. Ao longo do 3T25 e até o início de suprimento do LRCAP 2021, o CVU da usina era composto por: (i) R\$ 404,20/MWh referente aos custos variáveis, a serem atualizados mensalmente pelos indexadores Brent e dólar americano (data-base inicial de junho/25); e (ii) R\$ 34,87/MWh referente aos custos fixos, com montante de geração necessária à recuperação dos custos fixos, no valor de 157.406 MWh¹⁴.
- **UTE Viana:**
 - Com o encerramento do contrato regulado (CCEAR) da usina em dezembro/24, houve a aprovação do seu CVU *merchant* e o CVU da UTE Viana passou a ser segregado em parcelas fixa e variável de preços. Ao longo do 3T25 e até o início de suprimento do LRCAP 2021, o CVU da usina era composto por: (i) R\$ 1.141,59/MWh referente aos custos variáveis, a serem atualizados mensalmente pelo indexador de óleo combustível OCA1 (data-base inicial de junho/25); e (ii) R\$ 593,05/MWh referente aos custos fixos, com montante de geração necessária à recuperação dos custos fixos, no valor de 19.985 MWh¹⁴.
- **UTES Geramar I e Geramar II:** os CVUs de ambas as usinas também foram alterados após o encerramento de seus respectivos CCEARs em dezembro/24, e permanecerão vigentes até o início de seus contratos de reserva de capacidade em outubro/25, conforme abaixo.
 - **Geramar I:** CVU composto por duas parcelas distintas de preço: (i) R\$ 1.196,57/MWh referente aos custos variáveis, a serem atualizados mensalmente pelo indexador de óleo combustível OCA1 (data-base inicial de junho/25); e (ii) R\$ 836,06/MWh referente aos custos fixos, com montante de geração necessária à recuperação dos custos fixos, no valor de 19.085 MWh¹⁴.
 - **Geramar II:** CVU composto por duas parcelas distintas de preço: (i) R\$ 1.196,57/MWh referente aos custos variáveis, a serem atualizados mensalmente pelo indexador de óleo combustível OCA1 (data-base inicial de junho/25); e (ii) R\$ 810,75/MWh referente aos custos fixos, com montante de geração necessária à recuperação dos custos fixos, no valor de 19.085 MWh¹⁴.

► Reajuste dos CVUs

Em novembro de 2024, os CVUs das UTEs Parnaíba II, III e Jaguatirica II foram ajustados em 4,76%, conforme o IPCA acumulado nos últimos 12 meses, de acordo com o estipulado em seus contratos regulados. Adicionalmente, com o início do CCEAR de UTE Parnaíba VI em 2025, essa usina também passa a ter o seu CVU reajustado integralmente anualmente por IPCA. O CVU da UTE Parnaíba V também foi atualizado pelo CPI-U em 2,60% em novembro/24, conforme indexador de inflação norte americano acumulado de 12 meses até outubro/24.

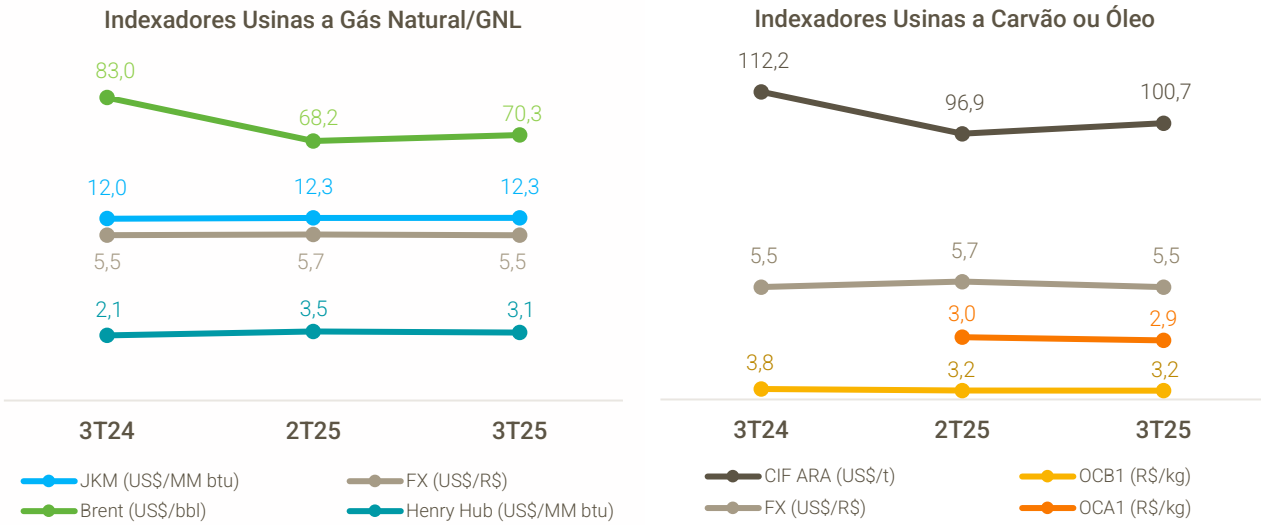
As UTEs Parnaíba I, Parnaíba V, Porto de Sergipe I, LORM, LORM 1, Povoação 1, Viana 1, Pecém II e Itaqui, além de terem seus componentes de O&M reajustados anualmente pelo IPCA ou CPI-U, também apresentaram variação da parcela da receita variável contratual atrelada a preços de combustíveis e taxa de câmbio, seguindo seus respectivos indexadores. Já as UTEs Viana e Geramar I e II possuíam, até dezembro/24, seus CVUs contratuais atrelados também a preços de combustíveis em dólares e taxa

Notas:

¹⁴ Vale observar que a vigência da inclusão da parcela de custos fixos encerra-se com o atingimento do montante de geração necessário para recuperação dos custos fixos.

de câmbio. No entanto, como descrito acima, com o encerramento de seus CCEARs ao final de 2024 as usinas a óleo passaram a ter a parcela de receita variável atrelada a preços de combustíveis denominados em reais.

Indexadores de Combustível com Contabilização de Variação Mensal ¹⁵
(Valores Médios no Trimestre)



CVUs Flexíveis

- Usinas do Complexo Parnaíba:** Por meio da Portaria nº 117/25, de 19 de setembro/25, que altera e revoga as Portarias nº 88/24 (de 31 de outubro/24) e nº 105/25 (de 28 de março/25), respectivamente, foram estabelecidas diretrizes para operação em condição diferenciada de termelétricas para atendimento de potência do SIN, visando a segurança energética e a operação das usinas para atendimento à ponta de carga. As UTEs Parnaíba I, Parnaíba III e Parnaíba IV tiveram suas ofertas selecionadas para flexibilização de suas operações no período de 7 de dezembro/24 até 30 de abril/26. O preço ofertado pelas UTEs foi de R\$ 998,98/MWh (data base: dezembro/24), reajustados mensalmente, com critérios de tempo mínimo de permanência na condição ligado (T-On) de 6 horas e tempo mínimo de permanência na condição desligado (T-Off) de 4 horas. Vale ressaltar que o CVU flexível médio do 3T25 foi de R\$ 848,86/MWh para as térmicas do Parnaíba.
- UTE Porto do Sergipe I:** Por meio do Despacho 2.237, de julho de 2025, publicado pela ANEEL, foi aprovado novo CVU regulatório, no valor de R\$ 968,27/MWh (data base: julho/25), exclusivamente para fins de despacho para atendimento à ponta de carga, mediante disponibilidade e aceite pela Companhia, adicionando uma nova opcionalidade de geração pela usina para o SIN. O novo CVU será reajustado mensalmente pelos indexadores JKM e taxa de câmbio BRL/USD e vigorará de setembro/25 a dezembro/25.
- UTE LORM:** Por meio do Despacho 2.241, de julho de 2025, publicado pela ANEEL, foi aprovado novo CVU regulatório, no valor de R\$ 1.251,82/MWh (data base: julho/25), exclusivamente para fins de despacho para atendimento à ponta de carga, mediante disponibilidade e aceite pela Companhia, adicionando uma nova opcionalidade de geração pela usina para o SIN. O novo CVU será reajustado mensalmente pelos indexadores JKM e taxa de câmbio BRL/USD e vigorará de setembro/25 a dezembro/25.

É importante observar que, até a data de divulgação desse documento, não havia sido solicitado o despacho nesta nova modalidade para nenhuma das usinas da Eneva com os CVUs diferenciados.

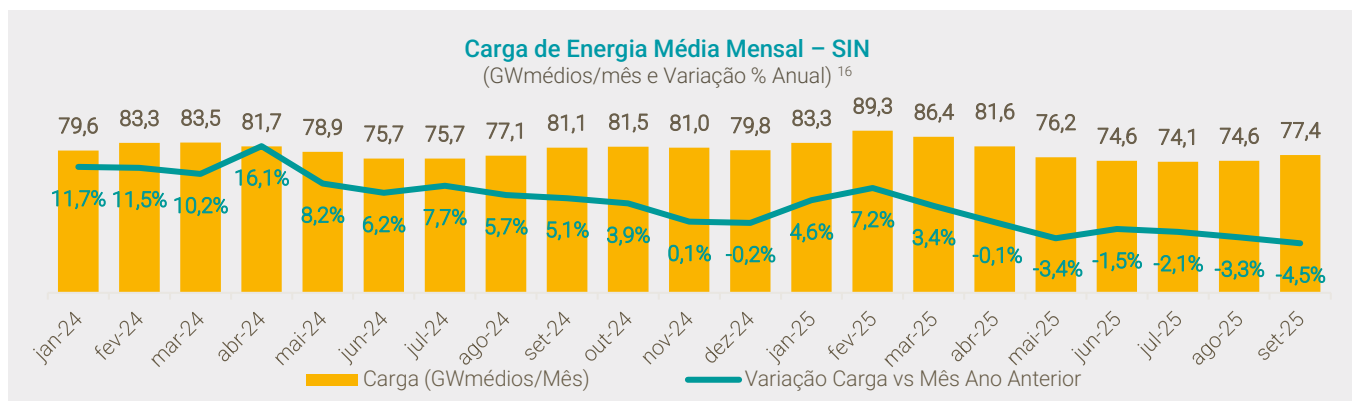
Notas:

¹⁵ Fonte: Dados disponíveis na Reuters e ANP. Médias trimestrais calculadas utilizando preços Henry Hub mensais relativos ao terceiro último dia do mês e preços CIF-ARA, taxa de câmbio, JKM, OCB1 e Brent relativos à média do mês, e OCA1 conforme preços médios semanais ponderados da ANP para cada mês.

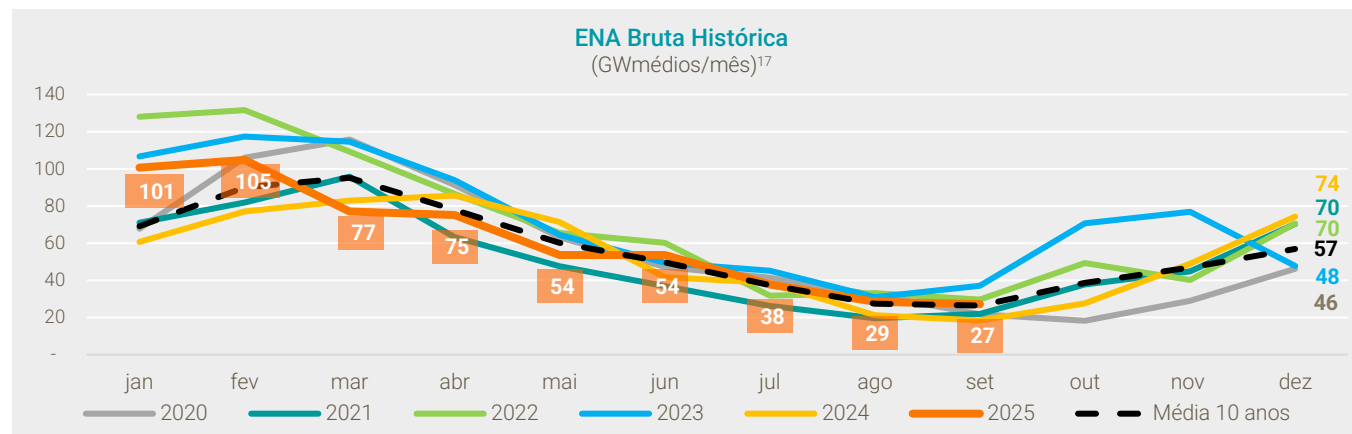
Contexto Setorial – Mercado de Energia

- ▶ Aceleração do despacho termelétrico por ordem de mérito no SIN com os menores volumes de chuvas e o maior consumo dos reservatórios hídricos, mesmo em cenário de redução de carga
- ▶ Intensificação de cortes de geração pelo ONS principalmente no pico da geração solar à tarde para garantir a segurança eletroenergética, com a priorização do despacho térmico flexível e hídrico para atendimento à carga
- ▶ Forte sinalização de demanda por importação de energia pela Argentina na primeira metade do trimestre, com exportação pelo Brasil parcialmente limitada pela necessidade de geração termelétrica para o SIN

A carga de energia média do Sistema Interligado Nacional (“SIN”) no 3T25 regrediu em mais um trimestre, reflexo, principalmente, das menores temperaturas registradas no início do período nos maiores centros consumidores em relação às médias históricas e ao mesmo período de 2024, totalizando 75,4 GWm no 3T25, comparada aos 77,5 GWm registrados no 2T25 e aos 77,9 GWm do 3T24. No entanto, ao final de agosto/25 observou-se uma reversão no comportamento da carga, que retomou o crescimento com o aumento das temperaturas médias no país.



Os volumes de precipitações e Energia Natural Afluente (“ENA”) no 3T25 atingiram valores praticamente alinhados às médias históricas dos últimos 10 anos no SIN, reflexos, por um lado, de volumes ligeiramente abaixo das médias históricas nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (SE-CO), Norte e Nordeste, compensados pela ocorrência de chuvas em patamares acima da média histórica no Sul em grande parte do trimestre, principalmente nos meses de agosto/25 e setembro/25.

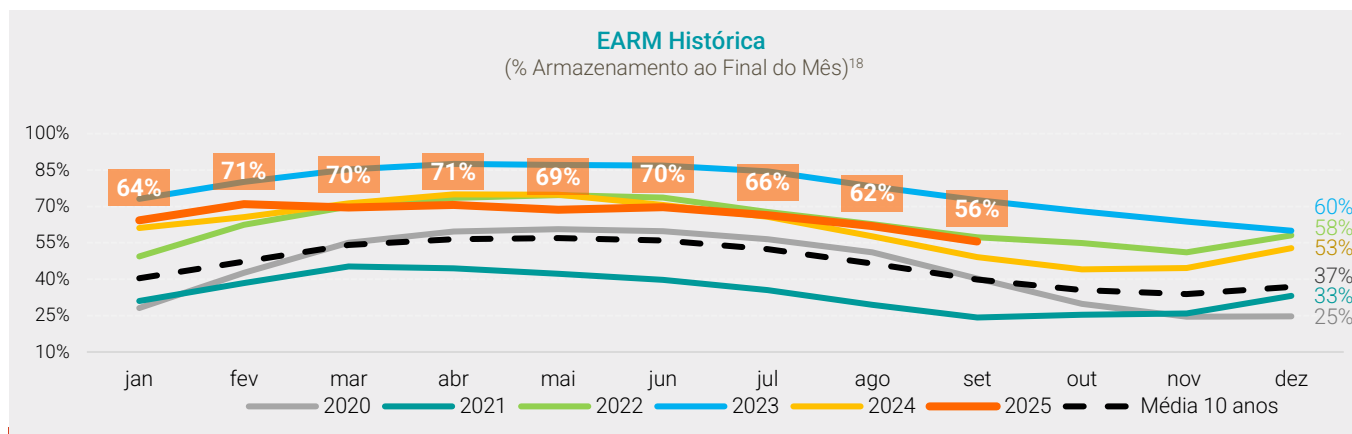


Ao longo do 3T25, os volumes de Energia Armazenada (EARM) nos reservatórios hídricos permaneceram acima das médias históricas, apesar da redução observada em quase todos os meses nos subsistemas SE/CO, Norte e Nordeste. Em contrapartida, no subsistema Sul, os volumes dos reservatórios continuaram a apresentar crescimento de volumes ao longo do período, reflexo dos elevados volumes de chuvas registrados, encerrando o 3T25 com volume de EARM 7 p.p. acima do valor de junho/25.

Notas:

¹⁶ Fonte: Site do ONS: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Acesso em outubro/25.

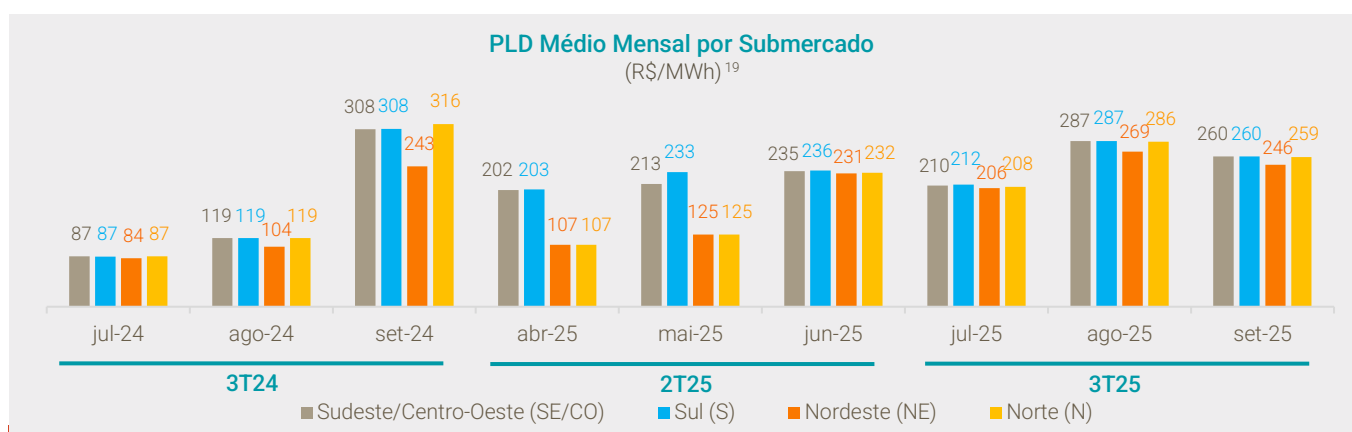
¹⁷ Fonte: Site do ONS: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afiuente_subsistema.aspx - Acesso em outubro/25.



Apesar da situação ainda favorável dos reservatórios e da redução da carga, o Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”) nos submercados apresentou crescimento em grande parte do trimestre frente ao 2T25 conforme o esperado para essa estação, que tende a ser mais seca, embora tenha permanecido abaixo das máximas observadas no SE/CO, Norte e Sul em setembro/2024, período que foi marcado por menores volumes médios de chuvas e maiores volumes de carga no SIN em comparação ao 2025.

O aumento dos PLDs em todos os submercados foi impulsionado principalmente pelo início da deterioração da situação hidrológica nesses submercados e intensificado pelo início da utilização do Modelo Newave híbrido, que passou a considerar os reservatórios das hidrelétricas de forma individualizada e adotou critérios mais rigorosos de aversão ao risco. A atualização do modelo buscou refletir de forma mais adequada a realidade operativa do sistema, trazendo tanto maior segurança e confiabilidade quanto sinalizando maiores preços em cenários de piora na hidrologia de curto prazo, aproximando os preços calculados pelo modelo ao Custo Marginal de Operação (“CMO”) e, consequentemente, reduzindo as necessidades recorrentes de despacho fora da ordem de mérito por restrição elétrica observadas ao longo de grande parte de 2024.

Após os descasamentos relevantes de PLD entre os 4 submercados observados em grande parte do 2T25, em decorrência sobretudo da geração sazonal das usinas hídricas a fio d’água e solares nas regiões Norte e Nordeste, que contribuíram para manter os preços reduzidos na primeira metade daquele período, no 3T25 os descolamentos de preços foram menos significativos e frequentes. O Nordeste ainda apresentou menores preços comparado aos demais subsistemas por algumas horas em parte do 3T25, atingindo valores mais reduzidos ou próximos ao piso principalmente entre o início e o final da manhã (6h – 11h), convergindo na sequência para os níveis dos demais subsistemas à tarde como reflexo dos cortes de geração de energia (“curtailments”) diários e a entrada em rampa das térmicas à tarde para suprir os maiores picos de potência ao fim do dia.



As fontes hidrelétricas continuaram a reduzir a sua participação relativa em proporção à geração de energia total do SIN no 3T25 conforme o usual no período, passando da média de 60% no 2T25 para 49% no 3T25, inferior aos 53% registrados no 3T24.

A geração solar continuou a apresentar tendência de aumento, com participação relativa média em 13% ao longo do 3T25, um aumento frente a 12% no 2T25 e 11% no 3T24. A contribuição da geração eólica no total de geração do SIN também cresceu em relação ao trimestre anterior, passando de uma média de 17% no 2T25 para 21% no 3T25, e em linha com o valor do 3T24,

Notas:

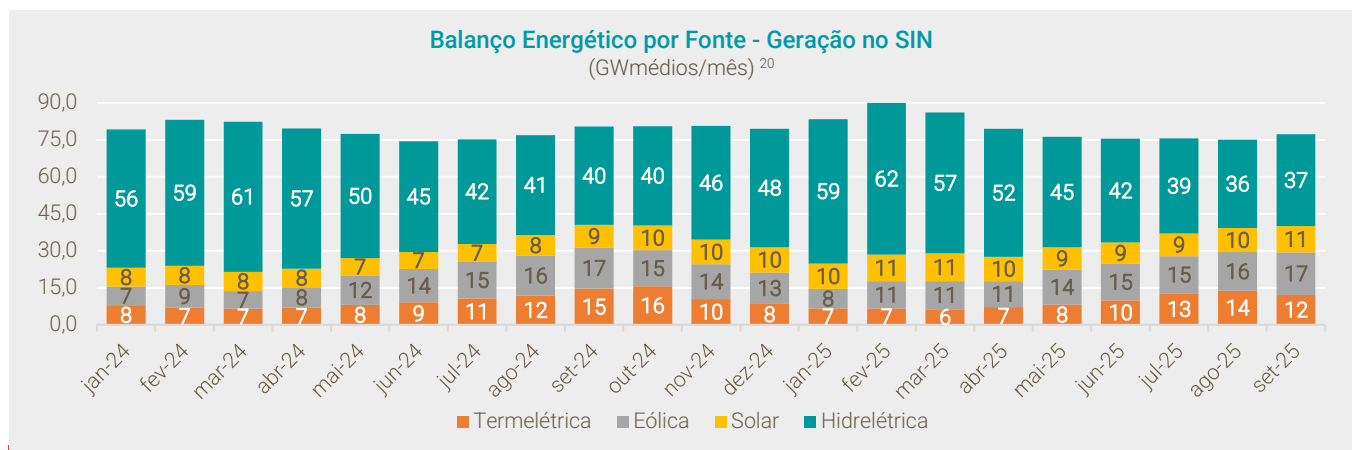
¹⁸ Fonte: Site do ONS: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx - Acesso em outubro/25.

¹⁹ Fonte: Dados disponíveis no site da CCEE, em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos> - Acesso em outubro/25.

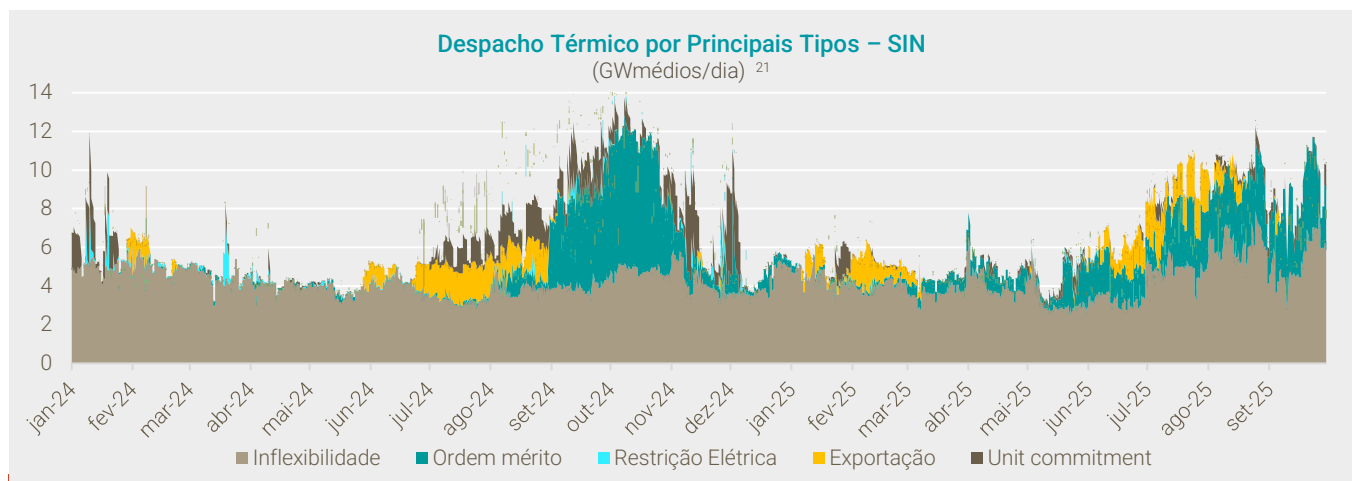
acompanhando o aumento da intensidade de ventos na costa brasileira, que favoreceu os principais parques eólicos do país conforme o esperado para o período.

É importante observar que, a despeito da maior contribuição da geração eólica e solar no 3T25, essas fontes foram significativamente impactadas por cortes de geração recorrentes solicitados pelo ONS ao longo de todo o 3T25, registrando recordes mensais sequenciais de *curtailment* no trimestre, refletindo a sobreoferta de energia frente à demanda, principalmente nos horários de auge da geração solar, e a incapacidade de escoamento de todo o montante gerado pela rede de transmissão.

Como reflexo da deterioração hidrológica no período e da maior necessidade de acionamento de térmicas e modulação crescente de rampa à tarde, para suprir a demanda crescente de carga ao final do dia, o despacho termelétrico também expandiu sua participação no 3T25, atingindo média de 17% do total da geração no SIN no período, frente a 11% no 2T25 e 16% no 3T24.



No 3T25, o crescimento do despacho termelétrico no SIN foi principalmente por motivo de ordem de mérito, como efeito dos maiores preços de energia no 3T25, e por inflexibilidade, com a entrada em operação de novas usinas termelétricas em 2025 com inflexibilidade concentrada entre julho e novembro. Por outro lado, o despacho fora da ordem de mérito por motivo de razão elétrica e por *unit commitment* para atendimento aos picos diários e horários de carga foi menos frequente no período, principalmente comparado ao 3T24, dados os maiores preços no 3T25 que impulsionaram o despacho por ordem de mérito.

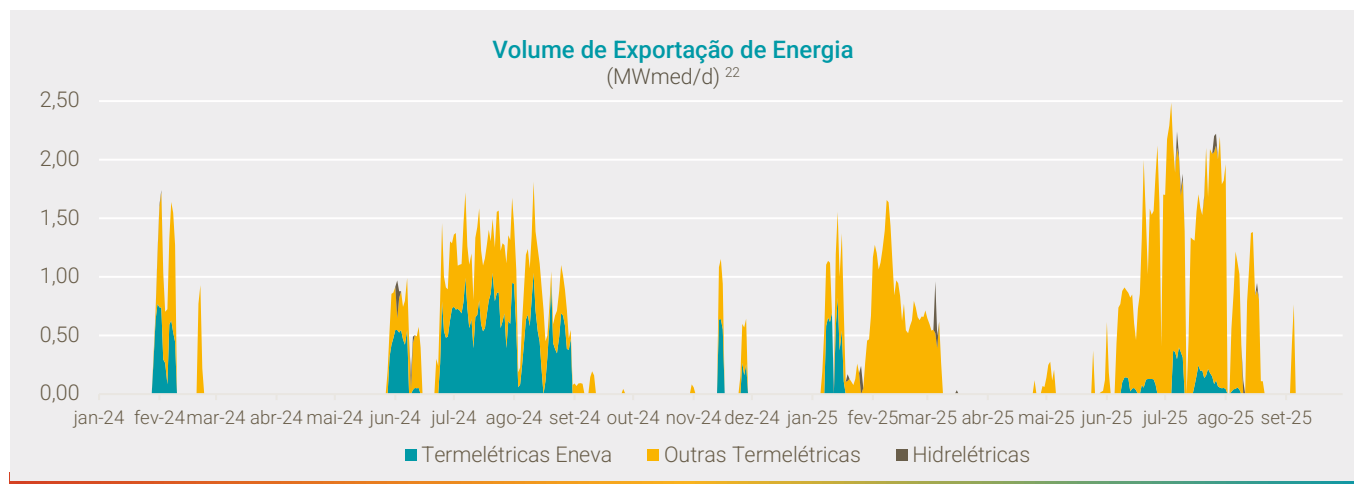


Conforme sazonalidade esperada no período, foi observada forte sinalização de demanda por importação de energia pela Argentina em grande parte do trimestre com o início do inverno e a redução significativa das temperaturas médias no país. Como resposta, o Brasil manteve um ritmo mais constante de exportação de energia termelétrica até meados do 3T25, totalizando 1,7 GWm em julho/25 e 0,7 GWm nos primeiros 20 dias de agosto/25. Vale observar que as exportações de energia foram parcialmente limitadas pela necessidade de geração termelétrica para atendimento à demanda interna do SIN, conforme descrito acima, que manteve as usinas com CVUs mais competitivos ao SIN – como o Complexo Parnaíba – no mérito ao longo de grande parte do trimestre.

Notas:

²⁰ Fonte: Site do ONS: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em outubro/25.

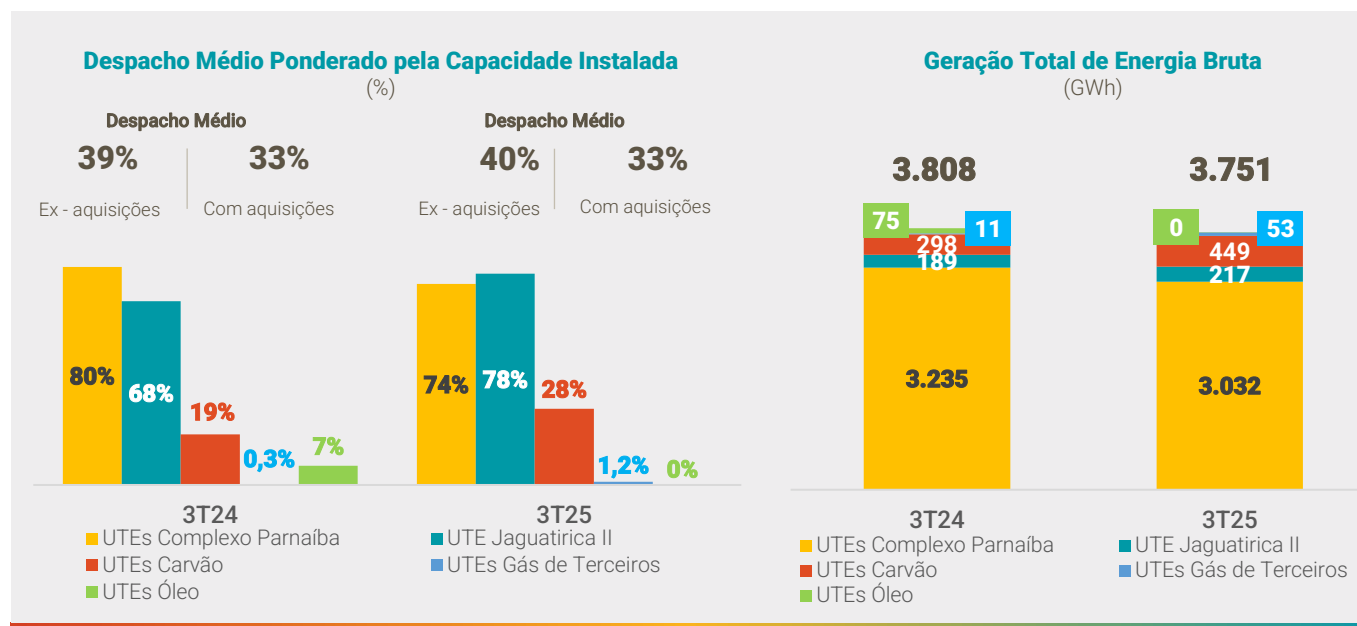
²¹ Fonte: Dados disponíveis no site do ONS – Dados Abertos, dados de Geração Térmica por Motivo de Despacho, disponível em: <https://dados.ons.org.br/dataset/geracao-termica-despacho-2> - Acesso em outubro/25.



Desempenho Operacional das Usinas da Eneva

Geração Térmica

Comparativo Trimestral – Desempenho UTEs Eneva^{23,24}



No 3T25, o despacho médio ponderado pela capacidade instalada dos ativos da Eneva atingiu 33%. Quando considerados apenas os empreendimentos que utilizam gás próprio, o indexador atingiu 74%. Já as usinas que operam com combustíveis de terceiros contabilizaram 7% de despacho no período.

Como explicitado na seção de Contexto Setorial acima, os despachos no período foram principalmente direcionados ao SIN, predominantemente para atendimento ao despacho regulatório por ordem de mérito. Adicionalmente, ocorreram despachos por motivos de *unit commitment*, para atender as restrições operativas cadastradas das usinas; exportação; inflexibilidades conforme necessidades pontuais de geração das usinas; e para cumprimento da inflexibilidade contratual das UTEs Parnaíba II e Parnaíba VI. Também houve despacho para atendimento ao Sistema Isolado de Roraima em parte do período.

Notas:

²² <https://dados.ons.org.br/dataset/geracao-termica-despacho-2> - Acesso em outubro/2025; e dados de geração hidrelétrica para Exportação de Vertimento Turbinável disponíveis no site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/acervo-ccee> - Acesso em outubro/25.

²³ Para fins de comparabilidade entre os trimestres, foram apresentados nos gráficos de despacho e geração médios os resultados do 3T24 das UTEs de Linhares, Tevisa, Povoação, as quais passaram a fazer parte do portfólio da Eneva em 25/10/2024, e as UTEs de Gera Maranhão, as quais só passaram a fazer parte do portfólio da Eneva, parcialmente (50%) em 14/11/2024 e de 100% em 14/12/2024, com a conclusão dos seus respectivos processos de aquisição.

²⁴ A partir do 1T24, o despacho médio ponderado pela capacidade total instalada da Eneva não considera mais a capacidade instalada da UTE Fortaleza, de 327 MW, uma vez que essa usina foi desligada em dezembro de 2023.

Na comparação com o mesmo período de 2024, quando o despacho médio também foi de 33%, observou-se comportamentos díspares entre os diferentes tipos de geração. O aumento no volume de energia gerado por inflexibilidade contratual, especialmente pela entrada em operação comercial da UTE Parnaíba VI, foi contrabalanceado pela redução no volume de geração por despacho por mérito e para exportação.

Como resultado, a geração líquida total dos ativos termelétricos da Companhia no 3T25 atingiu 3.535 GWh, praticamente estável em relação ao volume registrado no mesmo trimestre de 2024, quando foram contabilizados 3.533 GWh, desconsiderando o volume gerado naquele período dos ativos adquiridos ao final de 2024.

Segue abaixo o resumo da performance operacional dos ativos da Companhia no 3T25:

- **Complexo Parnaíba:** que contempla 6 ativos operacionais (UTES Parnaíba I a VI):
 - ▶ **Geração liquidada a CVU:** geração líquida de 1.604 GWh, referentes principalmente aos despachos por ordem de mérito.
 - ▶ **Geração liquidada no mercado de curto prazo:** geração líquida de 336 GWh remunerados a PLD referentes aos despachos por motivos de inflexibilidade por necessidades operacionais de geração das usinas; testes de comprovação de disponibilidade das UTEs; no âmbito de modulações de rampa como volume excedente²⁵ e remuneração no mercado de curto prazo de despachos no mérito para usinas merchant ou referente às parcelas de garantia física descontratadas.
 - ▶ **Inflexibilidade contratual:** ao longo do 3T25, a UTE Parnaíba II e o ciclo combinado das UTEs Parnaíba III e VI registraram geração líquida de 663 GWh e 179 GWh, respectivamente, em cumprimento aos períodos de inflexibilidade contratual previstos em seus contratos regulados. O período de inflexibilidade contratual da UTE Parnaíba II em 2025 foi estabelecido em janeiro e entre agosto e dezembro de 2025. Já a UTE Parnaíba VI possui inflexibilidade contratual anual fixada entre os meses de junho e novembro.
 - ▶ **Exportação:** 98 GWh de geração de energia líquida para fins de exportação pelas UTEs Parnaíba I, III, IV e V, liquidada a preços estabelecidos em contratos bilaterais, no período que antecedeu a entrada na ordem de mérito dessas usinas.
 - ▶ **Disponibilidade:** a disponibilidade média do Complexo Parnaíba foi de 92% no 3T25, impactada pela disponibilidade de 60% na UTE Parnaíba V. Durante a manutenção programada realizada no 2T25, foi identificado um desgaste no revestimento da base das pás de baixa pressão da turbina a vapor. Assim que o problema foi detectado, a Companhia adotou as medidas corretivas necessárias com a remoção das pás afetadas, que foram enviadas ao fabricante para análise e recondicionamento. Desde então a turbina opera com dois terços de sua capacidade, com previsão de reestabelecimento da operação plena no início de 2026, já comunicado à Aneel. Vale observar que, até o momento, as horas contabilizadas como indisponíveis para a parte da potência não entregue estão sendo deduzidas do banco de horas de indisponibilidade anual previsto no contrato regulado da usina.
- **UTES LORM, Viana 1 e Povoação 1:** geração líquida total de 7 GWh, referente à geração para exportação e à parcela liquidada a PLD, em função da retirada de gás para balanceamento da malha de transporte da TAG, no âmbito do contrato firmado entre a Mesa de Gás da Companhia e a transportadora. Esse contrato, vigente desde janeiro de 2025, permanecerá ativo ao longo de todo o ano, podendo viabilizar situações oportunistas para a geração de energia como a observada nesse trimestre, contribuindo para a otimização do uso do gás e a captura de valor adicional no mercado de energia. Vale ressaltar que a UTE LORM opera com despacho antecipado e atualmente tem em sua programação os seguintes períodos de despacho solicitados: (i) 04 a 31 de outubro; (ii) 08 a 28 de novembro; e (iii) 06 a 19 de dezembro.
- **Itaqui e Pecém II:** a geração líquida total foi de 397 GWh, atribuída principalmente aos despachos por ordem de mérito. Adicionalmente, foram contabilizados volumes de energia liquidada a PLD, decorrentes das modulações de carga e dos tempos de rampa das usinas.
- **UTE Porto de Sergipe I:** a usina totalizou 43 GWh de geração líquida no 3T25, resultado principalmente do despacho antecipado iniciado em 27 de setembro, com operação contínua firme solicitada até 31 de outubro. Após esse período, a usina cumprirá uma nova janela de geração entre 8 e 28 de novembro, já solicitado pelo ONS. A disponibilidade média da UTE totalizou 88% no 3T25, impactada por duas manutenções realizadas no período: (i) a substituição do rotor de uma unidade geradora, e (ii) um desarme do transformador principal.
- **UTE Jaguatirica II:** a usina, que anteriormente atendia o Sistema Isolado de Roraima, foi conectada ao Linhão Manaus-Boa Vista em 10 de setembro de 2025, passando a ser despachada de forma centralizada no SIN desde então. No 3T25,

Notas:

²⁵ A geração de volume excedente no contexto da exportação de energia ocorre em função de fatores como: (i) variações horárias na demanda de energia para exportação; (ii) restrições operativas e limitações de modulação de carga de cada usina; e (iii) gestão do timing de *ramp-up*.

a UTE somou 207 GWh de geração líquida, um aumento de 27 GWh na comparação com o mesmo trimestre de 2024, com disponibilidade média de 100% no 3T25, melhoria de 15 p.p. em relação ao 3T24, impactada à época pela realização de paradas programadas para manutenções preventivas. Adicionalmente, vale ressaltar que, a despeito da conexão da usina ao SIN, o comportamento do despacho não apresentou alteração relevante, dada a necessidade de manutenção de geração local mínima para a segurança do sistema por sua localização em ponta de linha, e pelo CVU competitivo da usina frente aos demais no deck termelétrico.

► **Destinação da Geração Total de Energia Líquida no 3T25 (GWh)²⁶**

Geração Líquida	Geração liquidada a CVU ²⁷	Geração liquidada no Mercado de Curto Prazo/PLD (inclui restrições de modulação por exportação) ²⁸	Geração liquidada a preços estabelecidos em contratos bilaterais (exportação)	Geração por inflexibilidade contratual	Total
UTE Parnaíba I	802	247	17	-	1.066
UTE Parnaíba II	305	17	0	663	986
UTES Parnaíba III e VI	225	19	35	179	458
UTE Parnaíba IV	-	4	26	-	31
UTE Parnaíba V	271	49	20	-	340
UTE Jaguaritica II	207	-	-	-	207
UTE Itaquí	221	5	-	-	225
UTE Pecém II	170	2	-	-	172
UTE Porto de Sergipe I	36	7	-	-	43
UTE Povoação 1	-	2	-	-	2
UTE LORM 1	-	1	-	-	1
UTE LORM	-	1	3	-	3
UTE Viana 1	-	1	-	-	1
UTE Viana	-	0	-	-	0
UTE Geramar I e II	-	-	-	-	-
Total	2.238	354	101	843	3.535

Geração Solar

O Complexo Solar Futura 1 é composto pelas UFVs Futura 1 a 22 totalizando 692,4 MWac de capacidade instalada. Durante o 3T25, o parque solar apresentou uma disponibilidade média de 98%.

Conforme descrito na seção de Contexto Setorial, o terceiro trimestre é um período que sazonalmente apresenta maior incidência de geração eólica na matriz elétrica brasileira, dado o padrão dos ventos na região Nordeste, além de ser também um período mais seco nas principais regiões com bacias hidrográficas do país, marcado, portanto, por maior despacho térmico. Esses dois fatores, aliados ao crescimento contínuo da capacidade instalada das fontes intermitentes de geração na matriz elétrica brasileira, resultaram em *curtailments* significativos impostos pelo ONS em razão da sobreoferta de energia elétrica e das limitações do sistema de transmissão. Considerando toda a série histórica do parque solar, o 3T25 foi o período mais impactado pela geração frustrada por restrição, cujo efeito totalizou 185 GWh.

Como resultado, o Complexo Futura registrou uma geração líquida total de 300 GWh no 3T25, redução de 16,0% em relação ao mesmo período do ano anterior.

Vale ressaltar que, sobre o montante de geração contratada e não entregue às contrapartes nos contratos bilaterais em modalidade de autoprodução nas 6 SPEs de Futura 1, são incorridos custos com compra de energia e ressarcimento de encargos, conforme as condições contratuais. Além disso, ainda foram observados efeitos de descolamento de preços horários entre

Notas:

²⁶ Os valores da tabela mostrados como "0" referem-se a valores efetivamente gerados menores que 0,5 GWh e que, portanto, na apresentação dos números da tabela com arredondamento sem casa decimal, aparecem como "0". Esses valores diferem das células mostradas como "-", que de fato não apresentam nenhum valor.

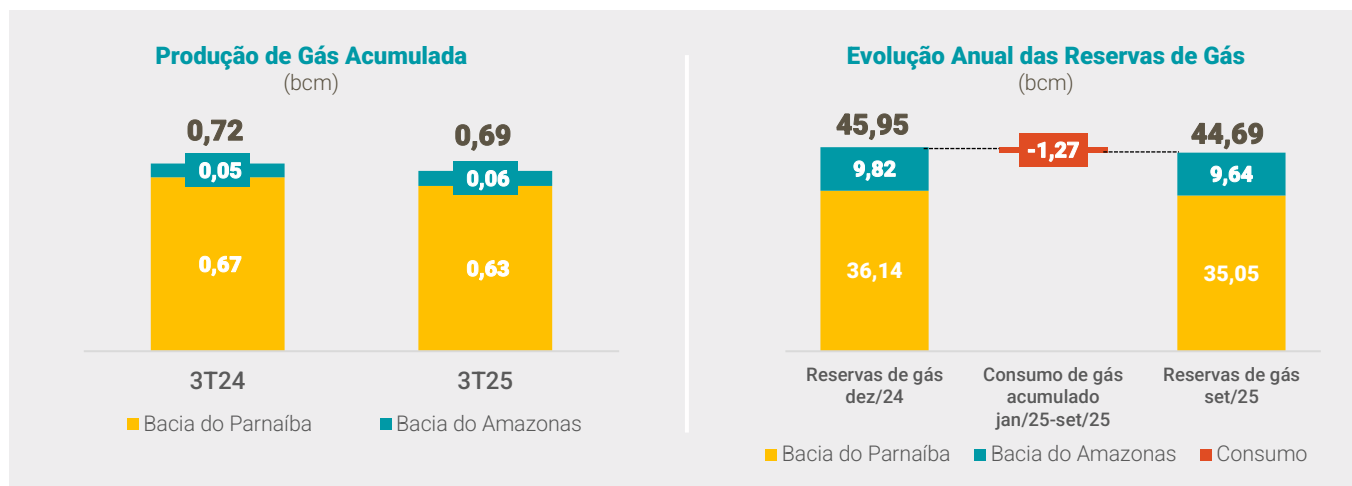
²⁷ Inclui despachos por motivo de ordem de mérito, restrição elétrica e *unit commitment*.

²⁸ Vale ressaltar que a geração líquida no ambiente livre é remunerada ao PLD horário da geração, não ao PLD médio do dia, e podem ocorrer variações entre os preços ao longo das 24 horas.

submercados ao longo do período. No entanto, esses descasamentos de preços foram menos significativos no 3T25 do que os observados no 2T25 e no 3T24, conforme demonstrado na seção de Contexto Setorial – Mercado de Energia.

Upstream

Produção e Reservas



No 3T25, a produção de gás natural da Eneva totalizou 0,69 bilhão de metros cúbicos (bcm), sendo 0,63 bcm no Complexo Parnaíba e 0,06 bcm na Bacia do Amazonas, direcionado ao suprimento da UTE Jaguatirica II.

O volume de gás produzido no Complexo Parnaíba no 3T25 frente ao 3T24 manteve-se praticamente estável, com uma ligeira redução de 0,03 bcm na comparação entre os períodos. Do montante total produzido no Complexo Parnaíba, aproximadamente 2,5% foram destinados ao atendimento dos contratos de venda de GNL em pequena escala firmados a partir da Planta de Liquefação no Parnaíba.

A Bacia do Amazonas também manteve estabilidade no volume de gás produzido em relação ao 3T24, mesmo considerando um cenário de maior despacho na comparação entre os períodos, evidenciando o aumento da eficiência operacional nos sistemas de autogeração e liquefação de Azulão, após os investimentos realizados ao longo do 3T24 para otimização do consumo de gás em toda a planta.

A Companhia encerrou o 3T25 com um total de reservas 2P de gás natural de 44,7 bcm, sendo 35,0 bcm de reservas nos campos da Bacia do Parnaíba e 9,6 bcm na Bacia do Amazonas. Este volume reflete o saldo das reservas certificadas pela Gaffney, Cline & Associates (GCA), referentes a 31 de dezembro de 2023, descontando o consumo de gás acumulado no ano de 2024 e no 9M25.

Ainda de acordo com os relatórios certificados pela GCA em 31 de dezembro de 2023, a Eneva detinha reservas 2P de condensado no total de 11,8 MMbbl, sendo 2,2 MMbbl no Parnaíba e 9,5 MMbbl na Bacia do Amazonas.



ENEVA S.A.

Praia de Botafogo, 501 | Torre Corcovado, sala 404 B
Rio de Janeiro (RJ) | CEP: 22.250-040
ri@eneva.com.br