

DIVULGAÇÃO DE **RESULTADOS 2T25**



Teleconferência de Resultados do 2T25

Quinta-feira, 14 de agosto de 2025

11h00 (Horário de Brasília) / 10 a.m. (US EDT)

[Clique aqui](#) para se inscrever na teleconferência

Eneva divulga resultados do segundo trimestre de 2025

- ▶ **EBITDA Consolidado recorde no 2T25, atingindo R\$ 1.668,3 milhões, impulsionado pelos resultados das novas operações correntes da Companhia** adicionadas ao longo do último ano e pela sólida performance operacional dos ativos térmicos com a retomada do despacho;
- ▶ **Comercialização de Gás On-Grid e Off-Grid contribuem com mais de R\$ 200,0 milhões de EBITDA no 2T25**, com os resultados da mesa de gás e o 1º trimestre com 100% da capacidade da planta de liquefação do Parnaíba operacional; e
- ▶ **Geração de valor com adição de fluxo incremental de receitas reguladas de mais de R\$ 362,0 milhões** entre o 3T25 e o final do 2T26 com a antecipação dos contratos do Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 das UTEs Viana, Parnaíba IV e Geramar I e II.

Rio de Janeiro, 13 de agosto de 2025 - ENEVA S.A. (B3: ENEV3; “Companhia”; “Eneva”), empresa integrada de energia, com negócios complementares em geração e comercialização de energia elétrica e exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil, divulga hoje os resultados do segundo trimestre, findo em 30 de junho de 2025 (2T25). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

Destaques 2T25

- EBITDA Consolidado de R\$ 1.668,3 milhões, atingindo novo recorde trimestral pelo terceiro trimestre consecutivo, com crescimento de R\$ 597,9 milhões vs. o 2T24, refletindo a entrada dos resultados dos ativos adquiridos no 4T24, a sólida performance operacional dos ativos, impulsionado pelos resultados do Complexo Parnaíba e a UTE Jaguatirica II, além de contribuições relevantes dos segmentos de Comercialização de Gás Off-Grid e On-Grid;
- EBITDA de R\$ 130,5 milhões no segmento de Comercialização de Gás On-Grid, com a execução de contratos de curto e médio prazos de venda de gás firme e flexível e a estruturação de operações oportunísticas aproveitando arbitragem de preços no mercado e otimização de portfólio e contratos diante de um ambiente dinâmico de mercado;
- EBITDA de R\$ 78,5 milhões no segmento de Comercialização de Gás Off-Grid, refletindo o primeiro trimestre com 100% da capacidade da planta de liquefação do Complexo Parnaíba em operação, demonstrando o potencial de geração de valor desse novo negócio, que ainda está em *ramp-up* do total de volume contratado até o 4T26, e cuja capacidade total de liquefação de gás será ampliada em 50% nos próximos 2 anos com a construção de mais um trem com capacidade de liquefação de gás natural de 300.000 m³/dia;
- Retomada do despacho por ordem de mérito das UTEs do portfólio desde o 2T25, com o 3T25 já somando 1.380 GWh de geração bruta no SIN pelos ativos da Companhia até 10 de agosto/25¹, ultrapassando o volume gerado no 2T25. Adicionalmente, as UTEs Porto de Sergipe I e Luiz Oscar Rodrigues de Melo (“UTE Linhares”) também já foram chamadas para despacho antecipado por 3 e 2 semanas, respectivamente, entre setembro e outubro/25, refletindo a perspectiva de maiores preços de energia esperada pelo ONS;
- Contratação de financiamento de R\$ 500 milhões para construção e implementação do projeto Azulão 950, atingindo um total de mais de R\$ 2,5 bilhões contratados, com custo médio ponderado de IPCA + 4,13% a.a.;
- Como eventos subsequentes ao 2T25, importante destacar:
 - (i) Antecipação do início de suprimento de contratos de ativos da Companhia vencedores no Leilão de Reserva de Capacidade de 2021, os quais originalmente estavam previstos para iniciar em julho/26, sendo antecipados para agosto/25, para a UTE Viana, e outubro/25, para as UTEs Parnaíba IV e Geramar I e II. A antecipação traz uma importante contribuição para o fortalecimento da posição de caixa da Companhia, com incremento de cerca de R\$ 362 milhões² de receitas fixas;
 - (ii) Aprovação, em 24 de julho/25, da renovação do benefício fiscal de redução de 75% do IRPJ pela SUDENE da controlada Parnaíba II Geração de Energia S.A., que consolida a operação das UTEs Parnaíba II, Parnaíba III, Parnaíba IV e Parnaíba VI, na modalidade de Modernização Total, possibilitada pelos investimentos realizados para otimizar e modernizar as unidades produtivas. O novo benefício estará em vigor de 01 de janeiro/25 a 31 de dezembro/34;
 - (iii) Aprovação, em 25 de julho/25, dos novos CVUs regulatórios para a modalidade de despacho para atendimento à ponta de carga para as UTEs da Companhia que apresentavam compromisso contratual de despacho antecipado, adicionando uma nova opcionalidade de geração pelas usinas para o SIN, sendo: (i) R\$ 968,27/MWh para a UTE Porto de Sergipe I; e (ii) R\$ 1.251,82/MWh para a UTE Linhares. Os novos CVUs, referentes à data base de junho/25, serão reajustados mensalmente pelos indexadores JKM e taxa de câmbio BRL/USD e vigorarão de setembro/25 a dezembro/25.

Principais Indicadores - Consolidado

(R\$ milhões)	2T25	2T24	Var. %	6M25	6M24	Var. %
Receita Operacional Líquida	3.514,0	1.943,0	80,9%	7.937,5	3.947,7	101,1%
EBITDA ICVM 527/12	1.668,3	1.070,4	55,9%	3.196,1	2.159,8	48,0%
Margem EBITDA (%)	47,5%	55,1%	-7,6 p.p.	40,3%	54,7%	-14,4 p.p.
Resultado Líquido Eneva ³	364,5	1.066,7	-65,8%	748,9	1.005,9	-25,6%
Investimentos (Competência)	1.600,5	793,2	101,8%	2.461,6	1.247,9	97,3%
Fluxo de Caixa Operacional	1.300,9	958,4	35,7%	2.319,1	2.065,7	12,3%
Dívida Líquida (R\$ Bilhões) ⁴	15.315,4	17.828,7	-14,1%	15.315,4	17.828,7	-14,1%
Dívida Líquida/EBITDA últimos 12M ⁵	2,71x	4,36x	-1,65x	2,71x	4,36x	-1,65x

Notas:

¹ Fonte: Dados disponíveis no site do Operador Nacional do Sistema (ONS) – Dados Abertos, em “Geração Térmica por Motivo de Despacho”.

² Data base novembro/24. As parcelas mensais serão reajustadas a partir de novembro/25 pelo índice de inflação IPCA acumulado de 12 meses até outubro/25.

³ Resultado Líquido deduzindo a participação minoritária em subsidiárias.

⁴ O cálculo da dívida líquida considera o saldo de dívida bruta deduzido do saldo de caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários.

⁵ Razão calculada considerando o EBITDA acumulado conforme ICVM 527/12 dos últimos 12 meses e, no 2T25, considera o resultado de EBITDA de 12 meses dos ativos adquiridos no 4T24, inclusive pré-aquisição, conforme condições de *covenants* aprovadas pelos credores da Companhia nas AGDs de 2022.

Indicadores Operacionais

Dados Operacionais

► Upstream	2T25	1T25	4T24	3T24	2T24
Parnaíba					
Produção (Bi m³)	0,31	0,15	0,53	0,67	0,04 ⁶
Reservas remanescentes (Bi m³)	35,7	36,0	36,1	36,7	37,3
Amazonas					
Produção (Bi m³)	0,06	0,06	0,06	0,05	0,06
Reservas remanescentes (Bi m³)	9,7	9,8	9,8	9,9	9,9
► Geração Térmica a Gás no Parnaíba	2T25	1T25	4T24	3T24	2T24
Parnaíba I					
Disponibilidade (%)	97%	100%	98%	99%	100%
Despacho (%)	32%	7%	66%	85%	10%
Geração Líquida (GWh)	452	108	939	1.252	155
Geração Bruta (GWh)	473	114	984	1.309	162
Parnaíba II					
Disponibilidade (%)	99%	84%	95%	99%	100%
Despacho (%) ⁷	52%	32%	92%	82%	0%
Geração Líquida (GWh)	550	346	998	898	0
Geração Bruta (GWh)	582	363	1.047	942	0
Parnaíba III e Parnaíba VI⁸					
Disponibilidade (%)	93%	100%	100%	100%	99%
Despacho (%)	32%	15%	45%	40%	0%
Geração Líquida (GWh)	179	66	169	154	0
Geração Bruta (GWh)	191	68	176	159	0
Parnaíba IV					
Disponibilidade (%)	100%	98%	96%	96%	100%
Despacho (%)	11%	0%	44%	71%	19%
Geração Líquida (GWh)	14	0	51	83	19
Geração Bruta (GWh)	15	0	53	85	21
Parnaíba V					
Disponibilidade (%)	55% ⁹	100%	99%	100%	100%
Despacho (%)	6%	9%	71%	90%	11%
Geração Líquida (GWh)	39	65	543	700	82
Geração Bruta (GWh)	43	68	573	740	88
► Geração Térmica a Gás em Roraima	2T25	1T25	4T24	3T24	2T24
Jaguaririca II					
Disponibilidade (%)	100%	99%	91%	85%	97%
Despacho (%)	76%	81%	83%	68%	75%
Geração Líquida (GWh)	201	211	224	180	198
Geração Bruta (GWh)	209	221	234	189	207

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:

⁶ Os dados do Upstream Parnaíba referentes ao 2T24 foram revisados.

⁷ O período de inflexibilidade contratual da UTE Parnaíba II foi estabelecido em 100% no mês de janeiro e 100% entre agosto a dezembro para 2024 e 2025.

⁸ 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.

⁹ 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 a Gás – Combustível de Terceiros

Porto de Sergipe I (Hub Sergipe)

	2T25	1T25	4T24	3T24	2T24
Disponibilidade (%)	84%	99%	92%	96%	95%
Despacho (%)	0%	0%	4%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	4	0	145	0	0
Geração Bruta (GWh)	5	0	155	0	0

UTES PCS (Viana 1, Povoação 1 e LORM 1)¹⁰

Disponibilidade (%)	100%	96%	100%	100%	92%
Despacho (%)	2%	1%	2%	3%	0%
Geração Líquida (GWh)	9	3	5	11	1
Geração Bruta (GWh)	9	3	5	11	1

UTE LORM⁶

Disponibilidade (%)	100%	94%	98%	99%	76%
Despacho (%)	1%	0%	34%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	5	1	145	0	1
Geração Bruta (GWh)	6	1	145	0	1

► Geração Térmica a Carvão

Itaqui e Pecém II

	2T25	1T25	4T24	3T24	2T24
Disponibilidade (%)	98%	81%	82%	94%	100%
Despacho (%)	0%	0%	30%	19%	0%
Geração Líquida (GWh)	0	2	420	265	0
Geração Bruta (GWh)	0	3	473	298	0

► Geração Térmica a Óleo^{10,11}

Viana e Geramar I e II

	2T25	1T25	4T24	3T24	2T24
Disponibilidade (%)	100%	43%	98%	98%	100%
Despacho (%)	0%	0%	5%	7%	0%
Geração Líquida (GWh)	0	0	35	75	0
Geração Bruta (GWh)	0	0	37	75	0

► Geração Solar

Futura 1

	2T25	1T25	4T24	3T24	2T24
Disponibilidade (%)	98%	98%	78%	97%	97%
Fator de Capacidade (%) ¹²	28%	28%	33%	30%	27%
Geração Frustrada por Restrição (GWh)	-69	-81	-49	-91	-21
Geração Bruta pós Restrição (GWh)	339	337	338	360	370
Geração Líquida (GWh)	337	334	336	357	367

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:

¹⁰ 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.

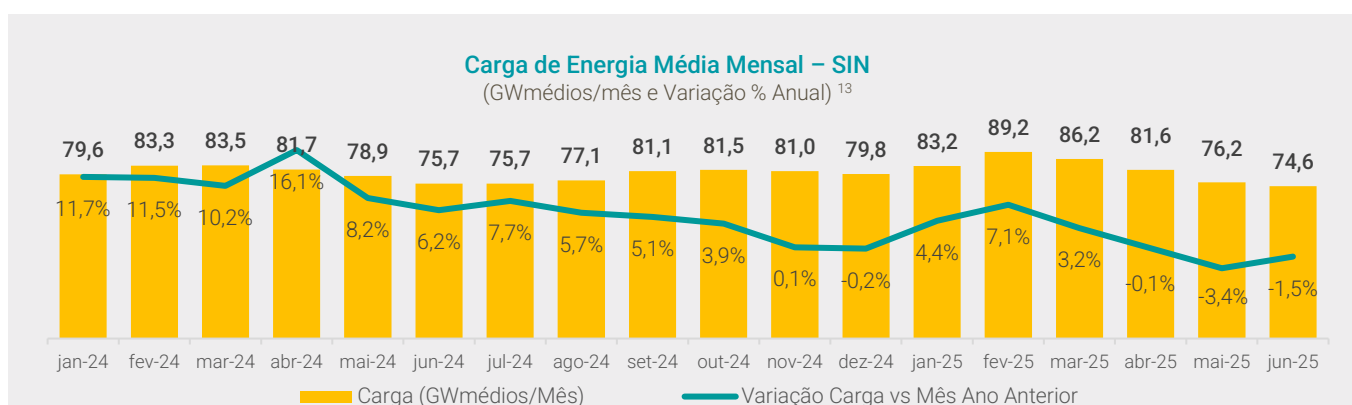
¹¹ Os contratos regulados das UTEs Viana e Geramar I e II encerraram em dezembro/24. Essas UTEs poderão ser acionadas pelo ONS para gerar *merchant* até o início dos seus respectivos contratos regulados referentes ao Leilão de Reserva de Capacidade de 2021, em agosto/25 e outubro/25, respectivamente.

¹² 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).

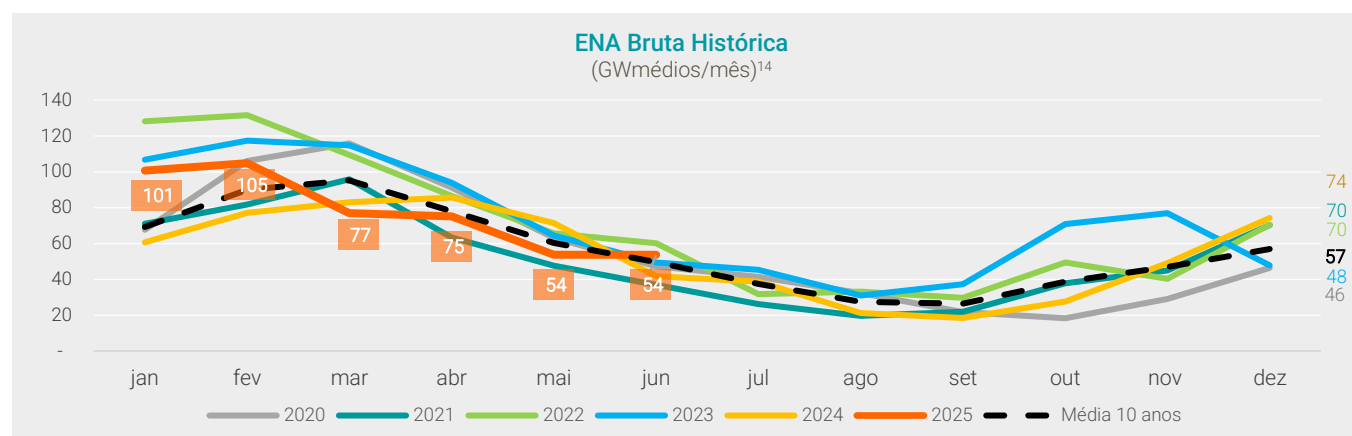
Contexto Setorial

- ▶ Retorno do despacho termelétrico regulatório no SIN por ordem de mérito, com a redução do volume de precipitações em parte do período, a despeito de níveis ainda confortáveis de reservatórios
- ▶ Perspectiva de ocorrência de déficit de potência no SIN para atendimento a picos diários e horários de carga de até 4 GW no 2S25 leva a aprovação de medidas urgentes no setor para garantir a segurança eletroenergética, com adição de potência disponível e flexível ao sistema
- ▶ Sinalização de demanda por importação de energia pela Argentina a partir de junho conforme sazonalidade esperada, com exportação pelo Brasil limitada pela necessidade de geração termelétrica para o SIN

Após diversos períodos de crescimento sequenciais e recordes históricos de cargas diárias e instantâneas atingidos até o 1T25, no 2T25 foi observada a redução da carga de energia no sistema, reflexo, principalmente, das menores temperaturas registradas para o período em 2025 comparado às médias históricas. Assim, a carga média de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional ("SIN") totalizou 77,5 GWm no 2T25, comparada aos 86,1 GWm registrados no 1T25 e aos 78,8 GWm do 2T24.



O 2T25 registrou volumes de precipitações e Energia Natural Afluenta ("ENA") menores do que as médias históricas dos últimos 10 anos nos subsistemas Norte e Nordeste e em linha com o histórico no subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE-CO). O subsistema Sul, por sua vez, apresentou duas situações atípicas extremas no período: níveis de ENA abaixo das médias históricas em abril e maio/25, e o retorno de elevados volumes de precipitações em junho/25, impulsionando a ENA média mensal para valores acima do histórico médio de 10 anos.



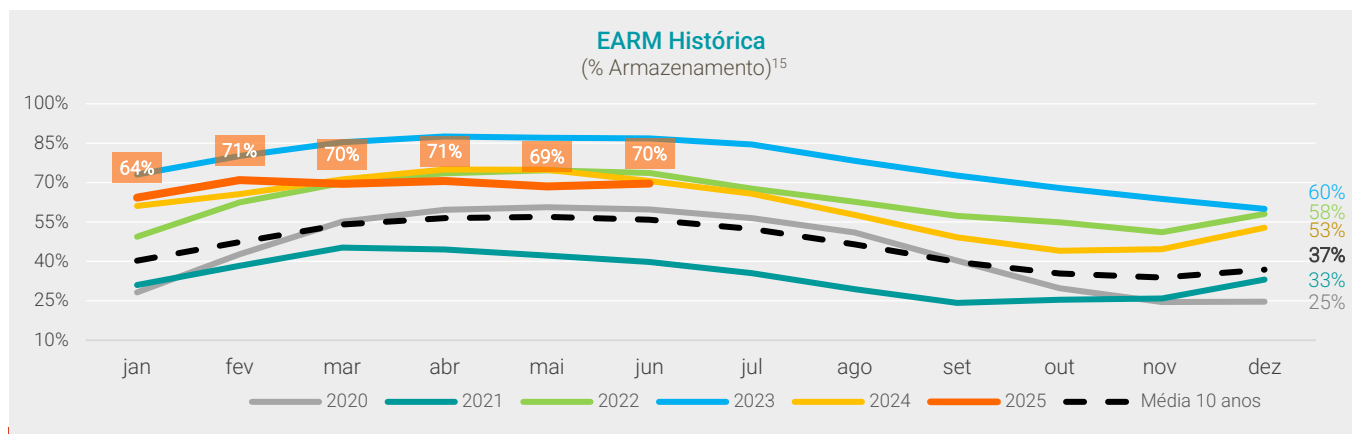
Os volumes de Energia Armazenada ("EARM") nos reservatórios hídricos apresentaram comportamentos díspares ao longo do 2T25 nos submercados, tendo se mantido em patamares semelhantes aos do fechamento do 1T25 ao longo de todo o trimestre nos subsistemas SE-CO e Norte e abaixo dos volumes médios do trimestre anterior no Nordeste e Sul ao longo de quase todo o período, com reversão de tendência no Sul e aumento excepcionalmente em junho/25 com as fortes chuvas registradas,

Notas:

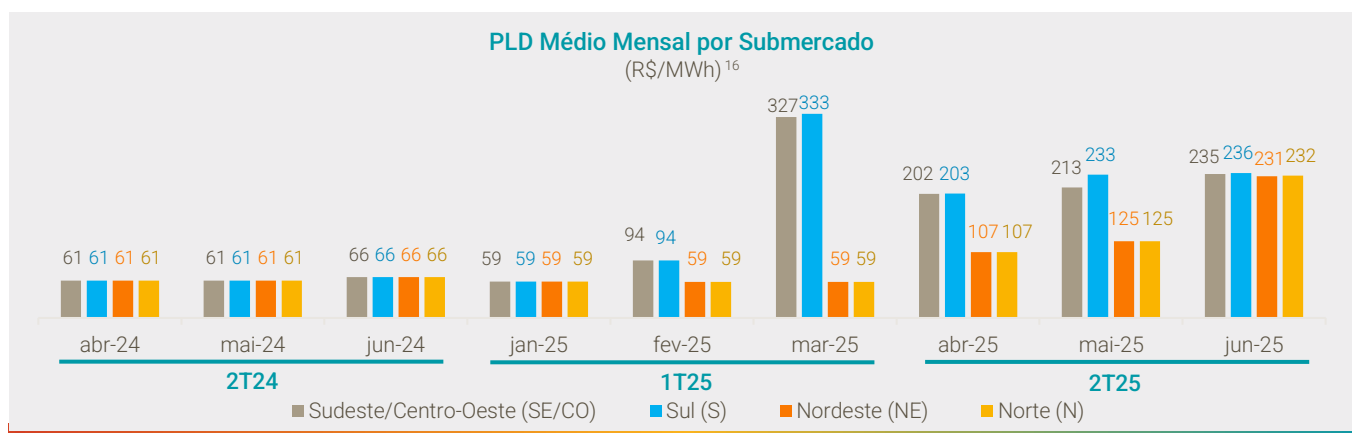
¹³ Fonte: Site do ONS: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Acesso em julho/25.

¹⁴ Fonte: Site do ONS: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afuenta_subsistema.aspx - Acesso em julho/25.

encerrando o 2T25 com volume de EARM 20 p.p. acima do valor de março/25. Mesmo com as ligeiras reduções nos volumes de armazenamento no SIN de forma geral, os volumes de EARM em todos os subsistemas ainda se encontravam acima das médias históricas no fechamento do 2T25.



Mesmo nesse cenário de níveis ainda confortáveis de reservatórios e redução da carga, o Preço de Liquidação das Diferenças ("PLD") permaneceu em patamares acima do piso em todos os submercados ao longo do 2T25, embora abaixo das máximas registradas no SE/CO e Sul em março/25. Também é importante observar que, no 2T25, ainda foram registrados descasamentos significativos entre o PLD nos diferentes submercados do SIN, principalmente nos 2 primeiros meses do trimestre. Em diversos dias dos meses de abril/25 e maio/25, Norte e Nordeste apresentaram PLDs horários mais baixos que os demais submercados, embora acima do piso de R\$ 58,60/MWh, como reflexo da maior geração hídrica sazonal das usinas a fio d'água e maior geração solar sazonal na região no início do 2T25. Por outro lado, o aumento dos PLDs nos submercados Sudeste e Sul foi impulsionado principalmente pelo início da deterioração da situação hidrológica nesses submercados e o início da utilização do Modelo *Newave* híbrido, que considera os reservatórios das hidrelétricas de forma individualizada e adota critérios mais rigorosos de aversão ao risco, que tendem a trazer tanto maior segurança e confiabilidade ao sistema quanto maior elasticidade de preços em cenários de piora na hidrologia de curto prazo.



No contexto acima, as fontes hidrelétricas começaram a reduzir a sua participação relativa em proporção à geração de energia total do SIN no 2T25, passando da média de 68% no encerramento do 1T25 para uma média diária de 60% no 2T25, e abaixo da média de 65% registrada no 2T24.

A geração solar reduziu ligeiramente a sua participação relativa de 13% ao longo do 1T25 para 12% no 2T25, embora tenha continuado acima dos 9% registrados no 2T24. A participação absoluta seguiu comportamento semelhante, passando de 10,8 GWm no 1T25 para 9,2 GWm no 2T25, mas apresentando crescimento frente aos 7,2 GWm observados no 2T24. O aumento na comparação anual reflete principalmente a adição de capacidade instalada de fontes centralizadas e de geração distribuída, ao passo que a redução na comparação sequencial está em linha com a sazonalidade esperada para o período, com a redução dos patamares médios de irradiância ao longo do segundo trimestre comparado ao esperado para o primeiro trimestre.

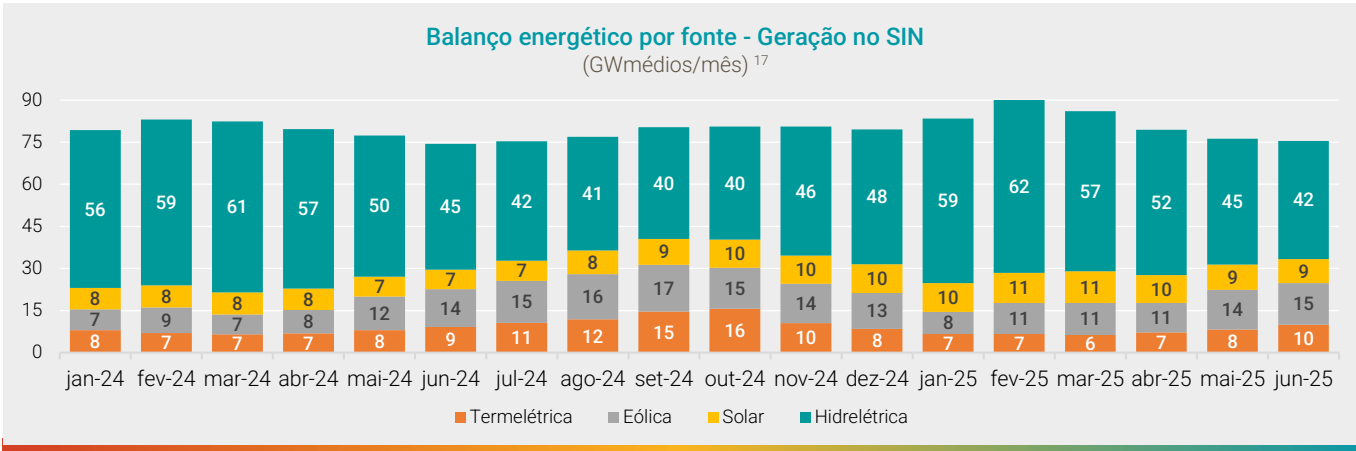
Notas:

¹⁵ Fonte: Site do ONS: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx - Acesso em julho/25.

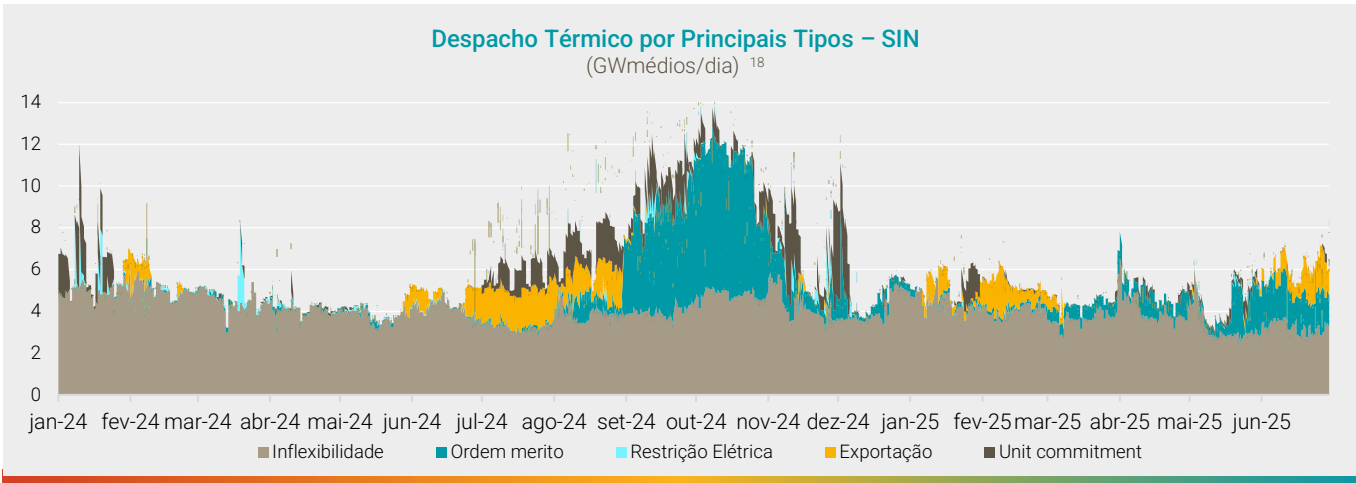
¹⁶ Fonte: Dados disponíveis no site da CCEE, em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos> - Acesso em julho/25.

Já a participação da geração eólica no total de geração do SIN apresentou aumento nos dois períodos de comparação, atingindo 17% no 2T25, frente aos 12% do 1T25 e 15% do 2T24, refletindo uma maior intensidade de ventos na costa brasileira nesse trimestre quando comparada ao mesmo período de 2024, que favoreceu os principais parques eólicos do país.

Como reflexo da deterioração hidrológica em parte do período, o despacho termelétrico também expandiu sua participação relativa no 2T25, contribuindo com 11% do total da geração no SIN no período, frente a 8% no 1T25 e 10% no 2T24.



Nesse contexto, houve continuação da tendência de crescimento do despacho regulatório termelétrico no SIN por ordem de mérito a partir do 2T25. Adicionalmente, em determinados momentos do período, também foi observado o despacho fora da ordem de mérito por motivo de razão elétrica e *unit commitment*, embora em menor quantidade comparados a 2024, para atendimento aos picos diários e horários de carga.



O despacho de usinas termelétricas fora da ordem de mérito, com CVUs superiores aos PLDs máximo horários, solicitados pelo ONS para suprimento de potência instantânea, reflete condições estruturais do sistema, assim como restrições operativas de defluência mínima e máxima a serem obedecidas pelas usinas hidrelétricas, restrições de uso múltiplo da água impostas ao ONS e a crescente matriz intermitente do SIN. Esse efeito tem se refletido, desde o final de 2023, em despachos por restrição elétrica para garantia de confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico, em maior ou menor frequência nos meses, de acordo com a necessidade sistêmica, mesmo em cenário de níveis médios de reservatório historicamente elevados.

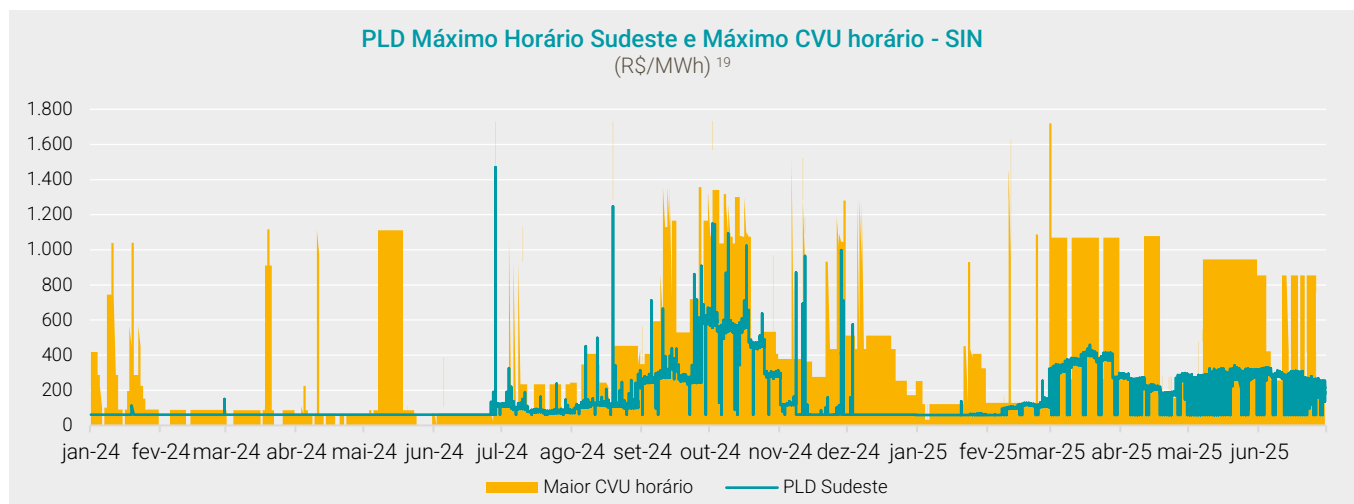
Nesse sentido, em maio/25, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) anunciou a possibilidade de ocorrência de déficit de potência no segundo semestre de 2025 (2S25) em cerca de 4,2 GW, evidenciado em alguns cenários dos modelos de planejamento elétrico do SIN, com esgotamento dos recursos de reserva operativa já em 2025, principalmente em função da elevação da demanda nos horários de ponta e de potenciais atrasos em obras de geração e transmissão. Para mitigar o risco do déficit e garantir a segurança eletroenergética do sistema, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, suportado pelos estudos

Notas:

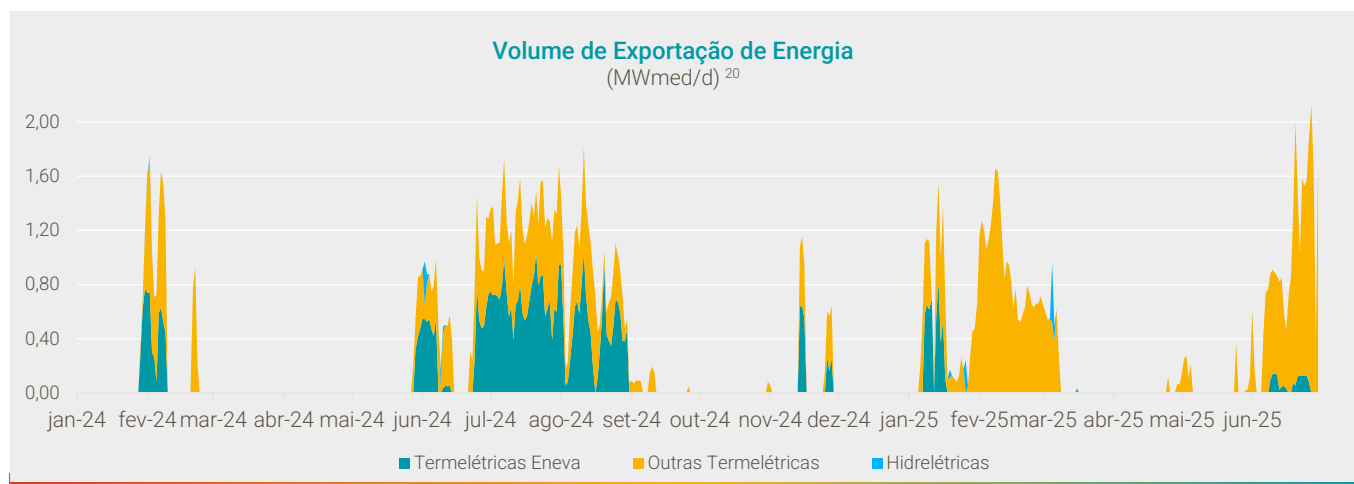
¹⁷ Fonte: Site do ONS: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em julho/25.

¹⁸ 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 julho/25.

do ONS, recomendou uma série de medidas que foram implementadas entre junho/25 e julho/25 pelos órgãos de regulação, planejamento e operação do setor, como a antecipação de contratos de capacidade de usinas termoeletricas contratadas em 2021 (em um total de 2,3GW de usinas que passam a ficar disponíveis ao sistema a partir do 2S25, incluindo as UTEs Viana, Geramar I e II e Parnaíba IV, do portfólio térmico da Eneva) e a possibilidade de oferta de geração com condições de flexibilidade operativa de usinas operacionais do SIN que possuem contratos com despacho antecipado (que somam cerca de 2GW de capacidade flexível ao sistema, dentre as quais estão incluídas as UTEs Linhares e Porto do Sergipe I do portfólio da Companhia).



Conforme sazonalidade esperada no período, a exportação de energia pelo Brasil arrefeceu no início do trimestre com as temperaturas mais amenas na Argentina, características de meia-estação, apresentando retorno de sinalização de forte demanda por importação de energia pelo país ao final do trimestre com a aproximação do inverno e a redução significativa das suas temperaturas médias. No entanto, apesar do forte sinal de demanda, as exportações de energia foram impactadas pelo maior despacho termelétrico demandado pelo SIN.



Notas:

¹⁹ Fonte: Sites da CCEE (PLD) e ONS (CVU da UTE marginal que gerou) – Acesso em julho/25.

²⁰ <https://dados.ons.org.br/dataset/geracao-termica-despacho-2>- Acesso em julho/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 julho/25..

Desempenho Financeiro

Consolidado

(R\$ Milhões)

	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
Receita Operacional Líquida	3.514,0	1.943,0	80,9%	7.937,5	3.947,8	101,1%
Custos Operacionais	(1.747,1)	(770,9)	126,6%	(4.532,2)	(1.535,7)	195,1%
Despesas Operacionais	(195,9)	(129,2)	51,6%	(362,8)	(276,4)	31,3%
SG&A	(117,9)	(108,4)	8,7%	(244,8)	(217,5)	12,5%
SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)	(26,1)	(22,2)	17,9%	(49,9)	(42,9)	16,4%
Demais despesas	(91,7)	(86,2)	6,4%	(194,9)	(174,7)	11,6%
Despesas com Exploração, G&G	(78,0)	(20,8)	275,3%	(118,0)	(58,9)	100,3%
Poços secos e PCLD	(29,6)	-	N/A	(30,7)	(23,2)	32,2%
Custos com Depreciação e Amortização	(428,4)	(276,2)	55,1%	(745,3)	(557,1)	33,8%
Despesas com Depreciação e Amortização	(233,4)	(67,6)	245,4%	(471,4)	(135,5)	247,9%
Mais-Valias, Menos-Valias e Ágio	(222,7)	(59,2)	275,8%	(446,8)	(118,5)	277,1%
Outras Receitas/Despesas	96,5	27,5	251,5%	152,3	23,4	551,9%
Equivalência Patrimonial	0,8	0,0	10.823,8%	1,2	0,5	143,3%
EBITDA ICVM 527/12	1.668,3	1.070,4	55,9%	3.196,1	2.159,5	48,0%
Resultado Financeiro Líquido	(251,8)	(918,7)	-72,6%	(505,1)	(1.625,8)	-68,9%
EBT	754,8	(192,1)	492,9%	1.474,3	(158,8)	1.028,2%
Impostos Correntes	(36,8)	(36,1)	1,7%	(105,1)	(96,1)	9,3%
Impostos Diferidos	(232,0)	1.415,1	-116,4%	(414,4)	1.508,6	-127,5%
Resultado Líquido do Período	485,9	1.186,9	-59,1%	954,8	1.253,6	-23,8%
Resultado Líquido Participações Minoritárias	121,5	120,2	1,1%	205,9	247,8	-16,9%
Resultado Líquido Eneva	364,5	1.066,7	-65,8%	748,9	1.005,9	-25,6%

No 2T25, a Eneva alcançou mais um marco histórico com o registro do maior EBITDA trimestral de sua trajetória, alcançando R\$ 1.668,3 milhões. Esse resultado representa um crescimento de R\$ 598,0 milhões na comparação com o mesmo período do ano anterior, refletindo a sólida performance operacional do portfólio da Companhia, além de importantes contribuições do primeiro período com 100% da capacidade operacional do segmento de comercialização de gás fora da malha ("Off-Grid"), expressivos resultados da comercialização de gás na malha ("On-grid") e o resultados dos ativos adquiridos no 4T24.

Os principais fatores que impulsionaram o crescimento do EBITDA no 2T25 em comparação ao 2T24 foram:

- Incremento de R\$ 466,3 milhões de EBITDA proveniente dos ativos de geração a gás das empresas Linhares Geração S.A. ("Linhares"), Termelétrica Viana S.A. ("Tevisa"), Povoação Energia S.A. ("Povoação") localizados no Espírito Santo (em conjunto denominados "Térmicas a Gás do Espírito Santo"), adquiridas no 4T24;
- Crescimento de R\$ 134,2 milhões no EBITDA do Hub Sergipe, impulsionado, principalmente, pelo desempenho relevante da mesa de gás, que em mais um trimestre alavancou seus resultados através da captura de oportunidades no mercado e momentos favoráveis de arbitragem de preços;
- Primeiro trimestre de operação com 100% da capacidade da planta de liquefação de gás do Complexo Parnaíba, atingindo EBITDA de R\$ 78,5 milhões na Comercialização de Gás Off-grid, refletindo a consolidação do segmento após o período de estabilização. Vale destacar que o EBITDA do 2T25 ainda não reflete o potencial total do segmento, uma vez que um dos contratos firmados, cuja demanda máxima atingirá 25% do volume total nominal das plantas, apresentará aumento gradual do volume contratado até o 4T26;
- Crescimento de R\$ 35,2 milhões no EBITDA do segmento de Upstream, suportado, principalmente pela expansão da margem variável no período, basicamente resultado do aumento do volume de gás produzido no Complexo Parnaíba, em decorrência do crescimento do despacho no 2T25. Vale ressaltar que as receitas de venda de gás e arrendamento

entre as térmicas R2W e o *Upstream* são eliminadas no Consolidado (cuja receita total do *Upstream* representam R\$ 123,0 milhões da variação total do *Upstream* no período), mas impactam na variação individual de cada segmento;

- Aumento de R\$ 34,5 milhões no EBITDA dos ativos do Complexo Parnaíba, refletindo o aumento da margem fixa e a contribuição das receitas referentes ao maior despacho médio vs. o 2T24, que mais do que compensaram os efeitos negativos pontuais na margem de *trading* no período, atingindo um EBITDA de R\$ 325,9 milhões no 2T25;
- EBITDA da UTE Jaguatirica II superior em R\$ 11,0 milhões ao 2T24, acompanhando a combinação do aumento das receitas fixas contratuais e redução nos custos fixos, deduções por indisponibilidade e do SG&A no trimestre;
- Melhora de R\$ 9,4 milhões no EBITDA dos ativos de Geração a Carvão, reflexo do reajuste contratual da receita fixa, que mais do que compensou o aumento dos custos fixos e o ligeiro impacto negativo da margem variável no período.

Em contrapartida, o EBITDA do 2T25 foi impactado por fatores que parcialmente compensaram o desempenho positivo dos segmentos mencionados anteriormente, sendo os principais:

- EBITDA de R\$ 10,0 milhões no segmento de Comercialização de Energia, representando uma queda de R\$ 72,1 milhões frente ao 2T24, impactado pela menor margem comercial do período, que refletiu também os resultados dos *swaps* energéticos na forma de contratos de compra e venda de energia realizados com o segmento de Geração Solar no 2T25;
- Redução de R\$ 42,8 milhões no EBITDA do segmento *Holding* e Outros (ex-Equivalência), explicada, principalmente, por efeitos *one-off* que beneficiaram positivamente o 2T24 e distorcem a comparação entre os trimestres, tais como (i) o reconhecimento de receita no total de R\$ 32,0 milhões associada a créditos de Conta Consumo e Combustível (CCC) da SPE Amapari no 2T24 e (ii) a reversão de R\$ 4,0 milhões de custos capitalizados naquele período referentes às despesas retroativas do projeto Azulão 950 naquele período;
- Contabilização de -R\$ 30,6 milhões de EBITDA dos ativos de Geração a Óleo, reflexo dos custos fixos e despesas de SG&A necessários para a manutenção das operações das usinas até o início do suprimento dos contratos referentes ao Leilão de Reserva de Capacidade de 2021, cujas datas de início foram antecipadas de julho/26 para agosto/25 no caso da UTE Viana e outubro/25 para as UTEs Gera Maranhão I e II;
- Variação negativa de R\$ 14,8 milhões no EBITDA de Geração Solar, decorrente, sobretudo, dos maiores custos com compra de energia e ressarcimento de encargos com o maior volume de *curtailments* no 2T25 frente ao 2T24.

No 2T25, o total de Depreciação e Amortização ("D&A"), considerando custos e despesas, foi de -R\$ 661,8 milhões, crescimento de R\$ 318,0 milhões frente ao mesmo período de 2024, impactado, principalmente, pelo início do impacto de custos e despesas com depreciação dos ativos adquiridos e dos ativos que entraram em operação comercial no período, além de: (i) -R\$ 144,5 milhões referentes às amortizações de mais e menos valia e ágio dos ativos adquiridos no 4T24 (sendo -R\$ 15,2 milhões desse valor dedutíveis para fins do IRPJ/CSL); e (ii) aumento de R\$ 101,9 milhões nos custos com D&A do segmento de Geração a Carvão, referente ao início de aplicação de depreciação contábil acelerada de determinados componentes das usinas que não serão reutilizados em caso de eventual troca de fonte de combustível pós primeiro ciclo contratual.

O resultado financeiro líquido no 2T25 foi de -R\$ 251,8 milhões, apresentando uma melhora de R\$ 666,9 milhões em relação aos -R\$ 918,7 milhões registrados no 2T24. A melhora observada no período foi impulsionada pelos seguintes efeitos recorrentes e não caixa: (i) impacto de R\$ 588,1 milhões na variação cambial sobre o passivo em dólar americano referente ao arrendamento do FSRU da UTE Porto de Sergipe I na comparação do 2T25 frente ao 2T24, refletindo a desvalorização do câmbio no 2T25, enquanto no 2T24 foi contabilizado um impacto negativo em função da valorização do dólar naquele trimestre; e (ii) variação positiva de R\$ 118,1 milhões na rubrica de perdas/ganhos com derivativos entre o 2T25 e o 2T24, associada principalmente ao resultado positivo no 2T25 da marcação a mercado do *swap* da operação de antecipação de recebíveis da UTE Porto de Sergipe I, em função da redução da curva futura de DI no médio e longo prazo.

Os impostos correntes e diferidos no 2T25 somaram -R\$ 268,8 milhões, em função de maior passivo fiscal diferido sobre variação cambial do FSRU devido ao efeito positivo no trimestre dado a desvalorização do câmbio, e menor constituição de ativo fiscal diferido no período. No 2T24, as rubricas totalizaram valor positivo de R\$ 1.379,0 milhões, cujo montante reflete o efeito pontual de R\$ 1.429,7 milhões relacionado à baixa do saldo do passivo fiscal diferido relacionado à mais-valia da Celse registrada por ocasião de sua incorporação pela Holding no 2T24, viabilizando a dedutibilidade da amortização da mais-valia para fins fiscais. Por conta dessa incorporação foi realizada a baixa do Imposto Diferido constituído na aquisição de Celse. Vale destacar que o valor trimestral de amortização dessa mais valia é de R\$ 51,5 milhões, dedutível a partir do final do 2T24.

Como resultado da dinâmica apresentada, o lucro líquido consolidado da Eneva, desconsiderando o resultado líquido de participações minoritárias, foi de R\$ 364,5 milhões no 2T25.

Fluxo de Caixa Consolidado

Fluxo de Caixa Livre

(R\$ Milhões)

	2T25	2T24	Var. Abs.	6M25	6M24	Var. Abs.
Posição de Caixa Início de Período ²¹	4.765,8	2.387,7	2.378,1	3.866,3	2.592,6	1.273,7
(+) Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais (FCO)	1.300,9	958,4	342,5	2.319,1	2.065,7	253,4
EBITDA ICVM 527/12	1.668,3	1.070,4	597,9	3.196,1	2.159,5	1.036,6
Var. Capital de Giro	(177,8)	(56,9)	(120,9)	(575,4)	(2,0)	(573,4)
Imposto de Renda e Contribuição Social	(34,6)	(53,5)	19,0	(133,5)	(99,0)	(34,5)
Var. Outros Ativos e Passivos	(155,1)	(1,6)	(153,5)	(168,1)	7,2	(175,3)
(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento (FCI)	(1.471,8)	(508,1)	(963,7)	(2.388,2)	(1.110,2)	(1.278,0)
(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento (FCF)	(739,0)	(1.137,7)	398,6	58,6	(1.847,8)	1.906,5
Captações/Desembolsos Dívida	5,4	2.621,6	(2.616,2)	1.799,3	2.659,5	(860,3)
Amortização de Principal ²²	(223,5)	(3.131,0)	2.907,5	(457,4)	(3.206,3)	2.748,9
Amortização de Juros ²²	(348,8)	(284,6)	(64,3)	(733,0)	(763,2)	30,2
Arrendamento Mercantil	(98,4)	(104,4)	5,9	(203,1)	(209,4)	6,3
Outros	(73,6)	(239,3)	165,7	(347,1)	(328,5)	(18,7)
(=) Geração de Caixa Total	(910,0)	(687,6)	(222,4)	(10,5)	(892,5)	882,0
Posição de Caixa Final de Período ²¹	3.855,8	1.700,1	2.155,7	3.855,8	1.700,1	2.155,7

O fluxo de caixa operacional ("FCO") totalizou R\$ 1.300,9 milhões no 2T25, refletindo o sólido resultado operacional do trimestre, mitigado principalmente pela variação negativa de capital de giro do período e de outros ativos e passivos.

A necessidade de capital de giro no trimestre reflete a combinação de diversos efeitos, com destaque para: (i) efeito líquido de cerca de -R\$ 105,0 milhões considerando as movimentações de contas a pagar (fornecedores) e contas a receber referente às operações estruturadas realizadas no 4T24 no segmento de comercialização de energia, com os pagamentos e recebimentos referentes ao mês competência de março/25 tendo sido liquidados e recebidos (efeito caixa) em abril/25; (ii) -R\$ 31,0 milhões de baixas de fornecedores referentes a pagamentos de seguros das usinas provisionados ao final de 2024.

A variação de -R\$ 155,1 milhões de outros ativos e passivos no 2T25 foi basicamente em função dos provisionamentos de receitas não operacionais a receber referentes à operação de otimização de cargas de GNL com o fornecedor de combustível da UTE Porto de Sergipe I.

O fluxo de caixa de atividades de investimento ("FCI") apresentou saída de caixa total de R\$ 1.471,8 milhões no 2T25, em função, principalmente, dos seguintes desembolsos realizados:

- R\$ 658,5 milhões direcionados ao projeto Azulão 950, considerando os pagamentos destinados ao desenvolvimento de E&P e à construção das usinas;
- R\$ 573,6 milhões relacionados a diversos projetos na Holding, incluindo despesas com aquisição e desenvolvimento de *pipeline* de projetos termelétricos para futuros leilões;
- R\$ 127,8 milhões referentes às atividades de *Upstream* de exploração nas Bacias do Amazonas e Parnaíba e ao desenvolvimento dos campos na Bacia do Parnaíba;
- R\$ 51,0 milhões em investimentos de *sustaining* nos ativos operacionais da Companhia;
- R\$ 34,6 milhões direcionados ao segmento de Comercialização Off-grid (SSLNG) no Complexo Parnaíba;
- R\$ 26,3 milhões referentes à pagamentos remanescentes relacionados à implementação da UTE Parnaíba VI.

Notas:

²¹ Inclui caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários.

²² Além das amortizações de juros e principal, estão incluídas nessa linha as movimentações de depósitos vinculados constituídos ou liberados para pagamentos de principal e juros.

No 2T25, o fluxo de caixa de financiamento consumiu R\$ 739,0 milhões no 2T25, em função, basicamente, dos movimentos abaixo:

- Amortizações de principal e pagamento de juros líquidos da liberação de depósitos vinculados referentes aos financiamentos, no total de R\$ 572,4 milhões, majoritariamente seguindo o cronograma de pagamento previstos das dívidas, referentes às debêntures e aos financiamentos contratados;
- Pagamentos de R\$ 98,4 milhões em arrendamento mercantil, sendo cerca de R\$ 84,7 milhões destinados ao arrendamento do navio FSRU e do rebocador do Hub Sergipe, além de pagamentos de arrendamento principalmente nos segmentos *Upstream*, na operação do Sistema Integrado Azulão-Jaguaririca e no segmento de SSLNG;
- Pagamentos na linha de “Outros” de R\$ 60,4 milhões em principal e juros relacionados aos contratos de antecipação parcial de recebíveis de direitos creditórios das receitas fixas das UTEs Itaqui e Pecém II; e R\$ 47,8 milhões em dividendos semestrais pagos ao Itaú Unibanco S.A. referentes à participação detida pelo banco nas ações preferenciais de emissão da controlada integral Eneva Participações III S.A.; compensados por efeitos positivos relacionados à liquidação de instrumentos financeiros derivativos no período em um total de R\$ 37,0 milhões.

Como resultado, a Eneva encerrou o 2T25 com saldo de caixa livre consolidado de R\$ 3.855,8 milhões, redução de R\$ 910,0 milhões frente à posição de caixa do final do 1T25.

Desempenho Econômico-Financeiro por Segmento

► Geração Térmica a Gás no Parnaíba

Este segmento é composto pelas controladas:

- (i) Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. – PGC, que detém as UTEs Parnaíba I e Parnaíba V; e
- (ii) Parnaíba II Geração de Energia S.A., que detém as UTEs Parnaíba II, Parnaíba III Parnaíba IV e Parnaíba VI.

DRE – Geração Parnaíba²³

(R\$ Milhões)

	2T25	2T24 ²⁴	%	6M25	6M24	%
Receita Operacional Bruta	793,7	579,5	37,0%	1.411,9	1.245,6	13,4%
Receita Fixa	545,4	494,5	10,3%	1.092,0	989,6	10,4%
Receita Variável	248,3	84,9	192,3%	319,8	256,0	24,9%
Contratual	126,3	1,8	7.045,9%	126,6	33,0	283,3%
Mercado de curto prazo	122,0	83,2	46,7%	193,3	223,0	-13,3%
Exportação	18,7	71,1	-73,8%	61,8	131,9	-53,2%
Trading	30,0	14,2	111,1%	36,8	33,5	9,7%
Lastro (FID)	(6,1)	-	N/A	5,8	-	N/A
Outros	79,4	(2,1)	3.831,5%	88,9	57,6	54,4%
Deduções sobre a Receita Bruta	(82,0)	(80,4)	2,0%	(157,1)	(162,9)	-3,6%
Devolução de Receita Fixa	(2,3)	(22,2)	-89,7%	(15,3)	(38,0)	-59,7%
Receita Operacional Líquida	711,7	499,1	42,6%	1.254,8	1.082,6	15,9%
Custos Operacionais	(437,8)	(237,7)	84,2%	(775,1)	(534,4)	45,0%
Custo Fixo	(156,0)	(148,6)	5,0%	(315,4)	(293,0)	7,7%
Transmissão e encargos regulatórios	(55,9)	(49,4)	13,0%	(111,6)	(99,6)	12,0%
O&M	(30,7)	(33,0)	-6,8%	(65,0)	(61,0)	6,6%
Arrendamento fixo UTG	(69,4)	(66,2)	4,8%	(138,8)	(132,4)	4,8%
Custo Variável	(220,4)	(48,1)	358,2%	(341,0)	(160,0)	113,2%
Gás Natural	(120,2)	(23,5)	410,2%	(178,6)	(104,4)	71,0%
Distribuidora	(10,0)	(2,8)	260,1%	(13,4)	(8,7)	53,4%
Arrendamento variável UTG	(17,2)	(4,4)	288,9%	(23,0)	(11,0)	108,5%
Trading ²⁵	(66,7)	(16,7)	299,6%	(70,8)	(33,2)	112,9%
Lastro (FID)	(0,4)	-	N/A	(47,2)	-	N/A
Outros	(6,0)	(0,7)	777,9%	(8,1)	(2,5)	217,6%
Depreciação e Amortização	(61,5)	(40,9)	50,2%	(118,7)	(81,4)	45,8%
Despesas Operacionais	(8,0)	(8,5)	-6,1%	(16,3)	(16,8)	-2,8%
SG&A	(7,7)	(8,3)	-7,4%	(15,8)	(16,2)	-2,6%
Depreciação e Amortização	(0,3)	(0,2)	62,7%	(0,5)	(0,6)	-9,9%
Outras Receitas/Despesas	(1,8)	(2,7)	-34,5%	(2,4)	(3,6)	-35,2%
EBITDA ICVM 527/12	325,9	291,4	11,8%	580,2	609,8	-4,9%
Margem EBITDA (%)	41,1%	50,3%	-9,2 p.p.	41,1%	49,0%	-7,9 p.p.

No 2T25, o Complexo Parnaíba apresentou crescimento de 10,3% nas receitas fixas em relação ao mesmo trimestre de 2024, refletindo (i) o incremento de receita fixa em R\$ 27,8 milhões no 2T25 referente ao início do contrato regulado da UTE Parnaíba VI iniciado no 1T25, que adicionará receita contratada anual total de R\$ 118,0 milhões e (ii) o reajuste contratual a IPCA ocorrido em novembro/24 das demais usinas, com exceção da UTE Parnaíba IV, a qual não possuía contrato vigente no período. Vale

Notas:

²³ Os resultados do segmento são considerados na atividade de "Térmicas a Gás" nos valores contábeis divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais.

²⁴ Os resultados do 2T24 refletem os resultados gerenciais da Companhia, com pequenas variações em relação aos valores divulgados nas Informações Trimestrais (ITR) contábeis para o período.

²⁵ Adicionalmente aos custos de trading, considera operações de compra de energia em função de necessidades pontuais dos ativos no trimestre.

destacar que a UTE Parnaíba IV recentemente teve o início do seu contrato referente ao Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 antecipado de julho/26 para outubro/25, gerando, portanto, receitas adicionais para o Complexo Parnaíba a partir do 4T25.

Os custos fixos no 2T25 somaram R\$ 156,0 milhões, sendo 5,0% maiores na comparação com o 2T24, em função de (i) aumento de R\$ 6,4 milhões nos custos com TUST e encargos regulatórios, explicado tanto pelo reajuste anual da TUST ocorrido em julho/24, quanto pelos custos adicionais referentes ao início do contrato regulado da UTE Parnaíba VI no início de 2025; (ii) crescimento de R\$ 3,2 milhões nos custos com arrendamento fixo, os quais são eliminados na visão consolidada da Companhia, relacionados ao reajuste aplicado em janeiro/25 entre o segmento de *Upstream* e Complexo Parnaíba; (iii) parcialmente compensados pela redução de R\$ 2,2 milhões nos custos com O&M, refletindo a postergação de manutenções que ocorreram nesse mesmo período de 2024, reduzindo os custos na comparação entre os trimestres, além de menores custos com pessoal.

A margem fixa das usinas do Complexo Parnaíba no 2T25 totalizou R\$ 334,6 milhões, crescimento de R\$ 38,4 milhões em relação ao 2T24, impulsionado pela entrada em operação da UTE Parnaíba VI e expansão das receitas fixas, mais do que compensando o aumento dos custos fixos no período.

A receita variável no 2T25 somou R\$ 248,3 milhões, aumento de R\$ 163,4 milhões em relação ao 2T24, refletindo o maior despacho médio do Complexo Parnaíba no comparativo anual (32% no 2T25 frente a 7% registrado no 2T24), impulsionada principalmente por:

- Crescimento de R\$ 124,5 milhões nas receitas contratuais, que atingiram R\$ 126,3 milhões no 2T25, relacionadas, principalmente, aos despachos por ordem de mérito ocorridos ao longo desse trimestre, sobretudo a partir de meados de maio/25;
- Contribuição de R\$ 79,4 milhões de receitas vinculadas a outros tipos de despachos regulatórios, além de comissionamentos, testes de disponibilidade e demais necessidades operacionais de geração das usinas no período;
- Aumento líquido de R\$ 9,7 milhões no montante total de receitas com *trading* de energia e receitas com lastro (FID) em relação ao 2T24, impactadas pelo estorno contabilizado no 2T25 de receita anteriormente provisionada de lastro no valor de -R\$ 6,1 milhões, após revisões de contabilização por órgãos reguladores; e
- Parcialmente compensadas, sobretudo, pela redução de R\$ 52,4 milhões nas receitas de exportação frente ao 2T24, principalmente em função da maior necessidade de atendimento ao SIN e, portanto, menor volume exportado no 2T25 *versus* o 2T24, com grande parte dos ativos do Complexo Parnaíba despachados por ordem de mérito no período de maior demanda da Argentina no decorrer do 2T25.

Os custos variáveis somaram R\$ 220,4 milhões, aumento de R\$ 172,3 milhões na comparação com o 2T24, refletindo, principalmente, o crescimento de R\$ 121,3 milhões nos custos associados à geração em comparação com o 2T24, acompanhando o maior despacho médio no 2T25. Os demais custos variáveis no período foram referentes às operações de *trading* e lastro (FID), com destaque para os seguintes efeitos pontuais, parte deles com contrapartida em receitas:

- Compra de energia a PLD em um total de -R\$ 13,8 milhões referente à geração por ordem de mérito na UTE Parnaíba V no período em que a usina estava indisponível para manutenção programada, com contrapartida positiva de R\$ 15,0 milhões nas receitas variáveis contratuais atreladas à remuneração a CVU;
- Revisão de provisionamento de contabilização de operação realizada em março/25 no valor de -R\$ 7,7 milhões; e
- Impacto de -R\$ 3,3 milhões referente ao lançamento registrado como custo de *trading* de energia pela CCEE associado à parcela da inflexibilidade de P-VI gerada por P-III com contrapartida positiva em igual valor contabilizada em receitas de ACL.

Dessa forma, considerando também as deduções de receita proporcionais e a devolução de receita fixa referente ao volume exportado no período, a margem variável no 2T25 totalizou R\$ 0,7MM frente a R\$ 6,2 milhões no 2T24.

Considerando a dinâmica comentada acima, o EBITDA do Complexo Parnaíba atingiu R\$ 325,9 milhões, crescimento de R\$ 34,5 milhões frente ao mesmo período do ano anterior, impulsionado, sobretudo, pelo aumento das receitas fixas e a contribuição de receitas incrementais referentes ao maior despacho no 2T25.

► Geração Térmica a Gás em Roraima

Este segmento é composto pela controlada Azulão Geração de Energia S.A., que contém o resultado da UTE Jaguatirica II ("UTE Jaguatirica II") e compreende toda a operação desde a liquefação de gás natural até a geração de energia na usina.

DRE – UTE Jaguatirica II²⁶

(R\$ Milhões)	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
Receita Operacional Bruta	203,9	193,7	5,3%	410,4	392,2	4,6%
Receita Fixa	148,3	141,5	4,8%	296,6	283,1	4,8%
Receita Variável	55,6	52,1	6,6%	113,8	109,2	4,3%
Contratual	55,6	52,1	6,6%	113,8	109,2	4,3%
Deduções sobre a Receita Bruta	(11,0)	(14,4)	-23,7%	(22,2)	(25,0)	-11,1%
Indisponibilidade (Ressarcimento)	(1,4)	(5,4)	-73,1%	(3,0)	(6,6)	-54,7%
Receita Operacional Líquida	192,9	179,3	7,6%	388,2	367,3	5,7%
Custos Operacionais	(110,3)	(108,6)	1,6%	(211,4)	(211,4)	0,0%
Custo Fixo	(28,9)	(35,6)	-19,0%	(57,3)	(59,8)	-4,2%
Transmissão e encargos regulatórios	(0,9)	(2,0)	-53,9%	(1,6)	(2,0)	-22,3%
O&M	(27,9)	(33,6)	-16,9%	(55,7)	(57,8)	-3,6%
Custo Variável	(44,8)	(33,4)	34,3%	(82,1)	(73,3)	11,9%
Gás Natural	(15,5)	(13,7)	13,2%	(30,3)	(28,6)	6,0%
Transporte ²⁷	(16,7)	(16,4)	2,0%	(34,6)	(33,3)	3,7%
Outros	(12,5)	(3,2)	287,4%	(17,1)	(11,4)	51,0%
Depreciação e Amortização	(36,6)	(39,6)	-7,4%	(72,0)	(78,3)	-8,0%
Despesas Operacionais	(4,9)	(7,3)	-33,0%	(10,4)	(13,7)	-24,4%
SG&A	(4,9)	(7,3)	-33,0%	(10,4)	(13,7)	-24,4%
Depreciação e Amortização	(0,0)	(0,0)	0,0%	(0,0)	(0,0)	2,1%
Outras Receitas/Despesas	(0,1)	0,2	-173,2%	(0,3)	(0,5)	-48,5%
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	114,2	103,1	10,7%	238,2	219,9	8,3%
Margem EBITDA (%)	59,2%	57,5%	1,7 p.p.	61,4%	59,9%	1,5 p.p.

No 2T25, a receita operacional líquida da UTE Jaguatirica II totalizou R\$ 192,9 milhões, registrando aumento de 7,6% em relação ao mesmo período do ano anterior, em função dos seguintes fatores: (i) crescimento de R\$ 6,7 milhões na receita fixa bruta, tendo em vista o reajuste contratual pelo IPCA efetivado em novembro/24; (ii) aumento da receita variável bruta contratual devido à maior geração e/ou reajuste do CVU no período; e (iii) a redução de R\$ 3,9 milhões relativa aos pagamentos de penalidade sobre indisponibilidade da usina, conforme previsto em contrato, em função da menor indisponibilidade no comparativo anual.

Os custos operacionais do segmento (incluindo Depreciação e Amortização) apresentaram ligeiro aumento de R\$ 1,7 milhão na comparação com o 2T24, fechando o 2T25 em R\$ 110,3 milhões. O aumento dos custos variáveis foi parcialmente compensado pela diminuição dos custos fixos, tendo em vista as reclassificações entre linhas nos períodos, conforme detalhado a seguir:

- Crescimento de R\$ 11,4 milhões nos custos variáveis em função da reclassificação contábil no 2T25 de valores referentes ao Fundo de Promoção Social e Erradicação da Pobreza (FPS) e insumos contabilizados no 2T24 como custos fixos; e
- Redução de R\$ 6,8 milhões nos custos fixos, dada a capitalização de dispêndios que haviam sido contabilizados como custos fixos no 2T24.

Notas:

²⁶ Os resultados do segmento são considerados na atividade de "Térmicas a Gás" nos valores contábeis divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais.

²⁷ A partir do 4T24, essa linha passa a ser segregada dos Custos Fixos de O&M. Para fins de comparabilidade, os valores dos períodos anteriores foram reclassificados.

A combinação dos efeitos de aumento da receita fixa e de diminuição dos custos fixos resultou em um crescimento de R\$ 16,0 milhões na margem fixa do segmento, que atingiu R\$ 111,4 milhões no 2T25. Em contrapartida, a margem variável apresentou redução de R\$ 7,1 milhões na comparação entre os dois períodos, somando R\$ 7,8 milhões no 2T25.

Os efeitos explicados acima, atrelados à redução das despesas gerais e administrativas no 2T25, em função de menor alocação de *cost sharing* de despesas para o segmento pós revisão de critério de rateio, culminaram no crescimento de 10,7% do EBITDA do segmento, totalizando R\$ 114,2 milhões no 2T25 *versus* R\$ 103,1 no 2T24, com aumento de 1,7 p.p. na margem EBITDA, que atingiu 59,2% no 2T25.

► Hub Sergipe

Este segmento é composto pelos resultados: (i) do ativo UTE Porto de Sergipe I, adquirido pela Eneva por meio da aquisição da empresa CELSE – Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (“CELSE”) em 03 de outubro de 2022, e (ii) da Mesa de Gás da Eneva, responsável pelo segmento de Comercialização de Gás *On-Grid*, com contratos a partir do 3º trimestre de 2024.

O Hub Sergipe tem como principal ativo operacional a UTE Porto de Sergipe I, uma usina termelétrica a gás natural em ciclo combinado e o segmento de Comercialização de Gás, que envolve operações de compra e venda de gás de terceiros e atividades de comercialização de soluções de fornecimento de gás firme e flexível, de curto e longo prazos.

Tanto os resultados da UTE Porto de Sergipe I quanto da Comercialização de Gás *On-Grid* estão consolidadas na Eneva S.A. desde 24 de junho de 2024, quando ocorreu a conclusão da incorporação da CELSE e de determinadas subsidiárias na Holding. No entanto, estes resultados são apresentados separadamente nessa seção, visando facilitar a análise de desempenho do segmento.

DRE – Hub Sergipe

(R\$ Milhões)	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
Receita Operacional Bruta	755,0	545,6	38,4%	1.900,8	1.085,1	75,2%
Receita Fixa	546,6	521,1	4,9%	1.092,5	1.042,1	4,8%
Receita Variável	55,9	24,5	128,1%	116,2	43,0	170,1%
Contratual	0,5	-	N/A	0,5	-	N/A
Mercado de curto prazo	55,5	24,5	126,2%	115,7	43,0	169,0%
Lastro (FID)	54,9	24,5	124,0%	115,1	43,0	167,7%
Outros	0,5	-	N/A	0,5	-	N/A
Comercialização de Gás	152,4	-	N/A	692,2	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(83,3)	(52,8)	57,7%	(193,1)	(103,4)	86,7%
UTE Porto de Sergipe I	(55,5)	(52,8)	5,1%	(113,2)	(103,4)	9,4%
Comercialização de Gás	(27,8)	-	N/A	(80,0)	-	N/A
Receita Operacional Líquida	671,7	492,7	36,3%	1.707,7	981,7	74,0%
Custos Operacionais	(355,7)	(200,5)	77,4%	(1.036,5)	(395,9)	161,8%
Custo Fixo	(84,0)	(68,4)	22,8%	(161,3)	(142,1)	13,5%
Transmissão e encargos regulatórios	(42,1)	(40,5)	4,0%	(84,1)	(80,8)	4,0%
O&M	(12,9)	(5,6)	130,6%	(22,0)	(21,8)	0,7%
Outros Fixos ²⁸	(29,0)	(22,3)	29,8%	(55,2)	(39,5)	39,9%
Custo Variável	(66,6)	(33,3)	100,2%	(168,6)	(57,7)	192,3%
Gás Natural	(1,8)	-	N/A	0,6	-	N/A
Lastro (FID)	(48,3)	(30,4)	59,2%	(139,9)	(53,5)	161,3%
Outros	(16,5)	(2,9)	463,9%	(29,3)	(4,1)	609,8%
Comercialização de Gás	(106,4)	-	N/A	(509,5)	-	N/A
Depreciação e Amortização	(98,7)	(98,8)	-0,1%	(197,1)	(196,1)	0,5%
Despesas Operacionais	(3,3)	(2,8)	19,2%	(7,2)	(6,5)	11,5%
SG&A	(3,3)	(2,8)	17,0%	(7,2)	(6,6)	9,4%
Depreciação e Amortização	(0,0)	0,0	-118,8%	(0,0)	0,1	N/A
Outras Receitas/Despesas²⁹	112,6	1,5	7.332,4%	191,1	0,9	21.247,7%
EBITDA ICVM 527/12	523,9	389,7	34,4%	1.052,2	776,2	35,6%
Margem EBITDA (%)	78,0%	79,1%	-1,1 p.p.	61,6%	79,1%	-17,5 p.p.

No 2T25, o Hub Sergipe manteve a trajetória robusta de resultados apresentada no trimestre anterior, impulsionada principalmente pelas operações de Comercialização de Gás e pelos resultados da UTE Porto de Sergipe I. Para facilitar a análise, os resultados de cada segmento são apresentados abaixo de forma segregada.

UTE Porto de Sergipe I

Notas:

²⁸ No 2T24 houve alteração na classificação do custo de *Boil-Off-Gas* que até o 1T25 estava contemplado na rubrica “Outros Fixos”, passando a ser alocado para “Outros – Custo Variável” a partir do 2T25. Para melhor comparabilidade entre os trimestres, os valores de 2024 e do acumulado de 2025 foram alterados para a nova visão.

²⁹ Do total registrado na rubrica de Outras Receitas/Despesas, R\$ 112,5 milhões no 2T25 referem-se ao segmento de Comercialização de Gás, acumulando R\$ 191,1 milhões no 6M25. Os valores remanescentes registrados na rubrica em 2025 e os montantes contabilizados em 2024 são relacionados a UTE Porto de Sergipe I.

A receita fixa bruta da UTE Porto de Sergipe I atingiu R\$ 546,6 milhões no 2T25, crescimento de R\$ 25,5 milhões na comparação com o mesmo trimestre do ano anterior. Adicionalmente, as receitas variáveis no período somaram R\$ 55,9 milhões, aumento de R\$ 31,4 milhões na comparação com o 2T24, principalmente em função do crescimento das receitas referentes às operações de lastro para recomposição de garantia física. No 2T25, as receitas variáveis foram basicamente compostas pelos R\$ 54,9 milhões de receitas associadas a lastro (FID), as quais possuem contrapartida nos custos variáveis.

No 2T25, os custos fixos apresentaram aumento de R\$ 15,6 milhões frente ao 2T24, principalmente em função: (i) do aumento de R\$ 7,3 milhões em custos de O&M, refletindo a revisão do escopo de apólice de seguros ocorrida no 2T24, que impactou positivamente a rubrica naquele trimestre, em função da remensuração do valor da apólice e do estorno dos valores que seriam amortizados até o fim da vigência original da apólice; (ii) crescimento de R\$ 6,6 milhões na rubrica de Outros Fixos em função, principalmente, de maiores custos com aluguel de compressores para regaseificação do *Boil-Off-Gas (BOG)* que não eram utilizados no 2T24, contribuindo para o aumento de R\$ 2,3 milhões no 2T25, além da atualização de contratos recorrentes de manutenção por IPCA e CPI; e (iii) reajuste da TUST em julho/24, aumentando os custos em R\$ 1,6 milhão entre os períodos.

Dessa forma, a margem fixa da usina somou R\$ 412,3 milhões, crescimento de R\$ 10,0 milhões frente ao 2T24, refletindo, principalmente, a contribuição do aumento das receitas fixas no período.

Os custos variáveis do ativo totalizaram R\$ 66,6 milhões, superiores em R\$ 33,3 milhões em relação ao 2T24, acompanhando, (i) o aumento de R\$ 18,0 milhões nos custos com operações de lastro realizadas no 2T25, que somaram R\$ 48,3 milhões nesse trimestre, mas que possuem contrapartida positiva nas receitas variáveis líquidas no valor de R\$ 50,8 milhões, totalizando margem positiva líquida de R\$ 2,5 milhões das operações de lastro; (ii) maiores custos com BOG no 2T25 em função da maior movimentação de gás no período, contribuindo para o aumento de R\$ 13,6 milhões na rubrica de Outros Custos Variáveis frente ao 2T24; e (iii) custos com gás natural de R\$ 1,8 milhão associado à geração ocorrida no 2T25 – diferentemente do 2T24 que não houve geração.

Considerando o contexto descrito acima, o EBITDA da UTE Porto de Sergipe I totalizou R\$ 393,4 milhões, crescimento de R\$ 3,7 milhões na comparação com o mesmo período do ano anterior.

Comercialização de Gás

O segmento de Comercialização de Gás *On-Grid* contribuiu com mais um trimestre de resultados significativos, evidenciando o potencial de geração de valor desse negócio para a Companhia, tanto a partir de operações oportunísticas, quanto de contratos de curto e médio prazos celebrados anteriormente. O desempenho positivo demonstra a capacidade de identificar e monetizar oportunidades por meio de seus ativos, competências e contratos e aproveitar momentos de arbitragem de preços para impulsionar seus resultados. Entretanto, é importante observar que os resultados do segmento podem variar em cada trimestre, dado que são vinculados a preços de *commodities* e são impulsionados pela estruturação de transações oportunísticas no mercado de GNL, e considerando que o setor de gás natural ainda se encontra em desenvolvimento no país, com desafios e barreiras que dificultam a liquidez do mercado, com entraves que incluem menor flexibilidade operacional e exigências contratuais de entrega e retirada física de gás ou GNL.

No 2T25, a Comercialização de Gás *On-Grid* apresentou resultados robustos com a captura de movimentos favoráveis do mercado, alcançando um EBITDA de R\$ 130,5 milhões, sendo compostos por:

- (i) R\$ 27,0 milhões relacionados aos (i) contratos flexíveis de suprimento de gás natural, considerando tanto as receitas fixas de encargo de reserva de capacidade do *Floating Storage Unit (FSRU)* e as receitas variáveis, no caso de demanda de gás; quanto os contratos de entrega de gás firme ou vendas *spot* com clientes conectados à malha; e (ii) custos associados às operações realizadas no período, incluindo custos de transporte, tarifa de conexão à malha e demais custos incorridos nas operações de comercialização de gás com os clientes;
- (ii) R\$ 103,5³⁰ milhões associado às operações de GNL, com o aproveitamento de oportunidades de arbitragem de preços no mercado e otimização do portfólio e contratos. Vale destacar que as operações de otimização de cargas de GNL são pontuais e dependem de oportunidades de arbitragem de preço no mercado, sendo negociadas pontualmente e de forma individualizada.

Considerando os desempenhos dos segmentos apresentados acima, o EBITDA do Hub Sergipe alcançou R\$ 523,9 milhões, aumento de R\$ 134,2 milhões frente ao 2T24, impulsionado, sobretudo, pelo incremento do EBITDA da Comercialização de Gás.

Notas:

³⁰ Esses valores estão distribuídos entre as rubricas de Receitas de Comercialização de Gás, Custos de Comercialização de Gás e Outras Receitas/Despesas (Comercialização de Gás).

► Geração a Gás – Combustível de Terceiros

Este segmento é composto pelos resultados dos seguintes ativos, adquiridos pela Eneva S.A. em 25 de outubro/24 e, portanto, com resultados somente a partir daquela data: (i) os ativos operacionais UTE LORM e UTE LORM 1, com contratos vigentes de venda de disponibilidade de energia nas modalidades Contrato de Comercialização no Ambiente Regulado ("CCEAR") até 31 de dezembro/25 e Contrato de Energia de Reserva ("CER") até 10 de janeiro/26, respectivamente; (ii) o ativo operacional UTE Povoação I, com CER vigente até 10 de janeiro/26; e (iii) o ativo operacional UTE Viana I, com CER vigente até 31 de dezembro/25.

Vale ressaltar que os resultados das SPEs Linhares, Povoação e Tevisa estão consolidados na Eneva S.A. desde 25 de janeiro de 2025, quando ocorreu a conclusão da incorporação dessas subsidiárias na Holding. No entanto, estes resultados são apresentados separadamente nessa seção, no intuito de facilitar a análise de desempenho do segmento.

DRE – Térmicas a Gás Espírito Santo³¹

(R\$ Milhões)	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
Receita Operacional Bruta	690,5	-	N/A	1.356,2	-	N/A
Receita Fixa	621,4	-	N/A	1.237,1	-	N/A
Receita Variável	69,1	-	N/A	119,1	-	N/A
Contratual	(0,2)	-	N/A	1,3	-	N/A
Mercado de curto prazo	69,3	-	N/A	117,8	-	N/A
Lastro (FID)	65,2	-	N/A	113,0	-	N/A
Outros	4,1	-	N/A	4,8	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(115,7)	-	N/A	(228,9)	-	N/A
Dedução por Compensação Financeira ³²	(45,4)	-	N/A	(90,9)	-	N/A
Receita Operacional Líquida	574,8	-	N/A	1.127,3	-	N/A
Custos Operacionais	(120,0)	-	N/A	(241,9)	-	N/A
Custo Fixo	(77,8)	-	N/A	(163,8)	-	N/A
TUST/TUSD e Encargos Regulatórios	(7,3)	-	N/A	(13,1)	-	N/A
Take or Pay e Ship or Pay - Combustível	(58,8)	-	N/A	(122,2)	-	N/A
O&M	(11,7)	-	N/A	(28,4)	-	N/A
Custo Variável	(29,7)	-	N/A	(55,6)	-	N/A
Combustível	(1,1)	-	N/A	(1,5)	-	N/A
Lastro (FID)	(28,6)	-	N/A	(53,9)	-	N/A
Outros	-	-	N/A	(0,2)	-	N/A
Depreciação e Amortização	(12,6)	-	N/A	(22,6)	-	N/A
Despesas Operacionais	(1,0)	-	N/A	(2,4)	-	N/A
SG&A	(1,0)	-	N/A	(2,4)	-	N/A
Depreciação e Amortização	-	-	N/A	(0,0)	-	N/A
Outras Receitas/Despesas	(0,1)	-	N/A	0,4	-	N/A
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	466,3	-	N/A	905,9	-	N/A
Margem EBITDA (%)	81,1%	-	N/A	80,4%	-	N/A

No 2T25, as usinas que compõem o segmento somaram R\$ 690,5 milhões de receita operacional bruta. Desse total, R\$ 621,4 milhões referem-se às receitas fixas dos contratos regulados vigentes. Esse valor já reflete a variação do PLD frente aos parâmetros de preço de referência estabelecidos na revisão da inflexibilidade contratual realizada em 2023 nos CER vigentes. É importante ressaltar que, eventuais impactos na receita fixa desses contratos são mitigados pelo resultado líquido de operações de compra e venda de energia também celebradas em 2023 em função da exposição da receita fixa. No período, o impacto líquido das operações de comercialização, considerando as receitas e custos variáveis de "Lastro (FID)", totalizou resultado positivo de R\$ 25,6 milhões.

Notas:

³¹ Os resultados do segmento são considerados na atividade de "Térmicas a Gás" nos valores contábeis divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais.

³² Essa rubrica considera R\$ 45,4 milhões de valores referentes à amortização não caixa da compensação financeira paga em setembro/23 à Petrobras em função do distrato dos contratos de fornecimento de GNL das térmicas com CER, no contexto da renegociação dos Termos Aditivos ao CER entre Linhares, Povoação e Viana, a União Federal, o TCU e a ANEEL, que gerou a necessidade de renegociação do contrato de combustível com a Petrobras para a modalidade flexível. A compensação financeira foi integralmente desembolsada pelas 3 empresas em 2023, tendo sido registrada como Despesa Antecipada (IFRS 9) e sendo amortizada, na rubrica de dedução de receita, até o final dos respectivos prazos de cada um dos 3 contratos.

Além disso, foram contabilizados R\$ 4,1 milhões em receitas pela liquidação a PLD da energia gerada por inflexibilidade para consumo do gás adquirido na malha da TAG, no âmbito do contrato de rebalanceamento firmado com essa contraparte. Nesse contrato, a Companhia é responsável por retirar o gás excedente da malha nos momentos requeridos pela contratante, remunerando a transportadora pelo gás adquirido conforme preços estabelecidos em contrato, monetizando-o através da geração elétrica.

Os custos fixos somaram R\$ 77,8 milhões no período, sendo: (i) R\$ 58,8 milhões referentes à reserva de capacidade de fornecimento inflexível de combustível firmado entre as Térmicas a Gás do Espírito Santo e a Petrobras - vale ressaltar que os montantes consumidos para a geração termelétrica do período foram contabilizados na rubrica de custos variáveis; (ii) R\$ 11,7 milhões de custos de O&M, sendo, principalmente: (a) R\$ 5,6 milhões referentes aos custos de pessoal e (b) R\$ 3,0 milhões de custos de seguros operacionais. Além disso foram contabilizados R\$ 7,3 milhões referentes à TUST e TUSD correspondentes às usinas do segmento. Com isso, a margem fixa do segmento contabilizou R\$ 439,5 milhões no período.

Já os custos variáveis totalizaram R\$ 29,7 milhões no 2T25, sendo principalmente associados às operações de comercialização explicadas anteriormente, que somaram R\$ 28,6 milhões ao longo do período. Adicionalmente, foi contabilizado R\$ 1,1 milhão de custo de combustível referente ao gás retirado da malha da TAG. A margem variável do segmento totalizou R\$ 27,8 milhões no período, impulsionada principalmente pelo resultado líquido positivo das operações de comercialização, conforme explicado anteriormente. É importante reforçar que esse resultado faz frente ao impacto de R\$ 28,3 milhões de redução de receita fixa em decorrência da revisão dos contratos de inflexibilidade.

Como resultado dos efeitos elencados acima, o segmento totalizou R\$ 466,3 milhões de EBITDA, com margem EBITDA de 81,1% no 2T25, suportado principalmente pelas margens fixas dos ativos, assim como pela margem variável do período.

► Geração Térmica – Outros Combustíveis

Este segmento é composto pelos seguintes ativos:

(i) Usinas térmicas com geração a carvão das controladas Itaqui Geração de Energia S.A. e Pecém II Geração de Energia S.A., com CCEARs de venda de disponibilidade de energia vigentes;

(ii) Usinas a óleo combustível da empresa controlada Gera Maranhão e pela Viana, esta última com resultado contabilizado na Eneva S.A. a partir de 25 de janeiro/2025, quando ocorreu a conclusão da incorporação da subsidiária Viana na Holding. É importante destacar que os resultados desses ativos foram contabilizados desde suas aquisições, sem resultados proforma. As usinas a óleo possuíam CCEAR de disponibilidade de energia até 31 de dezembro/24. Desde então, as usinas ficaram disponíveis para o SIN em operações *merchant*, até o início dos contratos firmados no Leilão de Reserva de Capacidade de 2021, previstos, pós conclusão da antecipação dos contratos, para agosto/25 para a UTE Viana e para outubro/25 para as UTEs Gera Maranhão I e II.

DRE – Geração a Carvão

(R\$ Milhões)	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
Receita Operacional Bruta	280,5	268,1	4,6%	561,5	533,7	5,2%
Receita Fixa	280,4	268,1	4,6%	561,1	536,1	4,7%
Receita Variável	0,1	-	N/A	0,4	(2,4)	115,5%
Contratual	-	-	N/A	0,1	0,6	-83,3%
Mercado de curto prazo	0,1	-	N/A	0,3	(3,0)	108,8%
Lastro (FID)	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	0,1	-	N/A	0,3	(3,0)	108,8%
Deduções sobre a Receita Bruta	(28,7)	(27,8)	3,2%	(57,7)	(55,3)	4,3%
Receita Operacional Líquida	251,8	240,3	4,8%	503,8	478,4	5,3%
Custos Operacionais	(229,1)	(121,4)	88,8%	(361,9)	(242,9)	49,0%
Custo Fixo	(72,8)	(69,9)	4,1%	(147,0)	(137,8)	6,7%
Transmissão e encargos regulatórios	(19,6)	(18,3)	7,4%	(39,2)	(36,5)	7,5%
O&M	(53,1)	(51,6)	2,9%	(107,8)	(101,2)	6,5%
Custo Variável	(4,0)	(0,9)	319,1%	(5,5)	(4,0)	36,6%
Combustível	(1,5)	-	N/A	(1,5)	(1,4)	4,2%
Lastro (FID)	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	(2,5)	(0,9)	162,4%	(4,0)	(2,6)	54,4%
Depreciação e Amortização	(152,4)	(50,5)	201,6%	(209,4)	(101,1)	107,1%
Despesas Operacionais	(7,0)	(10,1)	-30,3%	(13,6)	(20,9)	-35,2%
SG&A	(6,4)	(9,7)	-34,0%	(12,7)	(20,3)	-37,7%
Depreciação e Amortização	(0,6)	(0,3)	81,3%	(0,9)	(0,6)	41,9%
Outras Receitas/Despesas	(2,7)	(3,1)	-14,3%	(1,4)	(1,2)	15,4%
EBITDA ICVM 527/12	165,9	156,6	6,0%	337,3	315,1	7,0%
Margem EBITDA (%)	65,9%	65,2%	0,7 p.p.	66,9%	65,9%	1,1 p.p.

DRE – Térmicas a Óleo

(R\$ Milhões)	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
EBITDA ICVM 527/12	(30,6)	-	N/A	(61,2)	-	N/A

Geração a Carvão

A receita operacional bruta das usinas que compõem o segmento de geração a carvão somou R\$ 280,5 milhões no 2T25, um aumento de R\$ 12,4 milhões em relação ao 2T24. Esse crescimento foi impulsionado, principalmente, pelo acréscimo de R\$ 12,3 milhões na receita fixa, decorrente dos reajustes anuais contratuais das receitas reguladas das usinas, aplicados em novembro/24. Também foi registrada receita variável de R\$ 0,1 milhão, relacionada à geração inflexível liquidada a PLD das UTEs Pecém II e Itaqui, no contexto de comprovação de disponibilidade após manutenções preventivas.

Os custos fixos do segmento totalizaram R\$ 72,8 milhões no 2T25, aumento de R\$ 2,9 milhões frente ao 2T24, impulsionado, principalmente, pelo incremento de R\$ 1,5 milhão, ou 2,9%, nos custos de O&M, que incluíram despesas pontuais com materiais e aluguel de equipamentos em função de manutenção e comprovação de disponibilidade. Além disso, os custos com TUST cresceram R\$ 1,4 milhão, refletindo o reajuste tarifário anual de julho/24.

Apesar do aumento nos custos, a margem fixa cresceu R\$ 8,6 milhões, ou 5,0% na comparação entre os períodos, alcançando R\$ 178,9 milhões no 2T25, sustentada pelo reajuste da receita fixa, que superou o crescimento das despesas no período.

Os custos variáveis somaram R\$ 4,0 milhões, relacionados ao processo de geração para comprovação de disponibilidade e potência das UTEs do segmento. Como resultado, a margem variável foi negativa em R\$ 3,9 milhões, piora de R\$ 2,9 milhões em relação ao 2T24, período sem comprovação de disponibilidade ou despacho regulatório.

O SG&A registrou redução de R\$ 3,3 milhões no 2T25 na comparação com o 2T24, refletindo a revisão de rateios das despesas corporativas da Holding para as unidades de negócio da Companhia.

Como consequência dos fatores mencionados, o EBITDA do segmento de geração a carvão totalizou R\$ 165,9 milhões no 2T25, aumento de R\$ 9,4 milhões, ou 6,0%, comparado aos R\$ 156,6 milhões registrados no mesmo período de 2024.

É importante destacar que a linha de Depreciação e Amortização apresentou um aumento de R\$ 101,9 milhões no 2T25 em comparação ao mesmo período de 2024. Esse crescimento decorre do início da aplicação de depreciação contábil acelerada sobre determinados componentes das usinas que não serão reaproveitados em eventual cenário de substituição da fonte de combustível dos ativos do segmento. Assim, a depreciação destes equipamentos passou a ser reconhecida considerando o término do primeiro contrato de fornecimento de energia das duas usinas.

Geração a Óleo

Ao longo do 2T25, foram contabilizados custos fixos no total de R\$ 27,7 milhões, sendo R\$ 14,3 milhões destinados a pessoal, materiais e serviços de terceiros para manutenção das usinas, e R\$ 13,5 milhões em custos de TUST. Também houve a contabilização de R\$ 1,9 milhão em despesas de SG&A. Como resultado, o EBITDA no período totalizou -R\$ 30,6 milhões.

É importante destacar que, em julho/25, foi concluído o processo de antecipação do início de suprimento dos contratos celebrados no LRCAP 2021 das usinas a óleo da Companhia, assim como da UTE Parnaíba IV. Os contratos das UTEs Viana e Gera Maranhão I e II, originalmente previstos para início em julho/26, foram antecipados para agosto/25 e outubro/25, respectivamente, mantendo os prazos de vencimento inalterados em julho/41. Como resultado, a Companhia adicionará cerca de R\$ 128 milhões de receita fixa incremental em 2025 e R\$ 206 milhões em 2026 referente a essas três usinas, considerando valores na data base de novembro/24, cujas parcelas mensais serão reajustadas a partir de novembro/25 pelo IPCA acumulado de 12 meses até outubro/25. Com a conclusão dessas antecipações, a Companhia também realizou o pagamento de *earn-outs* vinculados à conclusão desse evento em julho/25, conforme aprovado em assembleia de acionistas realizada em 30 de setembro/24, que envolveu: (i) o pagamento de R\$ 122 milhões para os vendedores da Gera Maranhão; e (ii) a emissão de 4.381.891 novas ações ordinárias da Eneva em favor do Banco BTG Pactual S.A.

► Geração Solar

Este segmento é composto pelas controladas SPE Futura 1, SPE Futura 2, SPE Futura 3, SPE Futura 4, SPE Futura 5, SPE Futura 6, e Tauá Geração de Energia Ltda.

DRE – Geração Solar

(R\$ Milhões)	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
Receita Operacional Bruta	124,6	69,1	80,4%	222,5	140,3	58,5%
Receita Fixa	81,9	66,0	24,2%	164,5	134,0	22,8%
Receita Variável	42,7	3,1	1280,5%	57,9	6,4	809,4%
Mercado de curto prazo	42,7	3,1	1280,5%	57,9	6,4	809,4%
Deduções sobre a Receita Bruta	(8,5)	(5,5)	54,3%	(15,6)	(9,0)	73,7%
Receita Operacional Líquida	116,2	63,6	82,7%	206,8	131,3	57,5%
Custos Operacionais	(129,1)	(64,2)	101,0%	(250,0)	(120,5)	107,4%
Custo Fixo	(20,5)	(20,1)	2,1%	(43,2)	(40,6)	6,4%
Transmissão e encargos regulatórios	(11,3)	(11,0)	2,7%	(22,5)	(21,9)	2,8%
O&M	(9,2)	(9,1)	1,3%	(20,6)	(18,6)	10,7%
Custo Variável	(80,0)	(16,7)	379,7%	(149,5)	(25,9)	477,5%
Compra de Energia (Lastro FID)	(68,0)	(7,3)	835,6%	(125,2)	(13,1)	853,6%
Ressarcimento de Encargos ³³	(12,4)	(9,2)	34,8%	(25,0)	(13,0)	91,8%
Outros ³³	0,4	(0,2)	285,1%	0,7	0,3	153,1%
Depreciação e Amortização	(28,7)	(27,5)	4,3%	(57,3)	(54,1)	6,0%
Despesas Operacionais	(3,9)	(3,0)	27,9%	(7,7)	(7,0)	9,3%
SG&A	(3,8)	(2,9)	28,8%	(7,4)	(6,8)	9,4%
Depreciação e Amortização	(0,1)	(0,1)	6,3%	(0,2)	(0,2)	6,5%
Outras Receitas/Despesas	(0,0)	2,8	-100,0%	0,0	3,0	-99,5%
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	12,0	26,8	-55,3%	6,8	61,1	-88,9%
Margem EBITDA (%)	10,3%	42,1%	-0,8 p.p.	3,3%	46,5%	-0,9 p.p.

No 2T25, o segmento de geração solar registrou receita operacional bruta de R\$ 124,6 milhões, representando um crescimento expressivo de 80,4% em relação ao mesmo período de 2024. Esse crescimento se deu, sobretudo, pelo aumento da receita fixa no período decorrente da atualização anual dos preços dos contratos de compra e venda de energia (PPAs), realizada em janeiro/25, além do início do contrato bilateral da SPE Futura 6, que passou a contribuir com receita fixa a partir do quarto trimestre de 2024.

Além disso, a partir do 2T25 foram estruturadas operações de *swap* de contratos de compra e venda de energia entre o Complexo Solar Futura I e a Comercializadora de Energia Eneva, com a finalidade de mitigar risco operacional de diferenças de preços entre os submercados NE e SE/CO no resultado do parque solar. Com isso, no 2T25 foram reconhecidos R\$ 42,7 milhões de receitas variáveis nesse segmento, sendo grande parte referente a essas receitas de operações de *trading*. A contrapartida dessa receita está contabilizada na rubrica de Compra de Energia (Lastro FID) e reflete os custos do *swap* energético firmado com a Comercializadora para a compra de energia adquirida no subsistema SE para fazer frente ao volume produzido no subsistema NE, cujo impacto líquido foi de - R\$ 4,8 milhões no 2T25. É importante ressaltar que o segmento de Comercialização de Energia terá contrapartida de custos de energia conforme *swap* celebrado, absorvendo a maior parte do impacto do descolamento de preços.

Com a assinatura do contrato da SPE 6 no 4T24, o Complexo Futura passou a ter todas as suas SPEs com energia contratada. Na tabela abaixo são demonstrados o percentual médio contratado e o preço médio de venda de energia de todos os contratos firmados nas 6 SPEs do Complexo Futura, em termos reais, após ajuste anual dos contratos em janeiro/25:

Notas:

³³ Os valores registrados nas rubricas de Ressarcimento de Encargos e Outros Custos Variáveis no 6M24 foram alterados para refletir mudanças no critério de contabilização.

Contratos Bilaterais ACL (Futura 1)

Complexo Solar Futura 1	2025 - 2030	2031+
% de Energia Contratada (MW médios ano)	89%	34%
Preço Médio (R\$/MWh)	198,3	194,1

Os custos fixos, por sua vez, totalizaram R\$ 20,5 milhões no 2T25, representando uma variação positiva de 2,1% em relação ao mesmo período de 2024. Esse aumento marginal reflete a manutenção da disciplina na gestão de despesas, mesmo diante de pressões inflacionárias e ajustes contratuais pontuais.

Já os custos variáveis somaram R\$ 80,0 milhões no mesmo período, impulsionados, principalmente, pela:

- **Geração comprometida e não realizada e efeitos de modulação:** sendo majoritariamente em função dos cortes de geração no Complexo Futura, ocasionados pela sobreoferta de energia elétrica na região. Esse efeito está associado às limitações na capacidade do sistema de transmissão. Nesse período, foram contabilizados 68,6 GWh de geração frustrada (*curtailment*), frente aos 21,4 GWh registrados no mesmo período de 2024. Além disso, no 2T25, houve também a necessidade de modulação de carga que implica em menores volumes de geração. O impacto total de compra de energia referente à geração comprometida e não realizada e de necessidade de modulação foi de R\$ 24,6 milhões no 2T25.
- **Custos relacionados ao descolamento de preços horários entre submercados,** no valor de R\$ 43,4 milhões no 2T25, cujo impacto líquido no segmento, considerando as contrapartidas de receita, somou -R\$ 4,8 milhões no 2T25, conforme acima descrito, refletindo os custos relacionados à estruturação do *swap* energético com a Comercializadora, que passou a ficar com a exposição aos preços no submercado SE ao longo do período.

A Companhia também contabilizou R\$ 12,4 milhões em custos variáveis com ressarcimento de encargos às contrapartes no 2T25, em função das características dos contratos de energia firmados. Esse valor faz frente aos R\$ 9,2 milhões do mesmo período de 2024. Esse crescimento se deve, principalmente, à maior geração frustrada no 2T25 versus o 2T24.

Como consequência dos fatores mencionados anteriormente, o EBITDA do segmento totalizou R\$ 12,0 milhões no 2T25, frente aos R\$ 26,8 milhões registrados no mesmo período de 2024. Esse desempenho reflete os efeitos combinados dos custos adicionais em função das condições operacionais adversas enfrentadas ao longo do trimestre.

► Upstream - E&P

Este segmento está contido dentro da Eneva S.A. Os resultados das atividades de *Upstream* (Bacias do Parnaíba, Amazonas e Paraná), contemplando principalmente os valores referentes às atividades de produção nos Campos do Complexo Parnaíba e no Campo do Azulão, são apresentados separadamente nessa seção, no intuito de facilitar a análise de desempenho do segmento.

DRE – Upstream

(R\$ Milhões)

	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
Receita Operacional Bruta	251,0	123,1	104,0%	409,9	313,9	30,6%
Receita Fixa	76,5	72,9	4,8%	152,9	145,9	4,8%
Receita Variável	174,6	50,1	248,3%	256,9	168,0	52,9%
Contrato de Venda de Gás	146,6	38,1	285,0%	212,6	137,0	55,1%
Contrato de Arrendamento	18,9	4,4	328,5%	25,3	11,7	116,4%
Venda de Condensado	9,0	7,6	18,6%	19,0	19,3	-1,3%
Deduções sobre a Receita Bruta	(32,6)	(14,5)	124,7%	(61,2)	(42,3)	44,9%
Receita Operacional Líquida	218,5	108,6	101,2%	348,6	271,6	28,4%
Custos Operacionais	(82,0)	(49,4)	66,2%	(150,5)	(120,1)	25,3%
Custo Fixo	(29,2)	(23,6)	23,5%	(58,7)	(50,0)	17,6%
O&M	(29,2)	(23,6)	23,5%	(58,7)	(50,0)	17,6%
Custo Variável	(24,8)	(6,8)	265,5%	(45,5)	(24,1)	89,0%
Participações Governamentais	(22,2)	(4,5)	398,8%	(40,1)	(19,3)	107,5%
Custo com Compressores	(2,6)	(2,3)	10,4%	(5,4)	(4,7)	13,3%
Depreciação e Amortização	(28,0)	(18,9)	48,1%	(46,3)	(46,1)	0,4%
Despesas Operacionais	(81,6)	(29,3)	178,8%	(126,0)	(72,2)	74,5%
Despesas com Exploração Geologia e Geofísica	(78,0)	(20,8)	275,3%	(118,0)	(58,9)	100,3%
Poços Secos	(26,8)	-	N/A	(26,8)	(23,2)	15,3%
SG&A	0,2	(5,8)	103,9%	(0,3)	(8,0)	-96,4%
Depreciação e Amortização	(3,9)	(2,6)	45,6%	(7,7)	(5,3)	44,6%
Outras Receitas/Despesas	0,0	0,0	495,9%	(0,2)	0,0	-622,7%
EBITDA ICVM 527/12	86,7	51,5	68,3%	126,0	130,8	-3,7%
EBITDA excluindo poços secos ³⁴	113,5	51,5	120,3%	152,7	154,0	-0,8%
Margem EBITDA excluindo poços secos (%)	51,9%	47,5%	4,5 p.p.	43,8%	56,7%	-12,9 p.p.

No 2T25, a receita operacional líquida do *Upstream* totalizou R\$ 218,5 milhões, registrando um crescimento de R\$ 109,9 milhões em comparação com o mesmo período do ano anterior, reflexo do aumento das receitas brutas variáveis de venda de gás e de arrendamento, acompanhando principalmente o maior volume de gás produzido no Complexo Parnaíba, em resposta ao maior despacho para atendimento ao SIN no trimestre.

Os custos operacionais no período, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 54,0 milhões no trimestre, aumento de R\$ 23,6 milhões em relação ao contabilizado no 2T24, reflexo do cenário de maior despacho e produção de gás no trimestre para atendimento ao despacho das térmicas. O aumento foi impulsionado principalmente pelos maiores custos com Participações Governamentais (*royalties*) em R\$ 17,8 milhões, tendo em vista o aumento do volume de gás produzido no trimestre e os maiores preços de referência para o cálculo dos *royalties* sobre o gás natural no Parnaíba (2T25: R\$ 0,76/m³ vs. 2T24: R\$ 0,49/m³), que refletiram as valorizações do câmbio e do indexador Henry Hub entre os períodos. Nos custos fixos, a rubrica de O&M refletiu maiores custos com pessoal, além de maiores gastos com serviços e materiais de manutenção.

Como resultado dos fatores apresentados acima, a margem variável aumentou de R\$ 37,4 milhões no 2T24 para R\$ 127,1 milhões no 2T25, enquanto a margem variável unitária de venda de gás (ex-condensado) apresentou crescimento de 1,4%, atingindo R\$ 10,35/MMbtu no período. Em contrapartida, a margem fixa do segmento apresentou redução de R\$ 3,4 milhões frente ao 2T24, totalizando R\$ 37,4 milhões no 2T25, reflexo principalmente dos maiores custos fixos no período.

Notas:

³⁴ EBITDA calculado conforme orientações da ICVM 527/12 e da Nota Explicativa que a acompanha, ajustado para excluir o impacto de poços secos.

As despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, aumentaram R\$ 51,1 milhões em relação ao 2T24, totalizando -R\$ 77,8 milhões no 2T25, reflexo de:

- Crescimento dos gastos com Exploração, Geologia e Geofísica, principalmente devido às campanhas sísmicas em andamento no 2T25, com R\$ 28,0 milhões dispendidos na Bacia do Paraná, onde já foram executados até o momento 70% da sísmica 2D, totalizando 2.798 Km; e R\$ 0,4 milhões em Tambaqui, no Amazonas, com a execução da fase inicial de mobilização. Em contrapartida, não havia campanha sísmica em andamento no 2T24;
- Ainda no período, foram registradas despesas com baixas de poços secos totalizando R\$ 26,8 milhões, o que não ocorreu no mesmo período de 2024.

Vale ressaltar também que no 1T25 foi retomada a campanha de perfuração na Bacia do Parnaíba, tendo sido perfurados no 2T25 5 poços, sendo 2 poços de desenvolvimento e 3 poços exploratórios.

Como resultado dos efeitos destacados acima, o EBITDA do segmento totalizou R\$ 86,7 milhões no 2T25, o que representa um aumento de R\$ 35,2 milhões em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior, mesmo em um contexto de aumento dos gastos com Exploração, Geologia e Geofísica. O EBITDA ajustado, excluindo poços secos atingiu R\$ 113,5 milhões, crescimento de R\$ 62,0 milhões em relação ao 2T24.

► Comercialização de Gás Off-Grid

Este segmento é composto pelos resultados da: (i) Comercialização de gás fora malha ("Off-Grid"), referente à venda de gás natural liquefeito a partir da planta de liquefação de gás natural no Complexo Parnaíba e da (ii) GNL Brasil, joint-venture de logística de fluidos criogênicos em que a Eneva possui 51% de participação.

A principal atividade do segmento de Comercialização de gás Off-Grid envolve o fornecimento firme de gás natural para clientes não conectados à rede, como também a oferta de soluções de suprimento de GNL em substituição ao diesel para transporte pesado. A GNL Brasil presta serviços de transporte e soluções integradas de logística de GNL.

Vale ressaltar que tanto os resultados da Comercialização de gás Off-Grid quanto da SPE GNL Brasil são consolidadas na Eneva S.A. e seus resultados estavam sendo reportados como "Outros" no segmento de Holding & Outros até o 3T24. No entanto, a partir do 4T24, com o início efetivo da operação comercial de metade da capacidade da planta de liquefação, conforme divulgado em Comunicado ao Mercado em 17 de dezembro/24, os resultados de ambas as operações serão apresentados separadamente nessa seção, já com as devidas eliminações entre receitas e despesas *intercompany* entre as empresas, quando aplicável.

DRE – Comercialização de Gás Off-Grid ^{35,36}

(R\$ Milhões)	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
Receita Operacional Bruta	144,7	-	N/A	271,1	-	N/A
Receita SSLNG	115,2	-	N/A	210,9	-	N/A
Receita Logística	29,5	-	N/A	60,2	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(14,3)	-	N/A	(27,6)	-	N/A
Receita Operacional Líquida	130,3	-	N/A	243,5	-	N/A
Custos Operacionais	(53,3)	-	N/A	(110,8)	-	N/A
O&M	(26,5)	-	N/A	(50,5)	-	N/A
Produção de Gás	(4,8)	-	N/A	(9,2)	-	N/A
Logística	(11,6)	-	N/A	(24,3)	-	N/A
Outros	(3,6)	-	N/A	(14,0)	-	N/A
Depreciação e Amortização	(6,8)	-	N/A	(12,8)	-	N/A
Despesas Operacionais	(2,8)	-	N/A	(5,0)	-	N/A
SG&A	(2,7)	0,1	-2.339%	(5,0)	(0,7)	N/A
Depreciação e Amortização	(0,0)	-	N/A	(0,0)	-	N/A
Outras Receitas/Despesas	(2,6)	0,0	N/A	(6,7)	0,0	N/A
EBITDA ICVM 527/12	78,5	0,1	N/A	133,8	(0,7)	N/A
Margem EBITDA (%)	60,2%	0,0%	60,2 p.p.	55,0%	0,0%	N/A

No 2T25, a receita líquida do segmento de Comercialização Off-Grid totalizou R\$ 130,3 milhões, apresentando crescimento de R\$ 17,2 milhões em relação ao 1T25, período o qual a planta de liquefação ainda estava em fase de estabilização.

Do total de receitas líquidas registradas no 2T25, R\$ 103,6 milhões foram referentes aos contratos de venda de GNL, que apresentaram aumento de 21,2% na comparação com o 1T25, refletindo tanto o período com 100% da capacidade operacional da planta de liquefação, quanto o volume mais elevado de demanda de GNL pelos clientes.

Os serviços de logística prestados pela GNL Brasil somaram R\$ 26,7 milhões de receita líquida, sendo R\$ 11,5 milhões associados ao arrendamento fixo de transporte e R\$ 15,2 milhões referentes às receitas variáveis de serviços de logística, ambos prestados à UTE Jaguatirica II. Esses valores possuem contrapartida negativa de igual montante nos custos operacionais e despesas financeiras dessa usina no segmento de Geração a Gás - Roraima, sendo eliminados na visão consolidada da Companhia.

Os custos operacionais, considerando tanto o segmento de Comercialização Off-Grid, quanto os serviços de logística da GNL Brasil, somaram R\$ 46,5 milhões no 2T25, refletindo, principalmente: (i) custos com O&M de R\$ 26,5 milhões, sendo R\$ 9,9 milhões referentes à Comercialização Off-Grid; (ii) R\$ 11,6 milhões referentes aos serviços de logística da GNL Brasil; e (iii) custos

Notas:

³⁵ Representa a consolidação de 100% dos resultados da GNL Brasil em função da Eneva S.A. ser a controladora da empresa com 51% de participação.

³⁶ Os resultados do segmento incluem as eliminações de receitas e despesas *intercompany* entre a Comercialização Off-Grid e a GNL Brasil. Por isso, diferem dos valores contábeis divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais, que são demonstrados sem essas eliminações.

referentes aos *royalties* do *Upstream*, associados ao volume de gás produzido para atendimento aos contratos de venda de GNL em pequena escala, somando R\$ 4,8 milhões.

O principal impacto na rubrica de Outras Receitas e Despesas no 2T25 foi referente aos encargos contratuais no valor de R\$ 2,2 milhões associados ao período em que a planta de liquefação do Complexo Parnaíba estava em comissionamento, sendo este o último trimestre que tais encargos serão aplicados referentes à fase de *ramp-up*.

Considerando os efeitos comentados acima, o EBITDA do segmento de Comercialização *Off-Grid* alcançou R\$ 78,5 milhões, crescimento de 41,7% frente ao 1T25, refletindo a consolidação do segmento após o período de estabilização e demonstrando o potencial de geração de valor do segmento. Vale destacar que o EBITDA ainda não reflete todo o volume o contratado da planta de liquefação, uma vez que um dos contratos, responsável por 1/4 da capacidade nominal da planta, apresentará aumento gradual da curva de demanda até o final de 2026.

► Comercialização de Energia

Este segmento é composto pela controlada indireta Eneva Comercializadora de Energia Ltda e, a partir de março/22, foram somadas nesse segmento as SPEs de comercialização provenientes da aquisição da Focus Energia Holding Participações S.A. ("Focus Energia"). Vale ressaltar que no 2T24 foi concluída a incorporação das subsidiárias FC One Energia Ltda., Focus Energia Ltda. e Platinum Comercializadora de Energia Participações Ltda. na Eneva S.A. No entanto, para fins de melhor compreensão, esses resultados continuarão a ser apresentados nesse segmento.

O segmento de comercialização tem como principais atividades a compra e venda da energia de terceiros, operações de *hedge* contra os efeitos de variações de preço de energia para as usinas do grupo e a atividade de comercialização de soluções em energia para clientes finais.

DRE – Comercialização de Energia

(R\$ Milhões)	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
Receita Operacional Líquida	1.352,5	543,3	149,0%	2.751,8	1.005,2	173,8%
Custos Operacionais	(1.304,3)	(483,3)	169,9%	(3.168,8)	(869,1)	264,6%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.302,3)	(479,0)	171,9%	(3.163,1)	(863,7)	266,2%
Outros	(2,1)	(4,3)	-51,5%	(5,7)	(5,4)	5,7%
Receitas/Custos Líquidos Var. MtM	(17,2)	33,5	-151,4%	521,6	31,3	1.567,3%
Despesas Operacionais	(11,8)	(11,3)	3,9%	(27,4)	(26,2)	4,4%
SG&A	(11,2)	(10,9)	2,4%	(26,4)	(25,5)	3,4%
Depreciação e Amortização	(0,6)	(0,4)	49,9%	(1,0)	(0,7)	41,7%
Outras Receitas/Despesas	(9,8)	(0,4)	2.671,2%	(10,1)	(0,6)	1.684,4%
Equivalência Patrimonial	-	(0,0)	100,0%	-	(0,0)	100,0%
EBITDA ICVM 527/12	10,0	82,2	-87,8%	68,1	141,3	-51,8%
Margem EBITDA (%)	0,7%	15,1%	-14,4 p.p.	2,5%	14,1%	-11,6 p.p.

No 2T25, a margem comercial corrente (resultado líquido das receitas e custos operacionais) do segmento somou R\$ 48,2 milhões apesar do impacto negativo de cerca de R\$ 19,7 milhões no segmento de Comercialização referente ao *swap* celebrado com o Complexo Solar Futura I para repasse do efeito de *spread* de preços entre os submercados NE e SE/CO para a Comercializadora, conforme explicado no segmento de Geração Solar. Na comparação com o 2T24, a margem comercial apresentou redução de 19,7%, impactada principalmente pelos custos associados à operação de compra de energia relativos ao *swap* com o segmento de geração solar.

A variação contábil da Marcação a Mercado dos contratos futuros de energia ("MtM³⁷") totalizou -R\$ 17,2 milhões no 2T25, frente ao valor positivo de R\$ 33,5 milhões contabilizado no 2T24. A variação do MtM do 2T25 reflete a baixa do valor realizado de margem comercial no 2T25 com a realização do *book*, parcialmente compensada pelo efeito líquido positivo decorrente dos novos contratos celebrados no período e pelos efeitos positivos de variação da taxa de desconto e do índice IPCA no trimestre. Em contrapartida, no 2T24, a variação do MtM foi beneficiada principalmente por novas operações de compra e venda de energia celebradas naquele período e por ajustes contratuais, cujos impactos positivos superaram o valor realizado do *book* naquele trimestre.

As despesas operacionais totalizaram R\$ 11,8 milhões no 2T25, ligeira variação frente ao valor de R\$ 11,3 milhões de despesas contabilizado no 2T24.

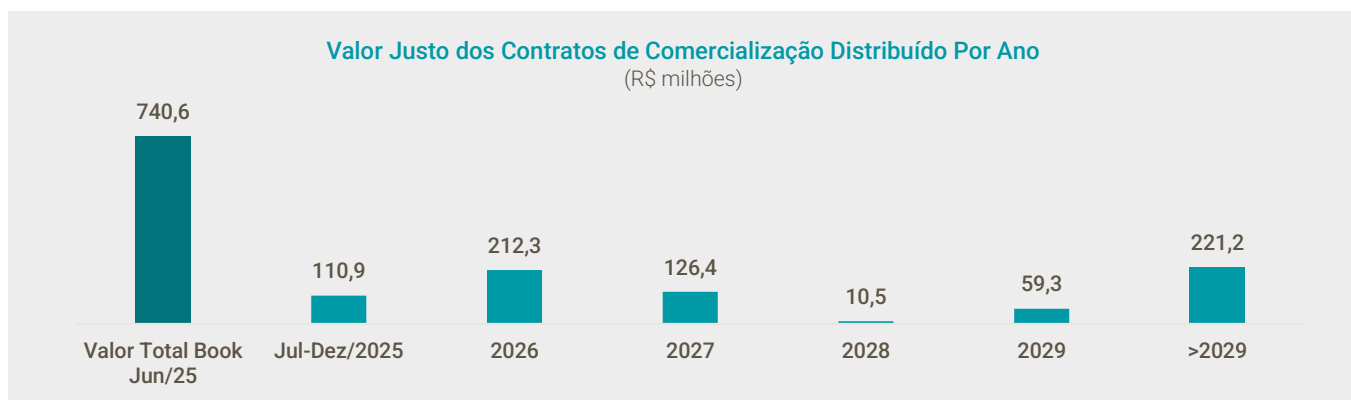
No 2T25, foram também registrados -R\$ 9,8 milhões na rubrica de outras receitas e despesas, referentes a distratos comerciais realizados com 2 contrapartes no período.

Como resultado dos fatores destacados acima, o EBITDA do segmento de Comercialização totalizou R\$ 10,0 milhões no 2T25, frente ao montante de R\$ 82,2 milhões no 2T24.

Notas:

³⁷ O MtM corresponde à variação dos saldos de valor justo dos contratos de comercialização de energia no período, e da mensuração do valor justo dos novos contratos firmados ao longo do trimestre para o final do período, com a atualização da expectativa de realização das posições futuras.

A posição líquida (saldos das contas do Ativo – saldos do Passivo) do valor justo dos contratos de comercialização de energia registrada no final do trimestre foi de R\$ 740,6 milhões³⁸, e reflete o somatório das diferenças entre o valor dos preços contratados das posições fechadas e o valor dos preços de mercado atuais das posições em aberto em cada maturidade, líquidas de PIS/COFINS, trazidas a valor presente no final do 2T25 pelas taxas de desconto correspondentes³⁹. A distribuição por ano dessa posição, de acordo com a maturidade de cada contrato, é mostrada no gráfico abaixo:



Notas:

³⁸ O valor de R\$ 740,6 milhões considera também os saldos no Ativo e Passivo relacionados a instrumentos financeiros contratados para *hedge* de exposição cambial.

³⁹ As taxas de desconto utilizadas são correspondentes à curva zero cupom de títulos indexados ao IPCA (NTN-B) divulgada pela Anbima (taxas de juros real) e os valores dos fluxos futuros não consideram a expectativa de correção dos preços pelos índices de inflação aplicáveis.

► Holding & Outros

Este segmento é composto pelas *holdings* Eneva S.A. e Eneva Participações S.A., além das subsidiárias criadas para a originação e o desenvolvimento de projetos. Até o final do 2T25, a Eneva S.A. também incorporava (i) os negócios do segmento de *Upstream*, em todas as bacias com atividades próprias de Exploração e Produção (E&P); (ii) desde março de 2023, a UTE Fortaleza, atualmente em hibernação, após a incorporação da CGTF na Eneva S.A.; (iii) desde o 2T24, as SPes Celse – Centrais Elétricas de Sergipe S.A e os principais veículos de comercialização de energia da Companhia; e (iv) desde janeiro de 2025, as subsidiárias Linhares, Viana e Povoação, após as respectivas incorporações na Eneva S.A.

Entretanto, no intuito de permitir melhor análise do desempenho dos segmentos de negócios da Companhia, optou-se aqui por apresentar os resultados do segmento de *Holding & Outros* apenas das empresas administrativas e projetos não operacionais, incluindo a UTE Fortaleza, atualmente em hibernação.

Com o início efetivo dos segmentos de Comercialização de Gás *On-Grid* com operações de compra e venda de gás de terceiros, no Hub Sergipe, e de Comercialização de Gás *Off-Grid*, referente à venda do gás natural liquefeito nas plantas de liquefação no Complexo Parnaíba, a partir do 4T24, a Companhia passou a apresentar ambos os segmentos isoladamente nas seções “Hub Sergipe” e “Comercialização de Gás *Off-Grid*”, respectivamente.

DRE – Holding e Outros

(R\$ Milhões)	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
Receita Operacional Líquida	-	1,1	N/A	-	0,5	-100,0%
Custos Operacionais	0,0	(0,6)	104,0%	(0,0)	(0,8)	-95,1%
Depreciação e Amortização	-	-	N/A	-	-	N/A
Despesas Operacionais	(75,2)	(60,5)	24,3%	(152,0)	(120,4)	26,2%
SG&A	(49,1)	(40,4)	21,6%	(104,0)	(79,9)	30,1%
SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)	(26,1)	(20,1)	29,8%	(48,1)	(40,6)	18,6%
Depreciação e Amortização	(225,7)	(25,2)	797,2%	(451,6)	(33,2)	1.259,9%
<i>Mais-Valias, Menos -Valias e Ágios</i>	(220,5)	(22,7)	870,8%	(441,0)	(28,3)	1.460,1%
Outras Receitas/Despesas	1,4	29,1	-95,0%	(17,3)	59,8	N/A
Equivalência Patrimonial ⁴⁰	147,1	137,4	7,1%	517,8	572,0	-9,5%
EBITDA ICVM 527/12	73,4	106,5	-31,1%	348,4	511,1	-31,8%
EBITDA ex-Equivalência ⁴⁰	(73,7)	(30,9)	138,6%	(169,4)	(60,9)	178,1%

O segmento de Holding e Outros, no 2T25, registrou despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, de R\$ 75,2 milhões, incremento de R\$ 14,7 milhões em relação ao mesmo período no ano anterior, tendo em vista os seguintes fatores:

- Aumento de R\$ 6,0 milhões na rubrica de despesas referentes ao Programa de Incentivo de Longo Prazo (ILPs), totalizando R\$ 26,1 milhões, dada a inclusão de novos planos, além da revisão das premissas de *restricted units*. Desse montante, R\$ 23,3 milhões são relativos a provisões, sem efeito caixa, e R\$ 2,7 milhões se referem a desembolsos de caixa direcionados a encargos trabalhistas, dado a maturação de ILPs no trimestre; e
- Aumento de R\$ 8,7 milhões na rubrica de SG&A, reflexo de: (i) impacto positivo de R\$ 4,0 milhões ocorrido no 2T24 referente à capitalização acumulada de despesas retroativas relativas aos gastos com o projeto Azulão 950, distorcendo a comparação com o 2T25; (ii) crescimento de R\$ 2,0 milhões na rubrica de consultorias, principalmente, tendo em vista a contratação de consultorias para realização de apoios e estudos sobre os setores de atuação e desenvolvimento de projetos; (iii) incremento de R\$ 1,0 milhão em despesas com pessoal, sobretudo impactado pelo aumento de *headcount* na comparação entre os períodos, considerando a incorporação dos ativos térmicos adquiridos no 4T24. Vale ressaltar que o aumento do SG&A da Holding reflete também um menor repasse às operações no 2T25 frente ao 2T24. Desconsiderando o efeito retroativo de R\$ 4,0 milhões contabilizado no 2T24, as despesas de SG&A (exceto ILPs) apresentaram aumento de apenas R\$ 1,7 milhão no Consolidado da Companhia.

No 2T25, a rubrica de “Outras Receitas/Despesas” somou R\$ 1,4 milhão, impactada, sobretudo por reversões de provisões de processos cíveis, mais do que compensando as despesas ocorridas no período. Vale destacar que o resultado do 2T24 foi

Notas:

⁴⁰ A Equivalência Patrimonial consolida os resultados referentes às controladas da ENEVA S.A. e ENEVA Participações S.A. e é quase que integralmente eliminada no resultado consolidado.

positivamente impactado pelo reconhecimento de receitas pontuais no valor de R\$ 32,0 milhões, relacionadas ao direito de ressarcimento de créditos da Conta Consumo de Combustível da SPE Amapari. Esse reconhecimento decorreu de decisão favorável do processo que tratava do reembolso de custos de combustível retroativos ao período de operação da UTE Serra do Navio.

Considerando os efeitos mencionados acima, o EBITDA do segmento, excluindo a Equivalência Patrimonial (que é praticamente eliminada em sua totalidade na visão consolidada da Companhia) foi de R\$ 73,7 milhões negativos no 2T25.

Importante ressaltar que a partir do 1T25, a amortização dos saldos de mais e menos valia gerados na aquisição das empresas Linhares, Tevisa e Povoação passou a ser contabilizada na rubrica de Depreciação e Amortização, após a incorporação das respectivas empresas na Holding em 27 de janeiro de 2025. Sendo assim, no 2T25, a rubrica foi impactada, principalmente, por: (i) R\$ 144,5 milhões de amortização de mais e menos valia de Linhares, Tevisa e Povoação (sendo R\$ 15,2 milhões referentes à Linhares, cujo valor é dedutível para fins do IRPJ/CSL); (ii) R\$ 70,4 milhões associados aos efeitos gerados pela aquisição da SPE Celse pela Companhia concluída em 2022, sendo R\$ 18,9 milhões relacionados à amortização do ágio (não dedutível para fins do IRPJ/CSL) e R\$ 51,5 milhões referentes à amortização contábil da mais-valia, que após a incorporação na Holding, passou a ser dedutível para fins do IRPJ/CSL. Ambas as contabilizações foram motivadas pela incorporação da SPE Celse na Holding ao final de junho/24⁴¹.

Notas:

⁴¹ Vale ressaltar que a amortização da mais-valia da Celse gerada na combinação de negócios já estava sendo registrada em resultado, a nível contábil, desde o 1T23, após a conclusão da aquisição do ativo. No entanto, como a SPE Celse se encontrava em SPE separada da Holding, essa amortização era registrada na conta de Equivalência Patrimonial na Holding, sendo reclassificada para a rubrica de Depreciação e Amortização a nível Consolidado, seguindo o disposto no CPC18. Com a incorporação da SPE Celse na Holding, a amortização da mais-valia passa a ser contabilizada diretamente na linha de Depreciação e Amortização da Holding.

Resultado Financeiro Consolidado

Resultado Financeiro

(R\$ Milhões)	2T25	2T24	%	6M25	6M24	%
Receitas Financeiras	150,4	102,2	47,2%	388,3	184,1	110,9%
Receitas de aplicações financeiras	135,0	56,6	138,4%	273,3	125,4	118,0%
Multas e juros recebidos	0,5	20,8	-97,6%	22,8	21,4	6,5%
Juros entre partes relacionadas	1,1	4,9	-77,5%	2,1	5,3	-60,4%
Outros	13,8	19,8	-30,3%	90,2	32,0	181,5%
Despesas Financeiras	(706,9)	(619,4)	14,1%	(1.577,1)	(1.297,7)	21,5%
Encargos de dívida ⁴²	(60,8)	(72,0)	-15,5%	(115,6)	(142,3)	-18,8%
Juros sobre debêntures	(268,3)	(313,4)	-14,4%	(526,8)	(648,3)	-18,7%
Variação monetária	(133,0)	(85,7)	55,2%	(377,3)	(249,2)	51,4%
Juros sobre arrendamento mercantil e outros juros ⁴³	(58,2)	(63,4)	-8,3%	(127,0)	(125,8)	1,0%
Variação cambial líquida	12,7	(13,5)	194,5%	7,7	(10,1)	175,8%
Comissões e corretagens financeiras	(15,8)	(10,7)	47,9%	(31,0)	(21,9)	41,9%
IOF/IOC	(5,6)	(2,3)	146,7%	(11,2)	(7,6)	48,3%
Juros a incorrer Antecipação Recebíveis	(121,2)	(23,0)	426,0%	(242,8)	(48,0)	405,6%
Outros	(56,7)	(35,4)	60,3%	(153,0)	(44,5)	243,7%
Variação cambial não caixa sobre arrendamento	200,1	(388,1)	151,6%	506,5	(493,4)	202,7%
Variação da marcação a mercado de swaps	104,6	(13,4)	878,6%	177,2	(18,8)	1.044,1%
Resultado Financeiro Líquido	(251,8)	(918,7)	-72,6%	(505,1)	(1.625,8)	-68,9%
Resultado Financeiro ajustado para excluir impactos one-off e não-caixa⁴⁴	(556,5)	(517,2)	7,6%	(1.188,8)	(1.113,6)	6,7%

No 2T25, o resultado financeiro líquido consolidado totalizou -R\$ 251,8 milhões, representando uma melhora de R\$ 666,9 milhões frente ao resultado do mesmo período de 2024. Essa melhora foi impulsionada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- **Variação cambial sobre arrendamento:** contabilização positiva de R\$ 200,1 milhões no 2T25 de efeito não-caixa decorrente da variação cambial sobre o passivo em moeda estrangeira (dólar americano) relacionado ao arrendamento do FSRU da UTE Porto de Sergipe I. Essa variação reflete a desvalorização de 5,0% da taxa Ptax de câmbio entre o final do 1T25 e o final do 2T25, reduzindo o saldo remanescente do passivo contabilizado em moeda nacional. Por outro lado, no 2T24, houve um impacto negativo de R\$ 388,1 milhões devido à valorização do dólar frente ao real. A diferença entre os dois períodos resultou em uma variação positiva de R\$ 588,1 milhões no comparativo trimestral.
- **Marcação a mercado de swaps:** contabilização positiva de R\$ 104,6 milhões de efeito recorrente e não-caixa, em função, principalmente, do resultado da marcação a mercado do swap atrelado à operação de antecipação de recebíveis da UTE Porto de Sergipe I que tem como fator de desconto o CDI. A redução da curva futura de DI no médio e longo prazo durante o trimestre gerou um efeito positivo de R\$ 91,6 milhões. É importante destacar que o custo financeiro das dívidas atreladas ao CDI possui *hedge* natural com o rendimento de caixa e demais receitas de aplicações financeiras da Companhia.

Desconsiderando os efeitos elencados acima, o resultado financeiro líquido ajustado teria sido de -R\$ 556,5 milhões no 2T25, versus -R\$ 517,2 milhões no 2T24 – uma ligeira variação entre os períodos. Essa diferença reflete movimentos compensatórios entre diferentes rubricas, conforme detalhado a seguir:

Notas:

⁴² Inclui amortizações sobre os custos de transação.

⁴³ Juros sobre arrendamento mercantil, conforme IFRS16/CPC 06. A rubrica inclui também valores de juros de provisão de abandono e juros sobre partes relacionadas.

⁴⁴ Essa linha considera o Resultado Financeiro Líquido, deduzido das linhas (i) Variação cambial não caixa sobre arrendamento mercantil (não caixa) e (ii) Variação da marcação a mercado de swaps (não caixa).

- **Receitas de Aplicações Financeiras:** variação positiva de R\$ 78,4 milhões em função, principalmente, da maior posição média de caixa no 2T25 em comparação ao 2T24;
- **Encargos de Dívida, Juros sobre Debêntures e Variação Monetária:** melhoria de R\$ 9,0 milhões no 2T25 vs. 2T24, refletindo os sucessivos processos de *liability management* conduzidos pela Companhia desde o segundo semestre de 2023;
- **Juros sobre antecipação de recebíveis:** impacto negativo na comparação entre os períodos de R\$ 98,1 milhões, decorrente do início da contabilização dos encargos financeiros relacionados às operações de adiantamento parcial de receita fixa na UTE Porto de Sergipe I estruturada em julho/24.
- **Despesas Financeiras – Outros:** contabilização de R\$ 29,2 milhões referentes a juros e correção monetária sobre valores retidos na aquisição de ativos pagos no período.

Investimentos

(R\$ Milhões)	2T25	1T25	4T24	3T24	2T24	1T24	6M25	6M24
Geração a Carvão	15,7	16,0	27,0	5,8	3,7	3,9	31,7	7,6
Pecém II	11,4	1,4	11,5	4,0	0,9	(0,0)	12,8	0,8
Itaqui	4,3	14,5	15,5	1,8	2,8	3,9	18,9	6,8
Geração a Óleo ⁴⁵	15,7	0,4	1,9	-	-	-	16,1	-
Geração a Gás	35,8	15,0	58,4	17,5	20,0	14,8	50,7	34,8
Parnaíba I ⁴⁶	3,2	0,8	29,8	1,8	9,0	(4,3)	4,0	4,7
Parnaíba II	13,7	9,3	11,8	7,3	9,5	9,4	23,0	18,9
Parnaíba III ⁴⁷	-	-	1,9	-	0,5	(0,0)	-	0,5
Parnaíba IV	0,1	-	0,1	-	0,2	0,1	0,1	0,2
Parnaíba V ⁴⁶	17,4	4,6	11,6	8,3	0,8	9,7	22,1	10,5
UTE Fortaleza	0,7	0,3	1,4	0,1	0,0	(0,1)	1,0	(0,0)
UTES Gás Espírito Santo ⁴⁵	0,7	-	1,9	-	-	-	0,7	-
Hub Sergipe	7,2	(2,4)	124,4	20,6	23,8	9,3	4,9	33,1
Parnaíba VI ⁴⁷	2,8	20,0	42,0	54,2	21,2	49,2	22,8	70,4
Azulão-Jaguatirica	19,9	7,3	38,1	21,6	12,0	26,3	27,2	38,3
Azulão 950	639,8	528,7	554,3	589,0	492,1	125,3	1.168,5	617,4
E&P	25,1	28,5	20,1	26,3	8,5	5,4	53,6	13,9
UTE	614,7	500,2	534,2	562,7	483,6	119,9	1.114,9	603,5
Futura 1	5,1	1,5	17,6	8,7	-	(3,3)	6,6	(3,3)
Upstream	233,7	77,8	141,7	162,4	89,1	88,3	311,4	177,4
Desenvolvimento ⁴⁸	200,8	48,6	120,6	143,6	70,5	58,8	249,4	129,3
Exploração	32,8	29,2	21,2	18,8	18,6	29,5	62,0	48,1
Plantas de Liquefação de Gás – Maranhão (1º e 2º Trem)	36,2	35,9	36,2	63,4	87,7	123,3	72,1	211,0
Plantas de Liquefação de Gás – Maranhão (3º Trem)	22,4	-	-	-	-	-	22,4	-
Holding e Outros	566,4	160,8	82,3	23,9	43,7	17,5	727,2	61,2
Total ⁴⁹	1.600,5	861,1	1.124,0	966,9	793,2	454,7	2.461,6	1.247,9

Valores acima referem-se à visão de capex econômico (competência).

Notas:

⁴⁵ Os valores investidos anteriormente ao 4T24 não serão apresentados uma vez que não será feito um pró-forma dos ativos adquiridos.

⁴⁶ O capex de Parnaíba I é apresentado separadamente ao de Parnaíba V. Conforme reestruturação societária anunciada no 1T20, a SPE Parnaíba I foi incorporada na PGC em jan/20.

⁴⁷ A UTE Parnaíba VI é o fechamento do ciclo da UTE Parnaíba III, cujo contrato de início do PPA iniciou em janeiro/25. Para melhor compreensão, o capex será apresentado separadamente ao da Parnaíba III.

⁴⁸ Incluem valores associados à produção (STGP).

⁴⁹ Números do 1T24 e 2T24 foram alterados para inclusão dos valores classificados em imobilizado naqueles trimestres referentes à alocação de rateios de gastos corporativos para projetos.

No 2T25, os investimentos da Companhia totalizaram R\$ 1.600,5 milhões, sendo 58,2% destinado aos principais projetos da Companhia e ao desenvolvimento no *Upstream*, conforme detalhado abaixo:

- **Azulão 950:** total de R\$ 639,8 milhões investidos no 2T25, dos quais R\$ 521,0 milhões foram destinados aos serviços de construção e montagem realizados na UTE, UTG, Subestação e Linhas de Transmissão, incluindo as atividades de obras civis, montagem eletromecânica, testes de núcleo e a aquisição de suprimentos diversos. Adicionalmente, R\$ 68,0 milhões se referem a outros serviços de terceiros, incluindo serviços de consultoria e atividades de suporte ao projeto. Ainda no período, R\$ 34,0 milhões foram pagos à GE, referentes aos marcos contratuais, tendo em vista, principalmente, a chegada do gerador a vapor no site, enquanto R\$ 17,0 milhões foram direcionados para marcos intermediários de outros contratos de equipamentos, como a aprovação dos estudos de dimensionamento e documentos técnicos de determinados equipamentos das turbinas e entrega do *Slug Catcher* e das bombas de condensado e de circulação de água.
- **Plantas de liquefação de gás no Maranhão:** investimento total no trimestre equivalente a R\$ 58,5 milhões, dos quais R\$ 36,2 milhões foram destinados ao 1º e 2º trens, sendo R\$ 17,0 milhões referentes à compra de equipamentos e ao comissionamento das plantas de liquefação do sistema de regaseificação, e R\$ 15,4 milhões ainda foram valores remanescentes referentes à construção e montagem das plantas. Do montante restante, R\$ 22,4 milhões foram investidos no 3º trem, para a expansão da capacidade da planta de liquefação, conforme anunciado em março/25. Esse montante foi direcionado à aquisição de equipamentos de liquefação.
- **Upstream:** os investimentos relacionados às atividades de desenvolvimento e exploração (ex-Azulão 950) somaram R\$ 233,7 milhões no 2T25. Deste total, R\$ 124,4 milhões foram destinados ao desenvolvimento dos campos Gavião Belo e Gavião Mateiro, tendo em vista as obras para conexão do gasoduto do polo sul ao polo produtor. Adicionalmente, R\$ 48,8 milhões foram referentes à perfuração de 3 poços, sendo 2 de desenvolvimento e 1 exploratório. Ainda no período, R\$ 31,1 milhões foram capitalizados dos times de suporte destinados às atividades em andamento, tanto de exploração, quanto de produção; R\$ 16,7 milhões foram investidos na mobilização e montagem da sonda de perfuração; e R\$ 5,8 milhões foram dispendidos com a mobilização sísmica no campo de Tambaqui e a preparação para a campanha no Amazonas.

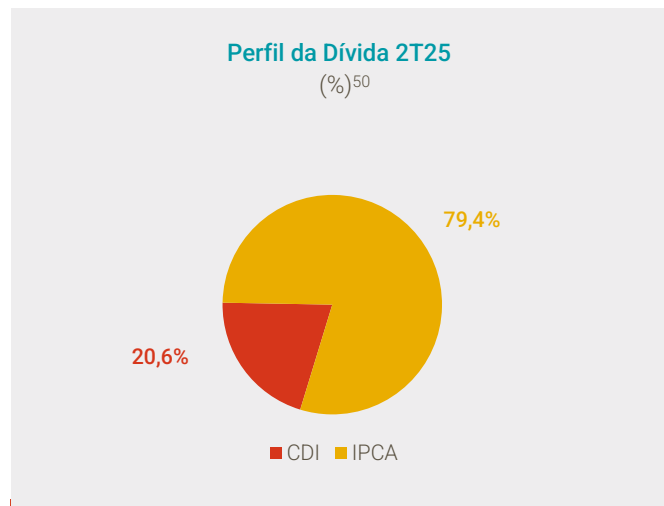
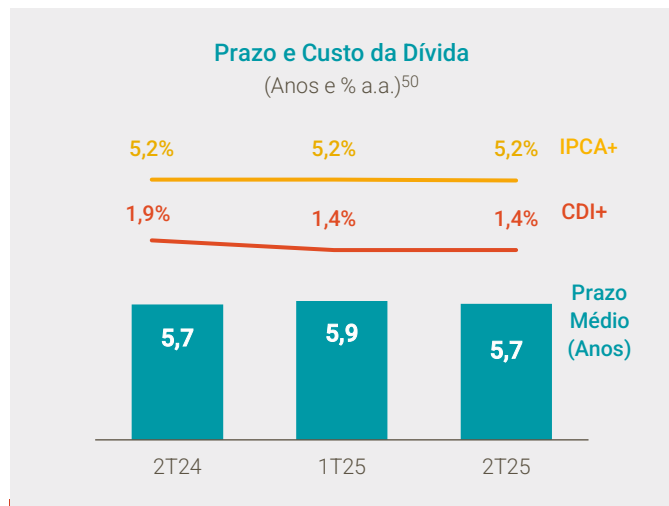
Os valores investidos em **Holding e Outros** e **Sustaining** (operações existentes) totalizaram R\$ 668,6 milhões no trimestre, direcionados às operações correntes, a investimentos corporativos diversos e à aquisição e desenvolvimento de projetos termelétricos do *pipeline* da Eneva para os leilões de reserva de capacidade.

Nos ativos operacionais, o principal gasto de *sustaining* foi destinado ao Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica, cujo total investido foi de R\$ 19,9 milhões, dos quais R\$ 10,4 milhões se referem à manutenção dos sistemas de autogeração e das carretas criogênicas, além da realização de manutenção preventiva da UGNL.

Endividamento

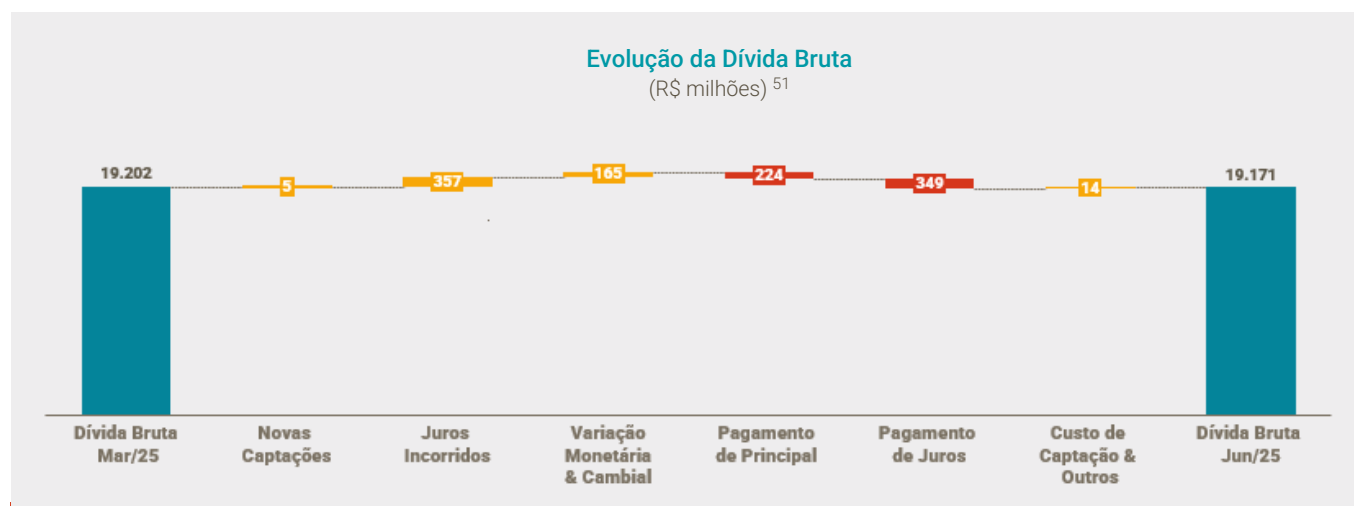
► Perfil da Dívida

A dívida bruta consolidada (líquida do saldo de depósitos vinculados aos contratos de financiamento e custos de transação) totalizou R\$ 19.171 milhões no encerramento de junho/25, frente a R\$ 19.529 milhões em junho/24 e R\$ 19.202 milhões ao final de março/25.



Ao final do 2T25, o prazo médio de vencimento da dívida consolidada era de cerca de 5,7 anos, apresentando ligeira redução em relação ao 1T25 e estabilidade em relação ao mesmo período no ano anterior. Adicionalmente, o *spread* médio das dívidas indexadas ao IPCA era de 5,2%, estável frente ao 1T25 e ao 2T24, enquanto o *spread* médio da dívida indexada ao CDI foi de 1,4% no 2T25, com manutenção dos custos médios de dívidas indexadas ao CDI frente ao registrado no 1T25 e redução referente ao 2T24.

► Movimentação da Dívida Bruta



Os principais efeitos que impactaram a variação da dívida bruta no 2T25 foram:

Notas:

⁵⁰ O custo da dívida apresentado considera o custo médio ponderado da dívida no trimestre. O custo em CDI+ inclui no seu cálculo exposições em EURIBOR+, equivalente a 0,6% do montante total de dívida.

⁵¹ Os valores de pagamentos de principal e juros incluem também os valores constituídos ou liberados (pagos) de depósitos vinculados.

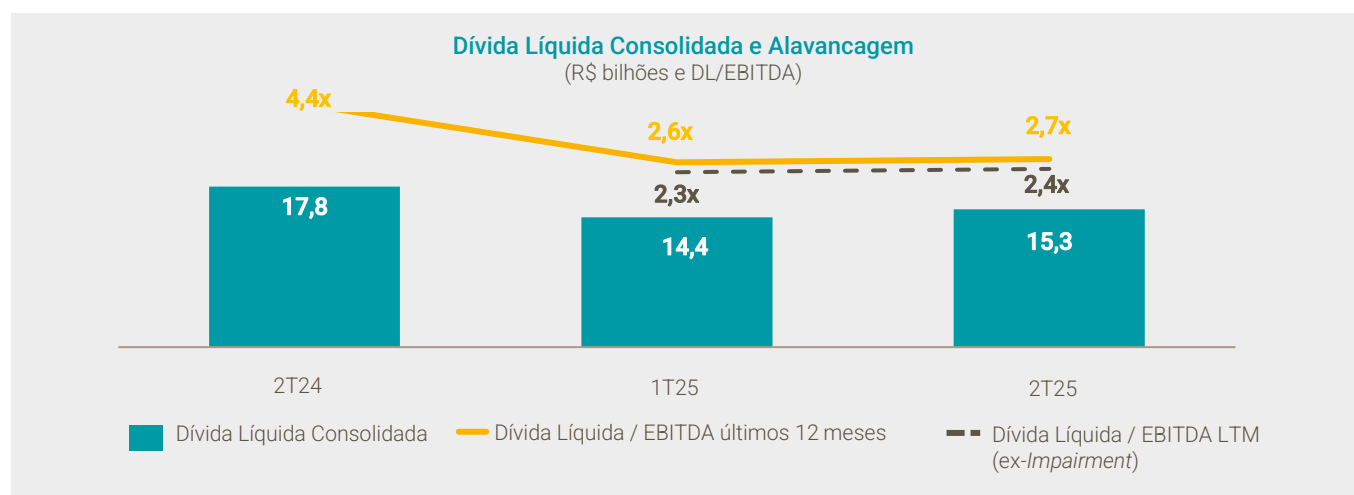
- Pagamentos de principal e juros e constituição de depósitos vinculados no montante de R\$ 572 milhões, majoritariamente seguindo o cronograma das dívidas, conforme explicado na seção de Fluxo de Caixa;
- Juros contabilizados sobre debêntures e financiamentos no período, aumentando a dívida bruta em R\$ 357 milhões no 2T25; e
- Variação Monetária e Cambial, totalizando R\$ 165 milhões, referente aos contratos indexados ao IPCA e EURIBOR.

Vale ainda destacar que, em junho/25, foi concluída a assinatura do Contrato de Financiamento da Sparta 300 SPE S.A., junto às instituições financeiras Banco da Amazônia S.A. e Fundo Constitucional de Financiamento do Norte – FNO, para construção e implementação da UTE Azulão II. A operação foi contratada ao custo de IPCA + 6,03% a.a., considerando o bônus de adimplência contratual, com prazo de vigência de 17 anos, incluídos 3 anos de carência, e vencimento final em 15 de junho de 2042. Com esse financiamento, a Companhia atingiu um total contratado de R\$ 2.526 milhões para o Projeto Azulão 950, com custo médio ponderado de IPCA + 4,13% a.a.. Ao longo do 2T25, a Companhia não realizou nenhum desembolso adicional relativo aos contratos de financiamento celebrados.

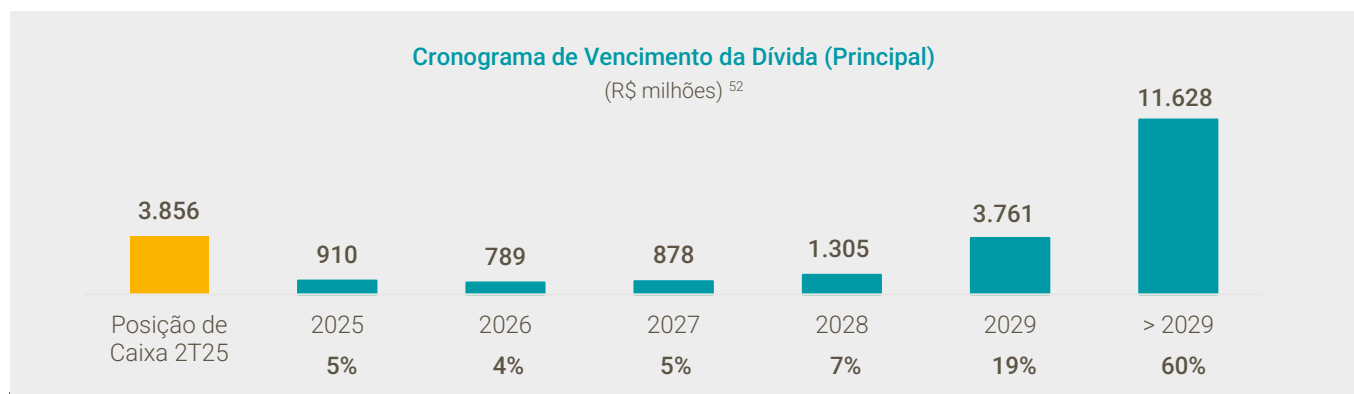
► Dívida Líquida e Alavancagem

Ao final de junho/25, o saldo de caixa (inclui caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários) totalizou R\$ 3.856 milhões, apresentando crescimento de R\$ 2.156 milhões frente ao saldo de caixa de R\$ 1.700 milhões apresentado em junho/24, e redução de R\$ 910 milhões na comparação com o saldo de caixa registrado em março/25, de R\$ 4.766 milhões.

A dívida líquida consolidada totalizava R\$ 15.315 milhões ao final do 2T25, com a relação de dívida líquida/EBITDA nos últimos 12 meses em 2,7x. Importante considerar que o EBITDA 12 meses para fins de *covenants* considera o resultado 12 meses dos ativos adquiridos no 4T24. Desconsiderando o impacto de R\$ 635 milhões da despesa não caixa de *Impairment* registrada no EBITDA do 4T24, a dívida líquida/EBITDA nos últimos 12 meses totalizaria 2,4x.



A Eneva possui a maior parte de suas dívidas concentradas no médio e longo prazo, com vencimentos a partir de 2029, conforme demonstrado no gráfico abaixo.



Notas:

⁵² O fluxo em questão considera apenas o valor do principal da dívida, desconsiderando os custos de transação, depósitos vinculados e *accrual* de juros.

Mercado de Capitais

ENEV3

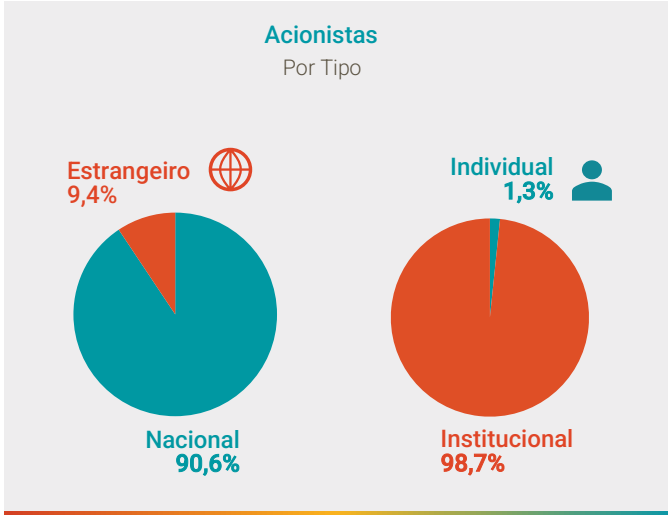
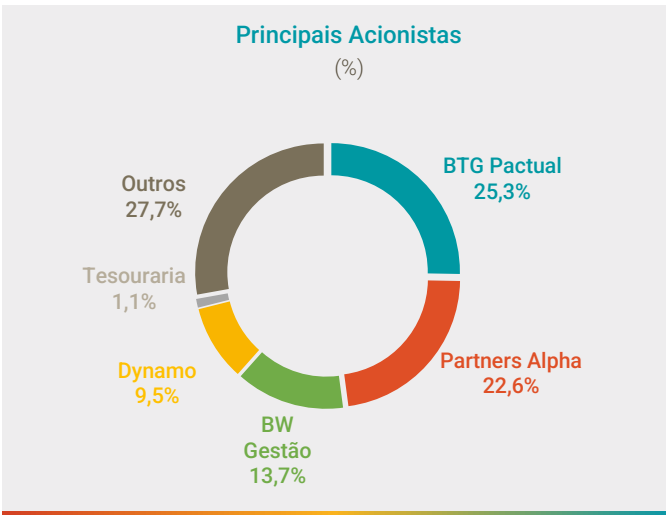
	2T25	1T25	2T24
Nº de ações - final período	1.932.591.767	1.932.591.767	1.584.697.571
Cotação fechamento - final período (R\$/ação)	13,65	11,83	12,70
Ações negociadas (Milhões) - média diária	11,6	9,9	7,1
Volume financeiro (R\$ Milhões) - média diária	132,8	103,1	79,6
Valor de mercado - final período (R\$ Milhões) ⁵³	26.090	22.605	20.109 ⁵⁴
Enterprise Value - final período (R\$ Milhões) ⁵⁵	41.695	37.299	37.954

Composição Acionária

Ao final de junho de 2025, o capital social da Eneva, era composto por 1.932.591.767 ações ordinárias, com 98,74% das ações em circulação. A composição acionária está detalhada abaixo:

► Perfil do Capital Social da Eneva

Em 30 de junho de 2025



Eventos Subsequentes

Conforme Aviso aos Acionistas de 21 de julho de 2025, a Companhia realizou a emissão de 4.381.891 novas ações ordinárias da Eneva em favor do Banco BTG Pactual S.A., ao valor total de R\$ 1,00. Dessa forma, o capital social da Eneva passou a ser representado por 1.936.973.658 ações ordinárias, tendo sido aumentado de R\$ 18.134.264.033,68, no fechamento de junho/25, para R\$18.134.264.034,68, ao longo de julho/25. O aumento foi decorrente do exercício do bônus de subscrição, no âmbito do acordo de associação que resultou na incorporação da Termelétrica Viana S.A., à época detentora das UTEs Viana e Viana I. A transação se deu no contexto do pagamento do *earn out* relativo à antecipação da data de início do Contrato de Potência de Reserva de Capacidade, decorrentes do 1º Leilão de Reserva de Capacidade (“CRCAP 2021”) da termelétrica Viana, conforme divulgado em 11 de julho de 2025, por meio de Comunicado ao Mercado.

Notas:

⁵³ Desconsidera valor de ações em tesouraria, a preço de fechamento do período.

⁵⁴ Valor de Mercado divulgado no 2T4 não desconsiderava as ações em tesouraria.

⁵⁵ Enterprise Value equivale à soma do valor de mercado e da dívida líquida da Companhia, ambas do final do período.

ESG – Ambiental, Social e Governança

Após três edições anuais de relatórios de sustentabilidade, a Eneva divulgou seu terceiro Relato Integrado e o Databook ESG 2024, em junho de 2025. Os documentos seguem os princípios, diretrizes e recomendações do *International Integrated Reporting Council* (IIRC), *Global Reporting Initiative* (GRI), *Sustainability Accounting Standards Board* (SASB) e *Task Force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD).

Com foco na transparência e na qualidade das informações prestadas, o Relato Integrado e o Caderno de Indicadores ESG passaram pela verificação de uma auditoria independente especializada, em conformidade com as recomendações da Comissão de Valores Mobiliários (CVM). Para acessar os documentos mais recentes, [clique aqui](#).

Indicadores-Chave ESG

A partir da divulgação do Relatório de Sustentabilidade 2019, em 2020, a Companhia passou a atualizar trimestralmente os seus indicadores de sustentabilidade mensurados em cada período. A planilha interativa contendo todos os indicadores disponibilizados pela ENEVA se encontra no site de Relações com Investidores da Companhia e pode ser acessado por [aqui](#).

Anexos – Tabelas DRE por Segmento

DRE – 2T25	Geração Parnaíba	Geração Roraima	Geração Gás de Terceiros	Total Geração Gás	Upstream	Elimin. entre Segmentos	Total Elimin. Gás/ Upstream	HUB Sergipe	Geração Carvão	Geração Óleo	Geração Solar	Comercializadora	SSLNG & GNL	Holding e Outros ¹	Elimin. Segmentos	Total
(R\$ Milhões)																
Receita Operacional Bruta	793,7	203,9	690,5	1.688,0	251,0	(322,0)	1.617,1	755,0	280,5	0,1	124,6	1.481,8	144,7	-	(463,7)	3.939,9
Deduções da Receita Bruta	(82,0)	(11,0)	(115,7)	(208,7)	(32,6)	53,9	(187,4)	(83,3)	(28,7)	(0,4)	(8,5)	(146,5)	(14,3)	-	43,0	(426,0)
Receita Operacional Líquida	711,7	192,9	574,8	1.479,4	218,5	(268,1)	1.429,7	671,7	251,8	(0,3)	116,2	1.335,3	130,3	0,0	(420,7)	3.514,0
Custos Operacionais	(437,8)	(110,3)	(120,0)	(668,1)	(82,0)	268,5	(481,6)	(355,7)	(229,1)	(40,5)	(129,1)	(1.304,3)	(53,3)	0,0	418,2	(2.175,5)
Depreciação e amortização	(61,5)	(36,6)	(12,6)	(110,7)	(28,0)	-	(138,7)	(98,7)	(152,4)	(12,5)	(28,7)	-	(6,8)	-	9,4	(428,4)
Despesas Operacionais ²	(8,0)	(4,9)	(1,0)	(13,8)	(81,6)	2,7	(92,8)	(3,3)	(7,0)	(2,0)	(3,9)	(11,8)	(2,8)	(300,8)	(4,8)	(429,3)
SG&A e Despesas de Exploração ^{2,3}	(7,7)	(4,9)	(1,0)	(13,6)	(77,8)	2,7	(88,7)	(3,3)	(6,4)	(1,9)	(3,8)	(11,2)	(2,7)	(75,2)	(2,7)	(195,9)
Depreciação e amortização	(0,3)	(0,0)	-	(0,3)	(3,9)	-	(4,1)	(0,0)	(0,6)	(0,1)	(0,1)	(0,6)	(0,0)	(225,7)	(2,2)	(233,4)
Outras receitas/despesas	(1,8)	(0,1)	(0,1)	(2,0)	0,0	(0,4)	(2,3)	112,6	(2,7)	(0,5)	(0,0)	(9,8)	(2,6)	1,4	1,6	97,7
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	(19,5)	(19,5)	-	-	-	-	-	-	147,1	(127,9)	(0,4)
EBITDA ICVM 527/12	325,9	114,2	466,3	906,4	86,7	(16,9)	976,2	523,9	165,9	(30,6)	12,0	10,0	78,5	73,4	(140,9)	1.668,3
Resultado Financeiro Líquido	(34,7)	(24,6)	6,5	(52,8)	(3,8)	1,0	(55,7)	35,1	(29,4)	(2,0)	(10,2)	1,3	(12,8)	(179,3)	1,1	(251,8)
EBT	229,4	53,0	460,3	742,6	51,0	(15,9)	777,7	460,3	(16,4)	(45,3)	(27,0)	10,8	58,8	(331,6)	(132,6)	754,7
Impostos Correntes	(30,5)	(3,6)	-	(34,1)	-	-	(34,1)	-	(2,4)	-	(4,6)	6,5	(2,1)	(0,0)	-	(36,8)
Impostos Diferidos	(7,6)	(3,9)	-	(11,5)	-	-	(11,5)	-	7,2	0,6	3,0	10,0	(0,4)	(240,9)	-	(232,0)
Resultado Líq. Período	191,2	45,4	460,3	697,0	51,0	(15,9)	732,1	460,3	(11,6)	(44,7)	(28,7)	27,3	56,4	(572,6)	(132,6)	485,8
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	121,5	121,5
Resultado Líq. Eneva	191,2	45,4	460,3	697,0	51,0	(15,9)	732,1	460,3	(11,6)	(44,7)	(28,7)	27,3	56,4	(572,6)	(254,1)	364,5

1 - Estão incluídas na coluna de Holding e Outras os custos e despesas associados também à UTE Fortaleza, com impacto de -R\$ 3,5 milhões em EBITDA no 2T25 e de - R\$ 0,5 milhões no 2T24.

2 - Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e a amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do Upstream.

3 - No SG&A também estão contidas despesas com ILP.

DRE – 2T24	Geração Parnaíba	Geração Roraima	Geração Gás de Terceiros	Total Geração Gás	Upstream	Elimin. entre Segmentos	Total Elimin. Gás/ Upstream	HUB Sergipe	Geração Carvão	Geração Óleo	Geração Solar	Comercializadora	SSLNG & GNL	Holding e Outros ¹	Elimin. Segmentos	Total
R\$ Milhões																
Receita Operacional Bruta	579,5	193,7	-	773,2	123,1	(120,4)	775,8	545,6	268,1	-	69,1	641,2	-	(0,1)	(107,6)	2.192,0
Deduções da Receita Bruta	(80,4)	(14,4)	-	(94,8)	(14,5)	15,8	(93,5)	(52,8)	(27,8)	-	(5,5)	(64,4)	-	1,1	9,8	(233,1)
Receita Operacional Líquida	499,1	179,3	-	678,4	108,6	(104,6)	682,4	492,7	240,3	-	63,6	576,7	-	1,1	(97,9)	1.958,9
Custos Operacionais	(237,7)	(108,6)	-	(346,2)	(49,4)	104,6	(291,0)	(200,5)	(121,4)	-	(64,2)	(483,3)	-	(0,6)	97,9	(1.063,0)
Depreciação e amortização	(40,9)	(39,6)	-	(80,5)	(18,9)	-	(99,4)	(98,8)	(50,5)	-	(27,5)	-	-	-	-	(276,2)
Despesas Operacionais ²	(8,5)	(7,3)	-	(15,8)	(29,3)	4,3	(40,8)	(2,8)	(10,1)	-	(3,0)	(11,3)	-	(85,6)	(43,1)	(196,7)
SG&A e Despesas de Exploração ^{2,3}	(8,3)	(7,3)	-	(15,6)	(26,6)	4,3	(38,0)	(2,8)	(9,7)	-	(2,9)	(10,9)	-	(60,5)	(4,3)	(129,2)
Depreciação e amortização	(0,2)	(0,0)	-	(0,2)	(2,6)	-	(2,8)	0,0	(0,3)	-	(0,1)	(0,4)	-	(25,2)	(38,8)	(67,6)
Outras receitas/despesas	(2,7)	0,2	-	(2,5)	0,0	0,1	(2,3)	1,5	(3,1)	-	2,8	(0,4)	-	29,1	(0,1)	27,5
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,0)	-	137,4	(101,4)	(0,0)
EBITDA ICVM 527/12	291,4	103,1	-	394,5	51,5	4,5	450,5	389,7	156,6	-	26,8	82,2	-	106,5	(141,8)	1.070,3
Resultado Financeiro Líquido	(26,8)	(17,7)	-	(44,5)	(13,5)	0,3	(57,7)	(416,4)	(37,9)	-	(7,9)	1,3	-	(399,6)	(0,5)	(918,7)
EBT	223,4	45,9	-	269,3	16,4	4,8	290,6	(125,5)	67,8	-	(8,7)	83,1	-	(318,2)	(181,2)	(192,1)
Impostos Correntes	(23,4)	(3,3)	-	(26,7)	-	-	(26,7)	13,3	(3,8)	-	(4,2)	(6,2)	-	(8,6)	-	(36,1)
Impostos Diferidos	(12,0)	(2,7)	-	(14,7)	-	-	(14,7)	(61,4)	(8,3)	-	1,1	(60,5)	-	1.558,8	-	1.415,1
Resultado Líq. Período	188,1	39,8	-	227,9	16,4	4,8	249,2	(173,5)	55,7	-	(11,8)	16,5	-	1.232,0	(181,2)	1.186,8
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120,2	120,2
Resultado Líq. Eneva	188,1	39,8	-	227,9	16,4	4,8	249,2	(173,5)	55,7	-	(11,8)	16,5	-	1.232,0	(301,3)	1.066,7

1 - Estão incluídas na coluna de Holding e Outras os custos e despesas associados também à UTE Fortaleza, com impacto de -R\$ 3,5 milhões em EBITDA no 2T25 e de - R\$ 0,5 milhões no 2T24.

2 - Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e a amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do Upstream.

3 - No SG&A também estão contidas despesas com ILP.

DRE – 1S25	Geração Parnaíba	Geração Roraima	Geração Gás de Terceiros	Total Geração Gás	Upstream	Elimin. entre Segmentos	Total Elimin. Gás/Upstream	HUB Sergipe	Geração Carvão	Geração Óleo	Geração Solar	Comercia- lizadora	SSLNG & GNL	Holding e Outros ¹	Elimin. Segmentos	Total
R\$ Milhões																
Receita Operacional Bruta	1.411,9	410,4	1.356,2	3.178,5	409,9	(453,0)	3.135,3	1.900,8	561,5	0,7	222,5	3.571,2	271,1	0,0	(814,7)	8.848,4
Deduções da Receita Bruta	(157,1)	(22,2)	(228,9)	(408,2)	(61,2)	75,6	(393,8)	(193,1)	(57,7)	(0,8)	(15,6)	(297,9)	(27,6)	(0,0)	75,6	(910,9)
Receita Operacional Líquida	1.254,8	388,2	1.127,3	2.770,3	348,6	(377,5)	2.741,5	1.707,7	503,8	(0,1)	206,8	3.273,3	243,5	0,0	(739,1)	7.937,5
Custos Operacionais	(775,1)	(211,4)	(241,9)	(1.228,4)	(150,5)	377,9	(1.001,0)	(1.036,5)	(361,9)	(81,4)	(250,0)	(3.168,8)	(110,8)	(0,0)	732,9	(5.277,5)
Depreciação e amortização	(118,7)	(72,0)	(22,6)	(213,3)	(46,3)	-	(259,6)	(197,1)	(209,4)	(26,0)	(57,3)	-	(12,8)	-	16,8	(745,3)
Despesas Operacionais ¹	(16,3)	(10,4)	(2,4)	(29,2)	(126,0)	5,4	(149,7)	(7,2)	(13,6)	(8,6)	(7,7)	(27,4)	(5,0)	(603,6)	(11,3)	(834,2)
SG&A e Despesas de Exploração ^{2,3}	(15,8)	(10,4)	(2,4)	(28,6)	(118,3)	5,4	(141,4)	(7,2)	(12,7)	(5,3)	(7,4)	(26,4)	(5,0)	(152,0)	(5,4)	(362,8)
Depreciação e amortização	(0,5)	(0,0)	(0,0)	(0,6)	(7,7)	-	(8,3)	(0,0)	(0,9)	(3,3)	(0,2)	(1,0)	(0,0)	(451,6)	(5,9)	(471,4)
Outras receitas/despesas	(2,4)	(0,3)	0,4	(2,3)	(0,2)	(0,4)	(2,9)	191,1	(1,4)	(0,5)	0,0	(10,1)	(6,7)	(17,3)	3,7	156,0
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	(131,1)	(131,1)	-	-	-	-	-	-	517,8	(389,2)	(2,5)
EBITDA ICVM 527/12	580,2	238,2	905,9	1.724,3	126,0	(125,7)	1.724,6	1.052,2	337,3	(61,2)	6,8	68,1	133,8	348,4	(413,9)	3.196,1
Resultado Financeiro Líquido	(75,4)	(46,6)	4,3	(117,6)	238,1	1,0	121,5	(68,9)	(60,5)	0,5	(19,3)	1,2	(24,5)	(460,4)	5,2	(505,1)
EBT	385,6	119,6	887,6	1.392,9	310,1	(124,7)	1.578,3	786,2	66,5	(90,0)	(70,1)	68,3	96,5	(563,6)	(397,7)	1.474,3
Impostos Correntes	(48,3)	(8,2)	(20,2)	(76,7)	-	-	(76,7)	-	(6,4)	1,4	(8,2)	(11,1)	(4,2)	(0,0)	-	(105,1)
Impostos Diferidos	(15,1)	(9,3)	(2,2)	(26,6)	-	-	(26,6)	-	(5,9)	0,7	5,6	(10,2)	(1,3)	(376,7)	-	(414,4)
Resultado Liq. Período	322,2	102,2	865,3	1.289,6	310,1	(124,7)	1.475,0	786,2	54,2	(87,9)	(72,7)	47,0	91,0	(940,4)	(397,7)	954,8
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	205,9	205,9
Resultado Liq. Eneva	322,2	102,2	865,3	1.289,6	310,1	(124,7)	1.475,0	786,2	54,2	(87,9)	(72,7)	47,0	91,0	(940,4)	(603,7)	748,9

1 - Estão incluídas na coluna de Holding e Outras os custos e despesas associados também à UTE Fortaleza, com impacto de -R\$ 7,2 milhões em EBITDA nos 6MTS e de - R\$ 6,2 milhões nos 6M24.

2 - Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e a amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do Upstream.

3 - No SG&A também estão contidas despesas com ILP.

DRE – 1S24	Geração Parnaíba	Geração Roraima	Geração Gás de Terceiros	Total Geração Gás	Upstream	Elimin. entre Segmentos	Total Elimin. Gás/Upstream	HUB Sergipe	Geração Carvão	Geração Óleo	Geração Solar	Comercia- lizadora	SSLNG & GNL	Holding e Outros ¹	Elimin. Segmentos	Total
R\$ Milhões																
Receita Operacional Bruta	1.245,6	392,2	-	1.637,8	313,9	(286,9)	1.664,8	1.085,1	533,7	-	140,3	1.156,2	-	(0,1)	(178,6)	4.401,4
Deduções da Receita Bruta	(162,9)	(25,0)	-	(187,9)	(42,3)	46,7	(183,4)	(103,4)	(55,3)	-	(9,0)	(119,7)	-	0,6	16,5	(453,7)
Receita Operacional Líquida	1.082,6	367,3	-	1.449,9	271,6	(240,2)	1.481,4	981,7	478,4	-	131,3	1.005,2	-	0,5	(162,1)	3.916,4
Custos Operacionais	(534,4)	(211,4)	-	(745,8)	(120,1)	240,2	(625,7)	(395,9)	(242,9)	-	(120,5)	(869,1)	-	(0,8)	162,1	(2.092,8)
Depreciação e amortização	(81,4)	(78,3)	-	(159,8)	(46,1)	-	(205,8)	(196,1)	(101,1)	-	(54,1)	-	-	-	-	(557,1)
Despesas Operacionais ¹	(16,8)	(13,7)	-	(30,5)	(72,2)	6,1	(96,7)	(6,5)	(20,9)	-	(7,0)	(26,2)	-	(153,7)	(100,9)	(411,9)
SG&A e Despesas de Exploração ^{2,3}	(16,2)	(13,7)	-	(29,9)	(66,9)	6,1	(90,7)	(6,6)	(20,3)	-	(6,8)	(25,5)	-	(120,4)	(6,0)	(276,4)
Depreciação e amortização	(0,6)	(0,0)	-	(0,6)	(5,3)	-	(5,9)	0,1	(0,6)	-	(0,2)	(0,7)	-	(33,2)	(94,8)	(135,5)
Outras receitas/despesas	(3,6)	(0,5)	-	(4,2)	0,0	0,2	(3,9)	0,9	(1,2)	-	3,0	(0,6)	-	59,8	(34,6)	23,4
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,0)	-	572,0	(571,5)	0,5
EBITDA ICVM 527/12	609,8	219,9	-	829,8	130,8	6,3	966,9	776,2	315,1	-	61,1	141,3	-	511,1	(612,2)	2.159,5
Resultado Financeiro Líquido	(68,5)	(39,0)	-	(107,5)	(27,1)	0,5	(134,1)	(720,1)	(77,8)	-	(16,2)	4,1	-	(681,0)	(0,6)	(1.625,8)
EBT	459,3	102,6	-	561,9	52,3	6,8	620,9	(139,8)	135,5	-	(9,4)	113,3	-	(203,1)	(707,6)	(190,1)
Impostos Correntes	(46,6)	(6,3)	-	(52,9)	-	-	(52,9)	-	(6,3)	-	(7,5)	(20,8)	-	(8,6)	-	(96,1)
Impostos Diferidos	(29,5)	(11,0)	-	(40,5)	-	-	(40,5)	(43,0)	(21,7)	-	(3,7)	(71,9)	-	1.689,4	-	1.508,6
Resultado Liq. Período	383,2	85,4	-	468,5	52,3	6,8	527,6	(182,8)	107,5	-	(20,7)	52,0	-	1.477,7	(707,6)	1.253,6
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	247,8	247,8
Resultado Liq. Eneva	383,2	85,4	-	468,5	52,3	6,8	527,6	(182,8)	107,5	-	(20,7)	52,0	-	1.477,7	(955,3)	1.005,9

1 - Estão incluídas na coluna de Holding e Outras os custos e despesas associados também à UTE Fortaleza, com impacto de -R\$ 7,2 milhões em EBITDA nos 6MTS e de - R\$ 6,2 milhões nos 6M24.

2 - Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e a amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do Upstream.

3 - No SG&A também estão contidas despesas com ILP.



ENEVA S.A.

Praia de Botafogo, 501 | Torre Corcovado, sala 404 B
Rio de Janeiro (RJ) | CEP: 22.250-040

<https://ri.eneva.com.br/>