



eneva

ri.eneva.com.br

DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS 1T25



Teleconferência de Resultados do 1T25

Quinta-feira, 15 de maio de 2025

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

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



Eneva divulga resultados do primeiro trimestre de 2025

- ▶ **EBITDA Consolidado atinge valor recorde de R\$ 1.527,8 milhões no 1T25;**
- ▶ Mesa de Gás ativa, com expansão de base de clientes e o aproveitamento de oportunidades pontuais nos mercados de gás e GNL resultam em **EBITDA de Comercialização de Gás de R\$ 162,8 milhões no trimestre;**
- ▶ **Ramp-up das plantas de liquefação no Parnaíba**, atingindo 100% de sua capacidade nominal em fevereiro/25 e, mesmo em um cenário de entrada em operação faseada, contribuindo com **EBITDA de R\$ 55,4 milhões**, sendo R\$ 24 milhões de EBITDA médio mensal pós COD.

Rio de Janeiro, 14 de maio 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 primeiro trimestre findo em 31 de março de 2025 (1T25). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

Destaques 1T25

- EBITDA Consolidado recorde de R\$ 1.527,8 milhões no 1T25, aumento de 40,3% frente ao 1T24, mesmo com a entrada em operação faseada de ativos e efeitos *one-off* em cerca de R\$ 100,0 milhões¹ no período, refletindo a materialização de importantes avenidas de crescimento da Companhia, com o início da operação comercial de ativos, consolidação de operações dos segmentos de comercialização de gás *on-grid* e *off-grid* e a entrada dos resultados dos ativos operacionais adquiridos no 4T24;
- Primeiro trimestre de contribuição integral de resultados dos ativos de geração termelétrica adquiridos no 4T24, adicionando 859 MW de capacidade instalada operacional ao portfólio da Companhia e R\$ 439,6 milhões de EBITDA no 1T25 advindos de seus contratos vigentes. Além disso, em 25 de janeiro/25, foi concluída a incorporação das subsidiárias Linhares, Tevisa e Povoação na Holding, visando a simplificação da estrutura societária e a captura de sinergias operacionais e financeiras;
- EBITDA de R\$ 162,8 milhões resultante da comercialização de gás e GNL da Mesa de Gás no trimestre, suportado pela estabilização da conexão do Hub Sergipe à malha ao final do 4T24 permitindo a expansão de clientes e contratos e o aproveitamento de oportunidades pontuais nos mercados de gás e GNL no período;
- Comercialização de gás natural e GNL *Off-Grid* registra R\$ 55,4 milhões de EBITDA após o COD do segundo trem da planta em fevereiro/25, elevando a capacidade agregada de liquefação para o total de 600.000m³/dia, já totalmente contratada. Importante ressaltar que o resultado do 1T25 não reflete ainda todo o potencial do segmento em função do *ramp-up* da planta no período;
- Conclusão de processo de *liability management* iniciado em dezembro/24, com o resgate parcial antecipado da 11ª Emissão (custo de CDI + 2,5% a.a.), e a realização da 13ª Emissão de Debêntures da Eneva em janeiro/25 (CDI + 0,9% a.a.), contribuindo para a redução do custo médio da dívida no período;
- Saldo de caixa de R\$ 4.765,8² milhões no final do 1T25, crescimento de R\$ 899,5 milhões na comparação com o final do 4T24, de R\$ 3.866,3 milhões, impulsionado pelo resultado operacional e captações e desembolsos no período. Relação de dívida líquida/EBITDA nos últimos 12 meses em 2,6x. Considerando o EBITDA Ajustado, sem efeito do *Impairment* no 4T24, a alavancagem seria de 2,3x;
- Aprovação, em março/25, de investimento para a construção do terceiro trem da planta de liquefação de gás natural do Maranhão, que expandirá a capacidade total de liquefação da planta para 900.000 m³/dia;
- Início, em 01 de março/25, da operação comercial da UTE Parnaíba VI, que compôs o ciclo combinado da UTE Parnaíba III, adicionando cerca de 90 MW de capacidade instalada e receita fixa superando R\$ 110 milhões anuais, por 25 anos. Com isso, 100% das turbinas do Complexo Parnaíba estarão habilitadas a operar em ciclo combinado ou ciclo simples;
- Aprovação, em janeiro/25, do Programa de Recompra da Eneva, com quantidade máxima de até 50 milhões de ações, representativas de 2,6% do total de ações em circulação naquela data. A Companhia recomprou 20.682.412 ações pelo valor total de R\$ 222,2 milhões, sendo incorporadas ao saldo de ações em tesouraria;
- Como evento subsequente ao 1T25, foram aprovadas pela ANEEL, em abril/25, as postergações dos prazos de vigência dos CCEARs no ACR para a UTEs Parnaíba I (Maranhão IV e V) e Parnaíba III, sendo Maranhão IV até 19/02/28, Maranhão V até 27/03/28 e Parnaíba III até 21/10/28.

Principais Indicadores - Consolidado

(R\$ milhões)	1T25	1T24	Var. %
Receita Operacional Líquida	4.423,6	2.004,7	120,7%
EBITDA ICVM 527/12	1.527,8	1.089,0	40,3%
Margem EBITDA (%)	34,5%	54,3%	-19,8 p.p.
Resultado Líquido Eneva ³	384,4	(60,9)	731,2%
Investimentos (Competência)	861,1	454,7	89,4%
Fluxo de Caixa Operacional	1.018,3	1.104,7	-7,8%
Dívida Líquida (R\$ Bilhões) ⁴	14.436,2	17.448,9	-17,3%
Dívida Líquida/EBITDA ult. 12m⁵	2,6x	4,1x	-1,6x

Notas:

¹ Os valores estão distribuídos nos segmentos da Companhia, sendo: R\$ 6,4 milhões em Geração a Gás Parnaíba; R\$ 5,0 milhões em Geração a Gás de Terceiros; R\$ 56,2 milhões no Hub Sergipe; R\$ 10,6 milhões em Comercialização de Gás Off-Grid; R\$ 5,2 milhões em Comercialização de Energia; R\$ 12,0 milhões em Holding e Outros.

² Saldo de Caixa considera Caixa, Equivalentes de Caixa e Títulos e Valores Mobiliários ao final do 1T25.

³ Resultado Líquido deduzindo 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 orientações da ICVM 527/12 dos últimos 12 meses e, no 1T25, 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 Assembleias Gerais de Debenturistas em 2022.

Indicadores Operacionais

Dados Operacionais

► Upstream	1T25	4T24	3T24	2T24	1T24
Parnaíba					
Produção (Bi m³)	0,15	0,53	0,67	0,04 ⁶	0,20
Reservas remanescentes (Bi m³)	36,0	36,1	36,7	37,3	37,4
Amazonas					
Produção (Bi m³)	0,06	0,06	0,05	0,06	0,06
Reservas remanescentes (Bi m³)	9,8	9,8	9,9	9,9	10,0

► Geração Térmica a Gás no Parnaíba	1T25	4T24	3T24	2T24	1T24
Parnaíba I					
Disponibilidade (%)	100%	98%	99%	100%	98%
Despacho (%)	7%	66%	85%	10%	22%
Geração Líquida (GWh)	108	939	1.252	155	322
Geração Bruta (GWh)	114	984	1.309	162	337
Parnaíba II					
Disponibilidade (%)	84%	95%	99%	100%	89%
Despacho (%) ⁷	32%	92%	82%	0%	33%
Geração Líquida (GWh)	346	998	898	0	356
Geração Bruta (GWh)	363	1.047	942	0	372
Parnaíba III e Parnaíba VI⁸					
Disponibilidade (%)	100%	100%	100%	99%	100%
Despacho (%)	15%	45%	40%	0%	12%
Geração Líquida (GWh)	66	169	154	0	45
Geração Bruta (GWh)	68	176	159	0	46
Parnaíba IV					
Disponibilidade (%)	98%	96%	96%	100%	98%
Despacho (%)	0%	44%	71%	19%	25%
Geração Líquida (GWh)	0	51	83	19	29
Geração Bruta (GWh)	0	53	85	21	29
Parnaíba V					
Disponibilidade (%)	100%	99%	100%	100%	100%
Despacho (%)	9%	71%	90%	11%	27%
Geração Líquida (GWh)	65	543	700	82	203
Geração Bruta (GWh)	68	573	740	88	215

► Geração Térmica a Gás em Roraima	1T25	4T24	3T24	2T24	1T24
Jaguaririca II					
Disponibilidade (%)	99%	91%	85%	97%	99%
Despacho (%)	81%	83%	68%	75%	82%
Geração Líquida (GWh)	211	224	180	198	216
Geração Bruta (GWh)	221	234	189	207	226

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 os anos de 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 01 de março/25.

Dados Operacionais

► Geração a Gás – Combustível de Terceiros	1T25	4T24	3T24	2T24	1T24
Porto de Sergipe I (Hub Sergipe)					
Disponibilidade (%)	99%	92%	96%	95%	98%
Despacho (%)	0%	4%	0%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	0	145	0	0	0
Geração Bruta (GWh)	0	155	0	0	0
UTES PCS (Viana 1, Povoação 1 e LORM 1)⁹					
Disponibilidade (%)	96%	100%	100%	92%	100%
Despacho (%)	1%	2%	3%	0%	2%
Geração Líquida (GWh)	3	5	11	1	7
Geração Bruta (GWh)	3	5	11	1	8
UTE LORM⁹					
Disponibilidade (%)	94%	98%	99%	76%	100%
Despacho (%)	0%	34%	0%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	1	145	0	1	0
Geração Bruta (GWh)	1	145	0	1	0
► Geração Térmica a Carvão					
Itaqui e Pecém II					
Disponibilidade (%)	81%	82%	94%	100%	99%
Despacho (%)	0%	30%	19%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	2	420	265	0	3
Geração Bruta (GWh)	3	473	298	0	3
► Geração Térmica a Óleo^{9,10}					
Viana e Geramar I e II					
Disponibilidade (%)	43%	98%	98%	100%	100%
Despacho (%)	0%	5%	7%	0%	1%
Geração Líquida (GWh)	0	35	75	0	15
Geração Bruta (GWh)	0	37	75	0	15
► Geração Solar					
Futura 1					
Disponibilidade (%)	98%	78%	97%	97%	95%
Fator de Capacidade (%) ¹¹	29%	33%	30%	27%	29%
Geração Frustrada por Restrição (GWh)	-81	-49	-91	-21	-10
Geração Bruta pós Restrição (GWh)	337	338	360	370	408
Geração Líquida (GWh)	334	336	357	367	405

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:

⁹ 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 da conclusão das aquisições.

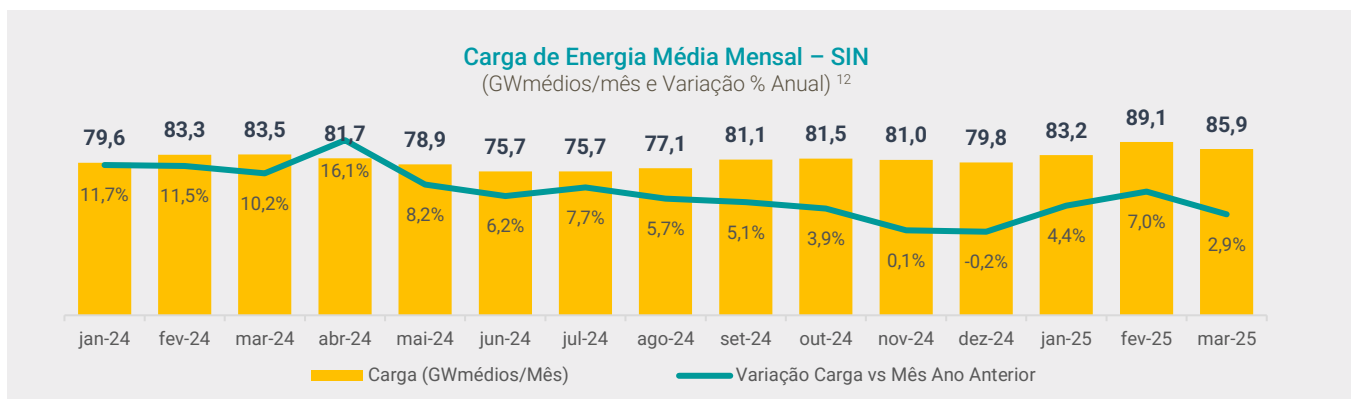
¹⁰ Os contratos regulados das UTES Viana e Geramar I e II encerraram em dezembro/24. Essas UTES poderão ser acionadas pelo ONS para gerar *merchant* até o início dos seus respectivos contratos regulados referentes ao Leilão de Reserva de Capacidade de 2021, em julho/26.

¹¹ 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).

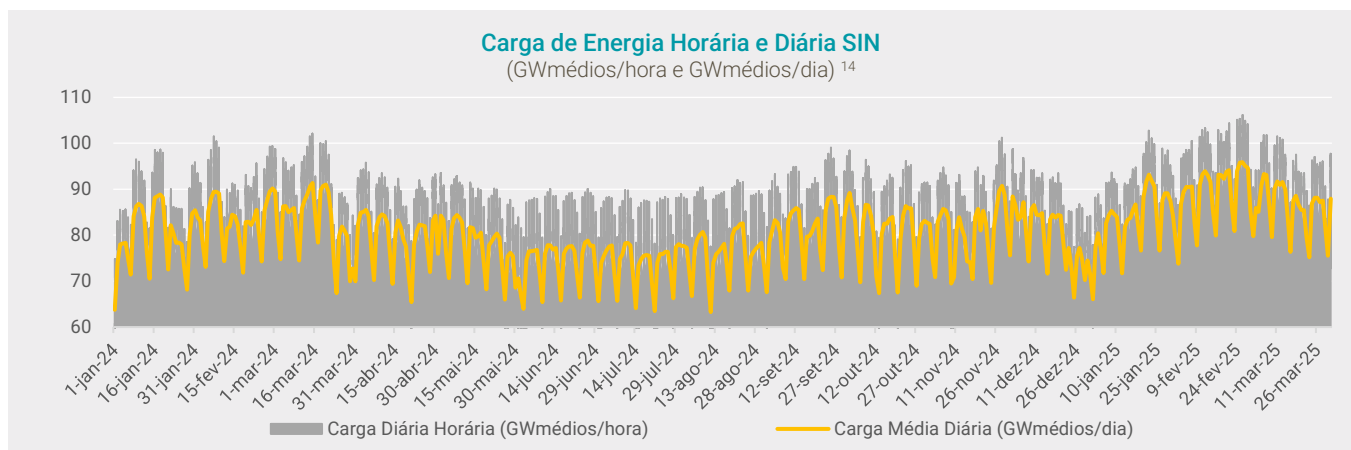
Contexto Setorial

- ▶ Redução do despacho termelétrico regulatório no SIN com período úmido, embora ainda com períodos de acionamento de geração fora do mérito para atendimento a picos diários e horários de carga
- ▶ Exportação de energia das regiões Norte e Nordeste limitada por restrições de escoamento no 1T25, devido à indisponibilidade do bipolo Xingu e à alta ocupação das linhas de transmissão com a geração das usinas hídricas a fio d'água do Norte

Em continuação à tendência observada nos últimos meses, a carga média de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional ("SIN") totalizou 86,0 GWm no 1T25, registrando aumentos comparada aos 80,8 GWm registrados no 4T24 e aos 82,1 GWm do 1T24, e atingindo mais uma vez valores recordes de carga média para um primeiro trimestre.



A carga média diária continuou a atingir valores elevados ao longo do 1T25, com cinco recordes de carga instantânea consecutivos registrados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS") no período, alcançando carga máxima horária de 105,5 GWm em 24 de fevereiro/25¹³. Nesse contexto, a carga média diária permaneceu acima de 80 GWm em 80% dos dias do trimestre e de 90 GWm em quase 1/3 do período. Foram registrados ainda picos de carga horária superiores a 90 GWm durante algumas horas em 75 dias do trimestre, ultrapassando 95 GWm em cerca de metade dos dias do trimestre e superando 100 GWm por algumas horas em 24 dias.



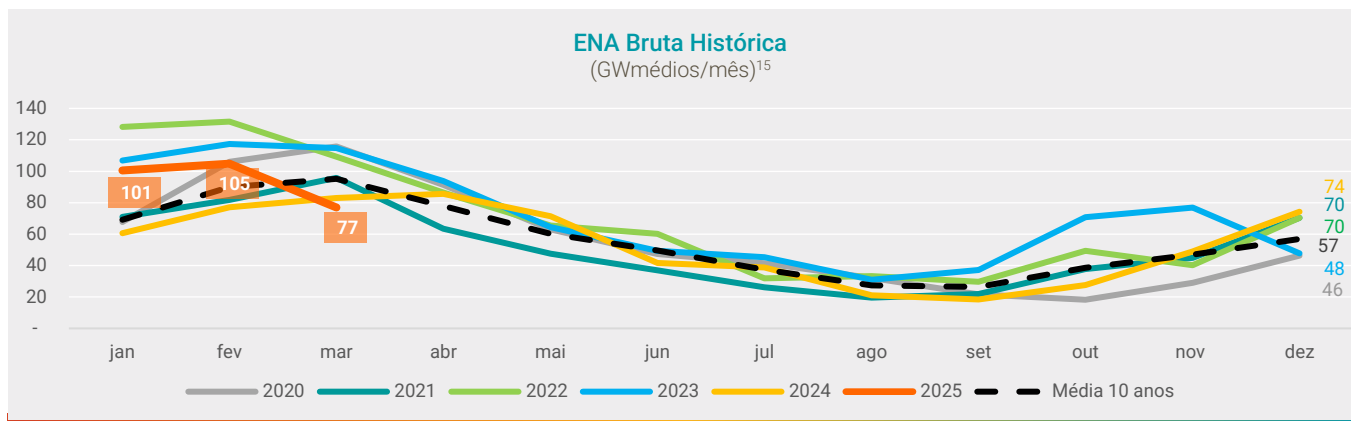
Em continuação à tendência do final do 4T24, o início do 1T25 foi marcado por volumes de precipitações e Energia Natural Afluente ("ENA") mais elevados do que as médias históricas em praticamente todos os quatro subsistemas do Sistema Interligado Nacional (SIN), em linha com a sazonalidade esperada do período úmido. No entanto, a partir de meados do 1T25, todos os submercados, à exceção do Norte, registraram menores volumes de ENA do que os valores médios dos últimos 10 anos.

Notas:

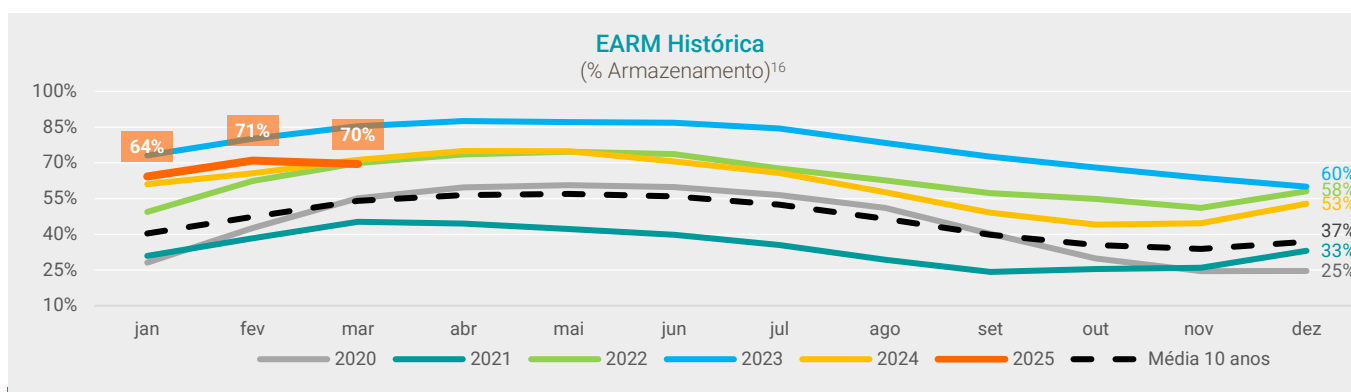
¹² Fonte: Site do ONS: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Acesso em 13/04/25.

¹³ Fonte: Site do ONS: <https://www.ons.org.br/paginas/noticias/details.aspx?i=11203> - Acesso em 13/04/25.

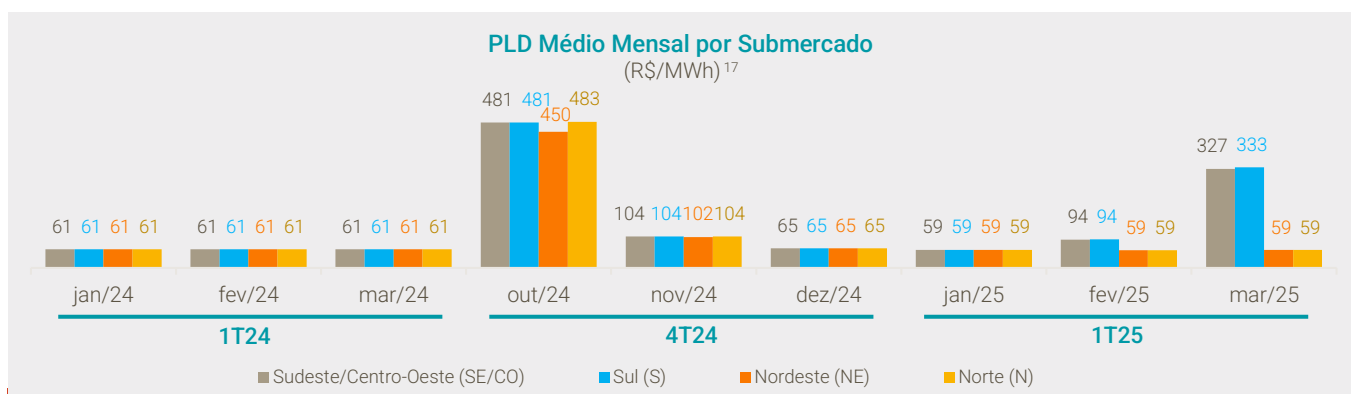
¹⁴ Fonte: Site do ONS: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx e http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx - Acesso em 23/02/25.



Como resultado, os patamares de Energia Armazenada (“EARM”) nos reservatórios hídricos reduziu ligeiramente em praticamente todos os subsistemas, com exceção do Norte que, com a alta precipitação ocorrida no 1T25, encerrou o trimestre com 96% de volume de EARM, versus 54% ao final do 4T24. Os reservatórios hídricos dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste encerraram o 1T25 com redução de volumes de EARM, embora ainda acima dos valores médios de 10 anos, enquanto no Sul os níveis de armazenamento reduziram para abaixo dos valores médios históricos no período.



Mesmo nesse cenário de níveis ainda confortáveis de reservatórios, o contínuo aumento da carga no 1T25 contribuiu para impulsionar o Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”) para patamares acima do piso principalmente a partir da segunda semana de fevereiro/25. No 1T25 também ocorreu descasamento significativo entre os PLDs nos diferentes submercados do SIN. Em diversos dias do trimestre, os submercados Norte e Nordeste apresentaram PLDs horários mais baixos que os demais e próximos ao piso, como reflexo da maior ocupação dos limites de escoamento entre submercados pela maior geração hídrica sazonal das usinas a fio d’água e maior geração solar sazonal na região causando sobreoferta de energia nesses subsistemas. Por outro lado, o aumento dos PLDs nos submercados Sudeste e Sul foi impulsionado pelo aumento crescente dos níveis de carga e pela deterioração da situação hidrológica nesses submercados, cujos efeitos são exacerbados no modelo de formação de preços a partir de 2025 com o início da utilização do Modelo Newave híbrido, que considera os reservatórios das hidrelétricas de forma individualizada, e com a adoção de critérios mais rigorosos de aversão ao risco, que tendem a trazer maior elasticidade de preços em cenários de piora na hidrologia de curto prazo.



Notas:

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

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

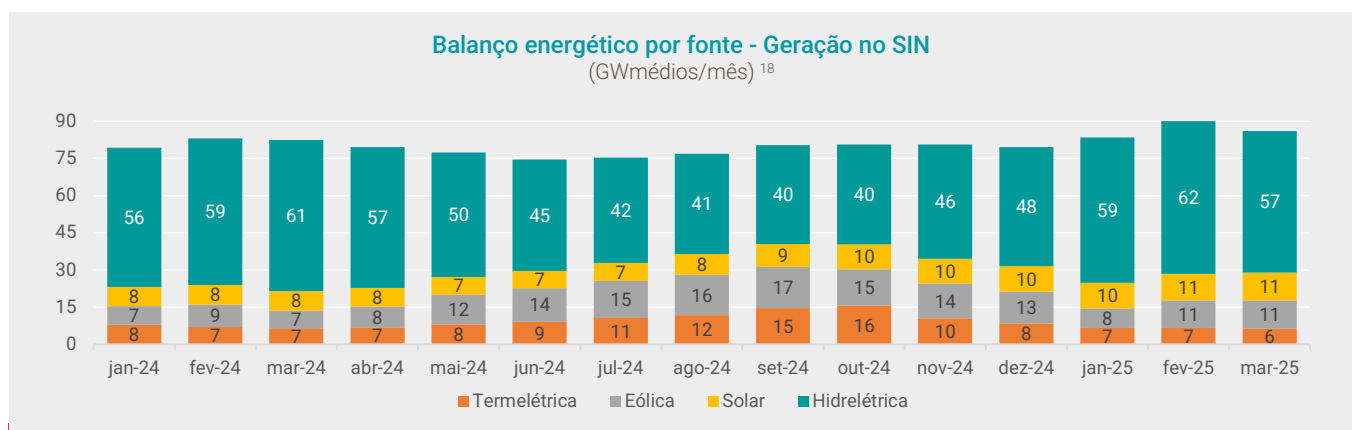
¹⁷ Fonte: Dados disponíveis no site da CCEE, em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos> - Acesso em 13/04/2025.

Seguindo o contexto acima, as fontes hidrelétricas continuaram a expandir a sua participação relativa em proporção à geração de energia total do SIN no 4T24, passando da média de 56% no encerramento 4T24 para uma média diária de 68% no 1T25, embora abaixo da média de 72% registrada no 1T24.

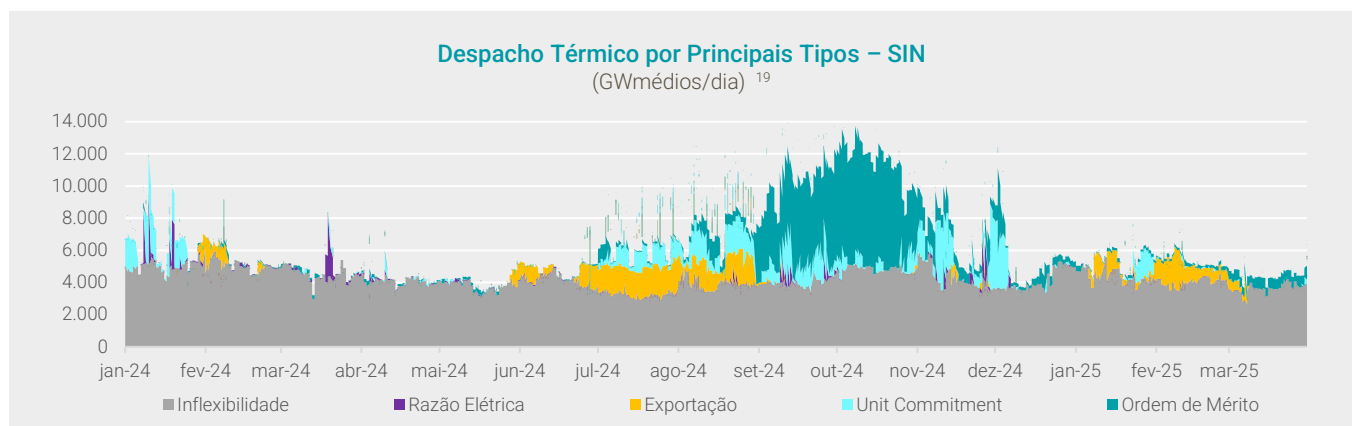
A geração solar manteve a sua participação relativa em 13% tanto no 1T25 quanto no 4T24 e aumentou frente aos 10% do 1T24, com aumento da participação absoluta para 10,8 GWm no 1T25 (*versus* 7,8 GWm no 1T24 e 10,1 GWm no 4T24). Esse crescimento reflete principalmente a adição de capacidade instalada de fontes centralizadas e de geração distribuída em ambos os períodos de comparação.

Já a participação da geração eólica no total de geração do SIN atingiu 12% no 1T25, redução frente aos 17% registrados no 4T24 e aumento frente aos 10% do 1T24, refletindo uma maior intensidade de ventos na costa brasileira nesse trimestre quando comparada ao mesmo período de 2024, que favoreceu os principais parques eólicos.

Como resultado principalmente do início do período úmido, o despacho termelétrico reduziu no 1T25 frente ao 4T24, passando de uma participação de 14% em média no 4T24 para 8% no 1T25, ligeiramente abaixo dos 9% médios do 1T24.



No contexto de reservatórios com níveis ainda historicamente confortáveis, no 1T25, seguindo a sazonalidade esperada do período, houve a redução do despacho regulatório termelétrico no SIN, com despacho termelétrico no período principalmente para inflexibilidade. No entanto, principalmente a partir de fevereiro, nos momentos de crescimento do PLD, houve o retorno do despacho por ordem de mérito. Adicionalmente, em determinados momentos do período, também foi observado o despacho fora da ordem de mérito por motivo de razão elétrica e *unit commitment*, para atendimento aos picos diários e horários de carga.



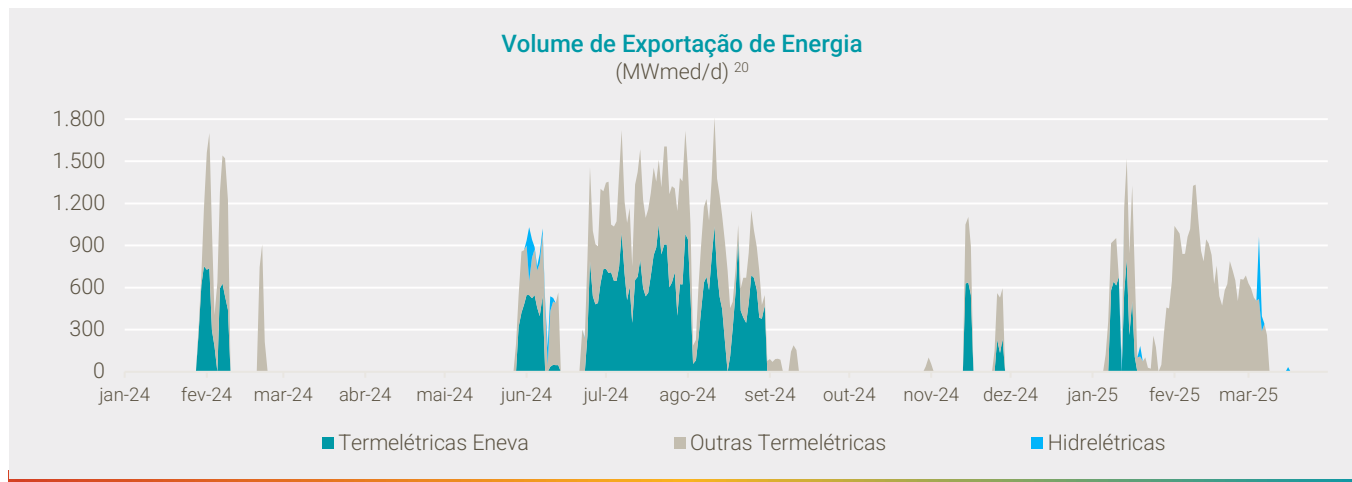
No que tange a geração para exportação, a partir de janeiro/25, com a redução do despacho térmico no SIN e a elevação significativa das temperaturas médias na Argentina, o país voltou a sinalizar demanda por energia e houve a retomada da exportação de energia térmica, porém as atividades de exportação reduziram ao final de janeiro/25 devido à necessidade de reparos no bipolo do Xingu/Terminal-Rio, com a queda de cinco torres de transmissão de energia após uma tempestade. A indisponibilidade do bipolo exigiu a diminuição dos limites de transferência de energia das regiões Norte e Nordeste para o

Notas:

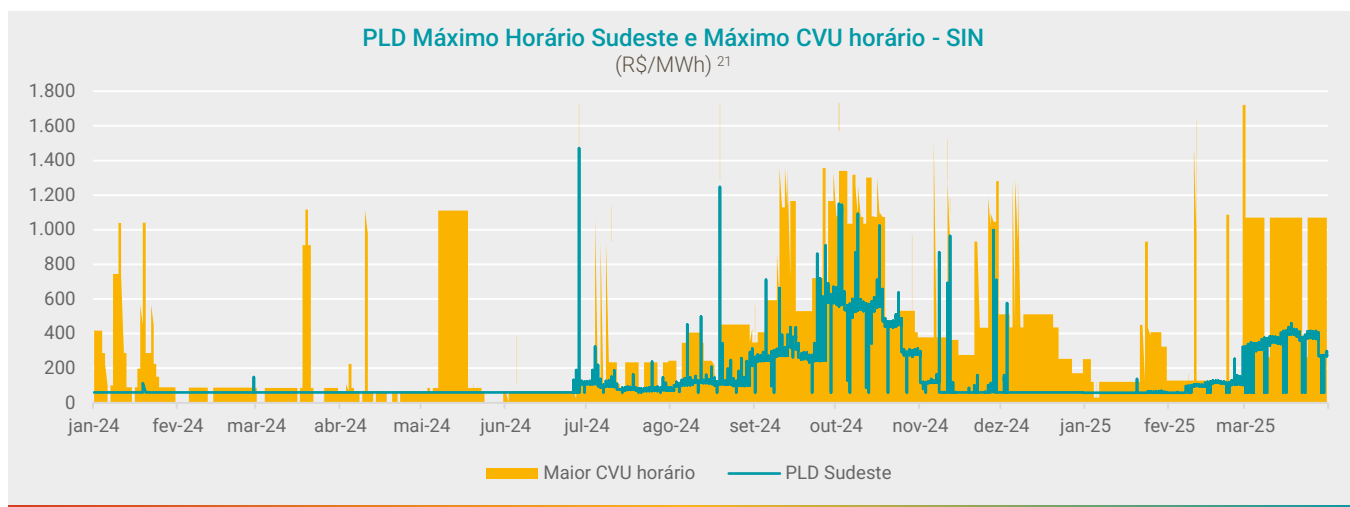
¹⁸ Fonte: Site do ONS: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx - Acesso em 13/04/25.

¹⁹ 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 13/04/25.

Sudeste/Sul em 4 GW, visando a segurança do sistema, e impossibilitando a geração para exportação das térmicas dessas regiões até 13 de fevereiro/25. Vale também ressaltar que a exportação de usinas termelétricas em todo o período nessas regiões foi limitada também ao longo de todo o 1T25 pela alta ocupação das linhas de transmissão em função dos períodos sazonais de geração das usinas hídricas a fio d'água no Norte e da geração solar, com maior irradiância típica desse período. Como consequência, além da redução da exportação, o sistema também precisou acionar usinas localizadas no subsistema SE/CO com CVUs mais elevados ao longo do 1T25.



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.



Notas:

²⁰ <https://dados.ons.org.br/dataset/geracao-termica-despacho-2-> Acesso em 11/04/2025; 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 11/04/25..

²¹ Fonte: Sites da CCEE (PLD) e ONS (CVU da UTE marginal que gerou) – Acesso em abril/25.

Desempenho Financeiro

Consolidado

(R\$ Milhões)

	1T25	1T24	%
Receita Operacional Líquida	4.423,6	2.004,7	120,7%
Custos Operacionais	(2.785,1)	(764,8)	264,2%
Despesas Operacionais	(166,9)	(147,2)	13,4%
SG&A	(127,0)	(109,1)	16,3%
Despesas em SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)	(22,0)	(21,2)	3,9%
Demais despesas	(104,9)	(87,9)	19,3%
Despesas com Exploração G&G	(40,0)	(38,1)	4,9%
Poços secos	(1,1)	(23,2)	-95,3%
Custos com Depreciação e Amortização	(316,9)	(280,9)	12,8%
Despesas com Depreciação e Amortização	(238,0)	(67,9)	250,4%
Amortizações de Mais Valia e Ágio	(224,1)	(59,2)	278,3%
Outras Receitas/Despesas	55,7	(4,1)	1.460,0%
Equivalência Patrimonial	0,5	0,4	3,4%
EBITDA ICVM 527/12	1.527,8	1.089,0	40,3%
Resultado Financeiro Líquido	(253,3)	(707,1)	-64,2%
EBT	719,6	33,2	2.068,1%
Impostos Correntes	(68,3)	(60,0)	13,9%
Impostos Diferidos	(182,4)	93,5	-295,0%
Resultado Líquido do Período	468,9	66,7	602,9%
Resultado Líquido Participações Minoritárias	84,5	127,6	-33,8%
Resultado Líquido Eneva	384,4	(60,9)	731,2%

O EBITDA ICVM consolidado da Eneva foi de R\$ 1.527,8 milhões no 1T25, aumento de R\$ 438,7 milhões ou 40,3% comparado ao mesmo trimestre do ano anterior, representando **resultado trimestral recorde na história da Companhia**. O resultado refletiu a materialização de importantes avenidas de crescimento que vêm sendo desenvolvidas ao longo dos últimos anos, com o início da operação comercial dos ativos e a consolidação das operações dos segmentos de comercialização de gás na malha e fora da malha, assim como a contribuição integral de margem dos ativos adquiridos em operação de M&A realizada no 4T24.

É importante destacar que o montante não refletiu integralmente o fluxo contratado dos ativos da Eneva no período, considerando principalmente que as plantas de liquefação do Complexo Parnaíba ainda estavam estabilizando sua produção ao longo de grande parte do 1T25, atingindo 100% da capacidade nominal de planta apenas ao final de fevereiro/25, evoluindo de volumes de EBITDA mensais no segmento de R\$ 6 milhões em janeiro/25 para valores mensais médios de R\$ 24 milhões em fevereiro/25 e março/25, e que foram contabilizados custos e despesas retroativos e *one-off* em determinados segmentos, com impacto total de -R\$ 95,4 milhões no 1T25, conforme será detalhado abaixo e em suas respectivas seções.

As principais variações que contribuíram para o aumento do EBITDA no 1T25 frente ao 1T24 foram:

- A contabilização de R\$ 439,6 milhões de EBITDA referente ao primeiro trimestre de contribuição integral de resultado 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 em 25 outubro/24;

- Aumento de R\$ 141,8 milhões no EBITDA do Hub Sergipe, composto pelos segmentos de Comercialização de Gás na Malha (“On-Grid”) e pela UTE Porto de Sergipe I, impulsionado pela importante contribuição dos resultados provenientes das operações de comercialização de gás, com o lançamento da Mesa de Gás da Eneva em 2024 e o início dos primeiros resultados a partir do 2S24, que com a estabilização da conexão do Hub Sergipe à malha ao final do 4T24, permite a ampliação da atuação da mesa no mercado. Essa postura ativa de trading de gás, atenta às oportunidades nos mercados de gás e GNL, permitiu a estruturação de operações conjunturais no 1T25 que, somadas à base crescente de clientes, resultaram em um EBITDA de R\$ 162,8 milhões no período.
- Conclusão da entrada em operação das plantas de liquefação do Parnaíba em fevereiro/25, com EBITDA de R\$ 55,4 milhões no 1T25, e EBITDA médio mensal de R\$ 24,5 milhões em fevereiro e março. Dado que a entrada em operação ocorreu de forma faseada, o resultado do 1T25 ainda não reflete todo o potencial do segmento, e foram também contabilizados custos e despesas *one-off* de R\$ 10,6 milhões referentes ao período pré-comissionamento;
- Crescimento de R\$ 7,3 milhões no EBITDA da UTE Jaguatirica II, suportado, principalmente, pelo aumento da margem fixa, refletindo o reajuste contratual em novembro/24.

Por outro lado, a dinâmica positiva na comparação do 1T25 com o 1T24 foi parcialmente compensada pelos efeitos abaixo:

- Redução de R\$ 64,1 milhões no EBITDA de Geração do Parnaíba devido, principalmente, à menor margem variável versus o 1T24, dado a queda do despacho e a geração inflexível da UTE Parnaíba II, e à necessidade pontual de compra de energia realizada por meio da Comercializadora para reposição de lastro da UTE Parnaíba VI para fazer frente ao período entre o COD da usina em março/25 e o início de seu contrato regulado em janeiro/25;
- Queda de R\$ 40,0 milhões no EBITDA do segmento *Upstream*, decorrente sobretudo da menor margem variável em função da redução de receitas do Complexo Parnaíba com o menor despacho e maiores custos variáveis com participação governamental no Parnaíba. Vale ressaltar que as receitas de venda de gás e arrendamento entre as térmicas e o *Upstream* são eliminadas no Consolidado (que representam R\$ 26,3 milhões da variação total do *Upstream* e *térmicas*), mas impactam na variação individual de cada segmento;
- EBITDA de Geração Solar inferior em R\$ 39,5 milhões versus o 1T24, sobretudo devido aos maiores custos variáveis decorrentes dos efeitos de descolamento de preços entre os submercados Nordeste e Sudeste;
- Redução de R\$ 31,3 milhões no EBITDA da *Holding* e Outros (*ex-Equivalência*), sobretudo em decorrência de despesas pontuais com *fees* de consultorias, honorários de escritórios e outras despesas referentes a projetos de crescimento da Companhia, incluindo despesas com as aquisições realizadas no 4T24, que somaram R\$ 6,0 milhões, e maiores despesas relacionadas, principalmente, a pessoal e despesas pontuais de TI com licenças de softwares em R\$ 6,0 milhões;
- Impactos negativos totais no EBITDA em R\$ 18,9 milhões, concentrados principalmente no segmento de Geração Térmica – Outros, referente aos ativos a óleo adquiridos que possuíam contratos regulados até o final de 2024 e ficaram *merchant*, até o início dos contratos firmados no Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 em julho/26.

Os custos e despesas com Depreciação e Amortização somaram R\$ 554,9 milhões no 1T25, aumento de R\$ 206,1 milhões comparados ao 1T24. O aumento reflete, principalmente, as amortizações de intangível de mais e menos valias e ágios dos ativos adquiridos, que aumentaram em R\$ 164,9 milhões no comparativo anual, sendo R\$ 10,2 milhões desse montante adicional despesas dedutíveis para fins do IRPJ/CSL. Vale observar que o valor de R\$ 51,5 milhões registrado no 1T25 relacionado à aquisição da Celse (já contabilizado no 1T24), também passou a ser dedutível após a incorporação na Holding.

O resultado financeiro líquido totalizou -R\$ 253,3 milhões no 1T25, melhoria frente ao valor de -R\$ 707,1 milhões do 1T24, em função da combinação de diferentes efeitos, com destaque principalmente para as variações positivas: (i) R\$ 411,7 milhões de variação cambial (recorrente não-caixa) sobre o passivo em dólar americano relacionado ao arrendamento do FSRU da UTE Porto de Sergipe I (IFRS 16), devido à desvalorização cambial no 1T25 (versus valorização cambial no 1T24); e (ii) R\$ 72,6 milhões de impacto da variação da marcação a mercado do *swap* da operação de antecipação de recebíveis da UTE Porto de Sergipe I.

Os tributos correntes e diferidos totalizaram -R\$ 250,7 milhões, frente ao valor positivo de R\$ 33,5 milhões no 1T24, sendo a variação sobretudo devido à constituição de passivos diferidos sobre o valor justo dos contratos de comercialização de energia, com impacto de R\$ -184,0 milhões, e sobre a variação cambial incorrida sobre o contrato de arrendamento do FSRU, em -R\$ 137,0 milhões.

Considerando todos os efeitos mencionados acima e o resultado líquido de participações minoritárias, o lucro líquido consolidado atingiu R\$ 384,4 milhões no 1T25, frente ao prejuízo líquido de R\$ 60,9 milhões no 1T24, aumento de 731,2% no período.

Fluxo de Caixa Consolidado

Fluxo de Caixa Livre

(R\$ Milhões)	1T25	1T24	Var. Abs.
Posição de Caixa Início de Período ²²	3.866,3	2.592,6	1.273,7
(+) Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais (FCO)	1.018,3	1.104,7	(86,4)
EBITDA ICVM 527/12	1.527,8	1.089,0	438,7
Var. Capital de Giro	(395,4)	51,9	(447,4)
Imposto de Renda e Contribuição Social	(98,9)	(45,5)	(53,5)
Var. Outros ativos e passivos	(15,1)	9,2	(24,3)
(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento (FCI)	(916,4)	(601,8)	(314,6)
(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento (FCF)	797,7	(707,9)	1.505,6
Recompra de Ações	(222,2)	-	(222,2)
Captações/Desembolsos Dívida	1.793,9	38,0	1.755,9
Amortização de Principal ²³	(233,9)	(75,5)	(158,4)
Amortização de Juros ²³	(384,1)	(479,6)	95,5
Arrendamento Mercantil	(104,7)	(102,8)	(1,9)
Outros	(51,3)	(88,1)	36,7
(=) Geração de Caixa Total	899,5	(205,0)	1.104,5
Posição de Caixa Final de Período ²²	4.765,8	2.387,7	2.378,1

O fluxo de caixa operacional ("FCO") totalizou R\$ 1.018,3 milhões no 1T25, refletindo o sólido resultado operacional do trimestre, mitigado principalmente pela variação negativa de capital de giro do período. A necessidade de capital de giro no trimestre foi resultado, sobretudo, da combinação dos seguintes efeitos: **(i)** ajuste negativo com impacto de -R\$ 538,8 milhões no fluxo como contrapartida contábil ao valor não caixa reconhecido no EBITDA no 1T25 referente à variação do impacto da marcação a mercado da expectativa de realização dos contratos futuros de energia da Comercializadora; compensado pelos **(ii)** rendimentos de aplicações financeiras, com impacto positivo de R\$ 138,3 milhões no fluxo.

Os pagamentos de IRPJ e CSL no período também compensaram ligeiramente o valor positivo no FCO, tendo sido principalmente concentrados nas subsidiárias Linhares, Tevisa, Povoação e Gera Maranhão, em valor total de R\$ 58,8 milhões, referentes principalmente à geração de caixa operacional dos Contratos de Energia de Reserva das usinas entre dezembro/24 e janeiro/25. A maior parte dos valores restantes pagos de IRPJ e CSL no período foram referentes à SPE Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. ("PGC"), em função do despacho no 1T25.

O fluxo de caixa de atividades de investimento ("FCI") totalizou saída de caixa total de R\$ 916,4 milhões no 1T25, em função, principalmente, dos seguintes desembolsos realizados:

- R\$ 430,6 milhões direcionados ao projeto Azulão 950, considerando os pagamentos destinados ao desenvolvimento de E&P e à construção das usinas;
- R\$ 170,8 milhões relacionados a diversos projetos na Holding, incluindo despesas com desenvolvimento de projetos termelétricos do *pipeline* da Eneva, como *fees* de reservas de equipamentos;
- R\$ 123,2 milhões direcionados para as atividades de *Upstream* de exploração nas Bacias do Amazonas e Parnaíba e ao desenvolvimento dos campos na Bacia do Parnaíba;
- R\$ 94,6 milhões relacionados ao Hub Sergipe, direcionados principalmente à atividade de troca do *riser* concluída no 4T24, o que incluiu, dentre diversas atividades e serviços, locação de embarcações;
- R\$ 34,0 milhões para conclusão da implementação das unidades de liquefação no Complexo Parnaíba (SSLNG); e

Notas:

²² Inclui caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários.

²³ 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.

- R\$ 20,6 milhões referentes à conclusão da implementação da UTE Parnaíba VI.

O fluxo de caixa de financiamento totalizou entrada de caixa líquida de R\$ 797,7 milhões no 1T25, em função, basicamente, dos movimentos abaixo:

- Desembolsos de dívida e captações de debêntures no valor total de R\$ 1.793,9 milhões, sendo R\$ 838,1 milhões referentes à conclusão de processo de *liability management* iniciado em dezembro/24 e os demais montantes junto ao BNB, BASA e FDA para financiamento dos projetos de crescimento da Companhia, conforme será detalhado na seção de Endividamento;
- Recompra de ações com desembolso total de R\$ 222,2 milhões, referentes à aquisição de 20.682.412 ações de emissão da própria Eneva em tesouraria, conforme programa de recompra de ações da Companhia aprovado em janeiro/25, com maiores detalhes na seção de Mercado de Capitais;
- Amortizações de principal, pagamento de juros e constituição de depósitos vinculados referentes aos financiamentos, no total de R\$ 618,0 milhões, seguindo o cronograma de pagamento previstos das dívidas, referentes às debêntures e aos financiamentos contratados;
- Pagamentos de R\$ 104,7 milhões em arrendamento mercantil, sendo cerca de R\$ 83,3 milhões destinados ao arrendamento do navio FSRU e do rebocador do Hub Sergipe, além de pagamentos de arrendamento nos segmentos *Upstream* e na operação do Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica;
- Pagamentos na linha de "Outros" de R\$ 67,9 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.

Como resultado, a Eneva encerrou o 1T25 com saldo de caixa livre consolidado de R\$ 4.765,8 milhões, crescimento de R\$ 899,5 milhões frente à posição de caixa do final do 4T24.

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 Parnaíba

(R\$ Milhões)	1T25	1T24	%
Receita Operacional Bruta	618,2	666,1	-7,2%
Receita Fixa	546,6	495,0	10,4%
Receita Variável	71,5	171,1	-58,2%
Contratual	0,3	31,3	-99,0%
Mercado de curto prazo	71,2	139,8	-49,0%
Exportação	43,1	67,7	-36,3%
<i>Trading</i>	6,8	19,3	-64,9%
Outros	21,3	52,8	-59,6%
Deduções sobre a Receita Bruta	(75,1)	(83,6)	-10,2%
Devolução de Receita Fixa ²⁴	(13,1)	(17,0)	-22,9%
Receita Operacional Líquida	543,1	582,5	-6,8%
Custos Operacionais	(337,3)	(295,7)	14,1%
Custo Fixo	(159,4)	(143,3)	11,2%
Transmissão e encargos regulatórios	(55,7)	(49,1)	13,5%
O&M	(34,3)	(28,0)	22,4%
Arrendamento fixo UTG	(69,4)	(66,2)	4,8%
Custo Variável	(120,6)	(111,9)	7,8%
Gás Natural	(58,4)	(80,9)	-27,8%
Distribuidora	(3,4)	(6,0)	-42,5%
Arrendamento variável UTG	(5,8)	(6,6)	-11,9%
<i>Trading</i>	(3,7)	(14,9)	-75,5%
Outros	(49,3)	(3,5)	1.304,8%
Depreciação e Amortização	(57,2)	(40,5)	41,3%
Despesas Operacionais	(8,4)	(8,3)	0,5%
SG&A	(8,1)	(7,9)	2,6%
Depreciação e Amortização	(0,3)	(0,4)	-37,6%
Outras Receitas/Despesas	(0,6)	(1,0)	-36,9%
EBITDA ICVM 527/12	254,3	318,5	-20,1%
Margem EBITDA (%)	41,1%	47,8%	-6,7 p.p.

A receita fixa das UTEs do Complexo Parnaíba no 1T25 atingiu R\$ 546,6 milhões, crescimento de 10,4% frente ao mesmo período de 2024, impulsionado tanto pelo início do contrato regulado da UTE Parnaíba VI quanto pelo reajuste contratual a IPCA ocorrido em novembro/24 dos demais ativos do Complexo (exceto Parnaíba IV). O contrato regulado da UTE Parnaíba VI iniciou em janeiro/25, com recebimento de sua respectiva receita fixa a partir dessa data. Contudo, o início da operação comercial do ativo ocorreu no início de março/25, sendo necessária a compra de energia para recomposição de lastro nos meses de janeiro e fevereiro/25, anteriormente ao COD, tendo sido contabilizadas diferentes receitas e custos variáveis relacionados a essa operação, conforme serão detalhados abaixo.

Notas:

²⁴ No 2T24 houve mudança de tratamento contábil quanto à classificação das deduções de receita fixa em função dos volumes exportados para as usinas com contratos regulados por disponibilidade vigentes. Até o 1T24, estes valores eram contabilizados como custos variáveis e, a partir desse trimestre, foram reclassificadas para a rubrica de deduções de receitas. Para fins de comparabilidade entre os trimestres, os valores do 1T24 foram alterados para refletir essa nova visão.

Os custos fixos no trimestre somaram R\$ 159,4 milhões, 11,2% acima do 1T24, refletindo: (i) o aumento de R\$ 6,6 milhões na TUST, decorrente do reajuste anual ocorrido em julho/24; (ii) maiores custos com O&M em R\$ 6,3 milhões em função, principalmente, do crescimento de custos na UTE Parnaíba V *versus* o 1T24, período que ainda não refletia o total de custos atrelados ao contrato regulado iniciado em janeiro/24, além de custos com manutenções preventivas na UTE Parnaíba II, aumento nos custos com apólices de seguros e reajustes anuais contratuais com fornecedores ocorridos no período; e (iii) reajuste de 4,8% no valor do arrendamento fixo implementado em janeiro/25 entre o segmento de *Upstream* e Complexo Parnaíba, acompanhando as variações observadas nas receitas e custos do segmento. Importante destacar que esse custo no Complexo Parnaíba tem uma contrapartida positiva no segmento de *Upstream*, sendo, portanto, eliminado na visão consolidada da Companhia.

A margem fixa no 1T25 atingiu R\$ 332,4 milhões, crescimento de R\$ 30,2 milhões, ou 10,0%, na comparação com o mesmo período de 2024, com o aumento da receita fixa mais do que compensando o maior custo fixo operacional no trimestre.

Em contrapartida, a margem variável totalizou -R\$ 69,3 milhões no 1T25, redução de R\$ 94,5 milhões em relação ao mesmo trimestre de 2024, refletindo:

- Margem variável de geração negativa em R\$ 35,1 milhões no 1T25, inferior em R\$ 59,4 milhões em relação ao 1T24, refletindo, principalmente:
 - i. impacto da margem variável da geração da UTE Parnaíba II no período no total de -R\$ 37,3 milhões, redução de R\$ 20,5 milhões frente ao registrado no 1T24, sobretudo, em função do cumprimento da inflexibilidade contratual em janeiro/25, cuja geração não possui receitas variáveis atreladas. No 1T24, a mesma geração por inflexibilidade contratual do ativo de janeiro/24 foi incorretamente liquidada a PLD pela CCEE, beneficiando a receita variável em R\$ 17,3 milhões naquele trimestre. Vale ressaltar que o valor foi estornado no 2T24, após decisão dos reguladores;
 - ii. receitas contratuais de R\$ 0,3 milhão no 1T25, queda de R\$ 30,9 milhões em relação ao 1T24, em função da menor necessidade do SIN para atendimento à ponta de carga *versus* o 1T24;
 - iii. receitas com exportação R\$ 24,5 milhões inferiores em relação ao 1T24, somando R\$ 43,1 milhões no 1T25, impactadas pelas restrições de intercâmbio de energia entre as regiões Norte/Nordeste para o Sul/Sudeste, dado o incidente do bipolo Xingu-Terminal Rio;
 - iv. queda de R\$ 24,8 milhões em outras receitas variáveis associadas à liquidação no ACL, totalizando R\$ 8,8 milhões no 1T25 *versus* R\$ 33,6 milhões no 1T24, decorrente do menor volume de energia liquidada a PLD, acompanhando o menor despacho médio no período (15% no 1T25 *versus* 25% no 1T24);
 - v. parcialmente compensados pela redução de R\$ 28,4 milhões de custos variáveis com geração que somou R\$ 32,0 milhões no 1T25 frente a R\$ 60,4 milhões registrados no 1T24, além de deduções totais de receita bruta inferiores em R\$ 12,9 milhões, em função da menor geração para o SIN e para exportação no trimestre;
- Aumento de R\$ 6,2 milhões na margem de *trading* e FID, desconsiderando a operação pontual de recomposição de lastro da UTE Parnaíba VI, atingindo R\$ 7,0 milhões no 1T25 em comparação a R\$ 0,8 milhão no mesmo período de 2024;
- Operação pontual de compra de energia para recomposição do lastro da UTE Parnaíba VI, conforme requisitos do contrato regulado, impactando a margem variável em -R\$ 41,3 milhões.

Vale ressaltar que a operação de compra de energia da recomposição de lastro da UTE Parnaíba VI foi realizada por meio da Comercializadora da Companhia. Portanto, apesar do impacto negativo nos custos do Complexo Parnaíba, as operações possuem contrapartida positiva nas receitas do segmento de Comercialização. Considerando o efeito de +R\$34,9 milhões referente as receitas e custos das operações de venda e compra de energia na Comercializadora, o impacto líquido da operação de recomposição de lastro totalizou margem negativa de R\$ 6,4 milhões na visão consolidada da Companhia.

Dessa forma, diante dos efeitos comentados acima, o EBITDA do Complexo Parnaíba foi de R\$ 254,3 milhões, redução de 20,1% frente ao mesmo período de 2024. Desconsiderando os efeitos da operação de recomposição de lastro da UTE Parnaíba VI, o EBITDA seria de R\$ 295,6 milhões, sendo 7,2% inferior na comparação com o 1T24, em função, principalmente, do impacto do menor despacho médio na margem variável do 1T25, sendo parcialmente compensada pelo crescimento de R\$ 30,2 milhões na margem fixa do trimestre.

► Geração Térmica a Gás em Roraima

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

A UTE Jaguaririca II começou a fornecer energia para o Sistema Isolado de Roraima no dia 15 de fevereiro de 2022, e, no dia 24 de maio de 2022 a planta atingiu sua capacidade instalada total de 141 MW. A estabilização total da planta foi concluída ao final do 4T23, quando atingiu disponibilidade próxima a 100%.

DRE – UTE Jaguaririca II

(R\$ Milhões)	1T25	1T24	%
Receita Operacional Bruta	206,5	198,6	4,0%
Receita Fixa	148,3	141,5	4,8%
Receita Variável	58,3	57,0	2,2%
Contratual	58,3	57,0	2,2%
Deduções sobre a Receita Bruta	(11,2)	(10,6)	6,0%
Indisponibilidade (Ressarcimento)	(1,5)	(1,2)	26,6%
Receita Operacional Líquida	195,4	188,0	3,9%
Custos Operacionais	(101,1)	(102,8)	-1,7%
Custo Fixo	(25,0)	(24,2)	3,7%
Transmissão e encargos regulatórios	(0,6)	0,0	-3.760,1%
O&M	(24,4)	(24,2)	1,0%
Custo Variável	(40,6)	(39,9)	1,7%
Gás Natural	(14,8)	(14,9)	-0,6%
Transporte ²⁵	(21,6)	(20,3)	6,1%
Outros	(4,2)	(4,7)	-9,9%
Depreciação e Amortização	(35,4)	(38,8)	-8,6%
Despesas Operacionais	(5,5)	(6,4)	-14,6%
SG&A	(5,5)	(6,4)	-14,6%
Depreciação e Amortização	(0,0)	(0,0)	4,4%
Outras Receitas/Despesas	(0,1)	(0,7)	-80,6%
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	124,1	116,8	6,2%
Margem EBITDA (%)	63,5%	62,1%	1,4 p.p.

No 1T25, a receita operacional líquida da UTE Jaguaririca II registrou crescimento de 3,9% em relação ao 1T24, totalizando R\$ 195,4 milhões no período, suportada pelo crescimento de R\$ 6,7 milhões na receita fixa bruta, tendo em vista o reajuste contratual pelo IPCA efetivado em novembro/24. Já os custos operacionais do segmento totalizaram R\$ 101,1 milhões, ligeira redução de R\$ 1,8 milhão comparado ao 1T24.

A combinação dos efeitos de aumento da receita fixa líquida e dos custos fixos totais resultou em um aumento de R\$ 5,3 milhões na margem fixa do segmento, que atingiu R\$ 115,2 milhões no 1T25, versus R\$ 109,9 milhões no mesmo período de 2024. Por sua vez, a margem variável reduziu R\$ 0,4 milhão na comparação entre os trimestres, somando R\$ 14,5 milhões no 1T25, em função dos maiores custos variáveis pontuais no trimestre.

Como resultado dos efeitos explicados acima, e da ligeira redução de despesas gerais e administrativas no 1T25, o EBITDA do segmento registrou crescimento de 6,2% quando comparado ao 1T24, totalizando R\$ 124,1 milhões no 1T25, com aumento de 1,4 p.p. na margem EBITDA, que atingiu 63,5% no 1T25.

Notas:

²⁵ 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.

► 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)	1T25	1T24	%
Receita Operacional Bruta	1.145,8	539,6	112,4%
Receita Fixa	545,9	521,1	4,8%
Receita Variável	60,2	18,5	225,7%
Contratual	-	-	N/A
Mercado de curto prazo	60,2	18,5	225,7%
Lastro (FID)	60,2	18,5	225,7%
Outros	-	-	N/A
Comercialização de Gás	539,7	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(109,8)	(50,6)	117,0%
UTE Porto de Sergipe I	(57,6)	(50,6)	13,9%
Comercialização de Gás	(52,2)	-	N/A
Receita Operacional Líquida	1.036,0	489,0	111,9%
Custos Operacionais	(680,8)	(195,4)	248,4%
Custo Fixo	(80,9)	(74,5)	8,6%
Transmissão e encargos regulatórios	(42,0)	(40,4)	4,0%
O&M ²⁶	(9,0)	(16,2)	-44,3%
Outros Fixos	(29,9)	(17,9)	66,8%
Custo Variável	(98,4)	(23,6)	316,1%
Gás Natural	2,4	-	N/A
Lastro (FID)	(91,6)	(23,2)	295,0%
Outros	(9,2)	(0,5)	1.928,8%
Comercialização de Gás	(403,1)	-	N/A
Depreciação e Amortização	(98,4)	(97,3)	1,1%
Despesas Operacionais	(3,9)	(3,7)	5,7%
SG&A	(3,9)	(3,7)	3,6%
Depreciação e Amortização	(0,0)	0,1	-112,4%
Outras Receitas/Despesas (Comercialização de Gás)	78,6	(0,6)	12.795,6%
EBITDA ICVM 527/12	528,3	386,5	36,7%
Margem EBITDA (%)	51,0%	79,0%	-28,0 p.p.

Notas:

²⁶ No 2T24 houve alteração na classificação de determinados custos com Serviços de Terceiros que até o 1T24 estavam contemplados na rubrica de “Outros – Variáveis”, passando a ser alocados para custos fixos de “O&M” e “Outros Fixos”. Para melhor comparabilidade entre os trimestres, os valores de 2024 foram alterados para a nova visão.

A dinâmica positiva do Hub Sergipe no 1T25 refletiu tanto a operação da UTE Porto de Sergipe I, quanto a importante contribuição dos resultados provenientes das operações de Comercialização de Gás a partir do 2S24, com o lançamento da Mesa de Gás da Eneva. O detalhe de cada operação será explicado abaixo, com a segregação dos resultados da usina e da Mesa de Gás no 1T25, para fins de melhor compreensão do desempenho do trimestre.

UTE Porto de Sergipe I

A receita bruta total da UTE Porto de Sergipe I alcançou R\$ 606,1 milhões, apresentando aumento de R\$ 66,5 milhões frente ao 1T24, sendo: (i) R\$ 24,8 milhões referentes ao reajuste contratual a IPCA da receita fixa ocorrido em novembro/24, e (ii) R\$ 41,7 milhões relacionados à maior receita variável com operações de lastro para recomposição de garantia física, que possuem contrapartida nos custos variáveis.

Os custos fixos da usina totalizaram R\$ 80,9 milhões, aumento de R\$ 6,4 milhões na comparação com 1T24, decorrentes sobretudo de: (i) reajuste na TUST ocorrido em julho/24; (ii) aumento nos custos com consumo interno do FSRU devido ao maior volume movimentado e elevação no custo de estoque *versus* o 1T24; (iii) efeitos de IPCA e câmbio em contratos com fornecedores reajustados no 1T25; e (iv) maiores custos com manutenções no trimestre. O aumento na rubrica de Outros Custos Fixos foi parcialmente compensado pela melhora de R\$ 7,2 milhões nos custos de O&M, principalmente, em função da revisão do escopo da apólice de seguros ocorrida em 2024.

Como resultado do crescimento da receita fixa, que mais do que compensou o aumento dos custos, a margem fixa do ativo no 1T25 atingiu R\$ 413,1 milhões, ganho de R\$ 15,3 milhões frente ao mesmo trimestre de 2024.

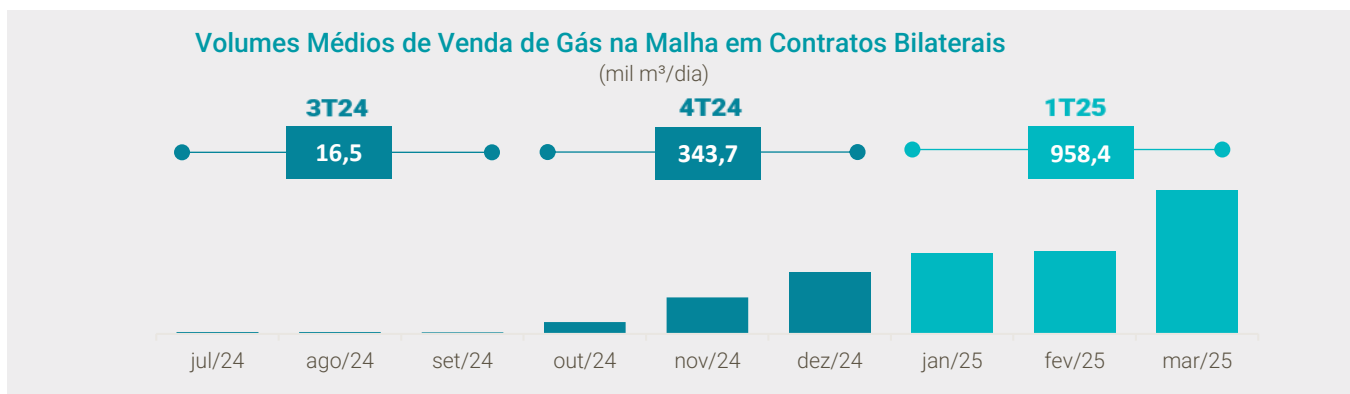
Os custos variáveis da UTE Porto de Sergipe I aumentaram em R\$ 74,7 milhões, em função, sobretudo: (i) do crescimento dos custos com operações de recomposição de lastro de garantia física na comparação anual, que apesar de ter efeito nulo no EBITDA, dada sua contrapartida na receita da usina, atingiu R\$ 54,5 milhões no trimestre; (ii) da contabilização de R\$ 37,0 milhões no 1T25 de custos relacionados à energia não entregue em dezembro/24, em decorrência de ajuste final da CCEE referente à provisão anteriormente contabilizada sobre a indisponibilidade de uma das unidades geradoras da usina, evento não associado à falha no *riser*; e (iii) do reconhecimento, na rubrica de "Outros", de R\$ 9,2 milhões em custos retroativos com o transporte de gás por gasoduto referente ao 4T24. Esses custos foram reconhecidos apenas agora em 2025 devido à recontabilização dos mesmos junto à CCEE. Em compensação, os custos variáveis foram impactados positivamente em R\$ 2,4 milhões por um *fee* de antecipação pago pelo fornecedor de GNL em março/25, em função da data de entrega da carga de GNL adquirida ao final de 2024, contabilizado na rubrica de "Custos Variáveis - Gás Natural".

Dessa forma, a margem variável do ativo totalizou R\$ 43,9 milhões negativos no 1T25, redução de R\$ 37,0 milhões frente ao registrado no 1T24.

Diante do cenário descrito acima, o EBITDA da UTE Porto de Sergipe I no 1T25 somou R\$ 365,6 milhões, redução de 5,4% em comparação ao mesmo período de 2024, principalmente em função da contabilização dos custos variáveis retroativos de R\$ 46,2 milhões. Desconsiderando esses efeitos, o EBITDA da usina totalizaria R\$ 411,8 milhões no 1T25, aumento de 6,5% *versus* o 1T24.

Comercialização de Gás

O 1T25 foi marcado por importantes oportunidades de negócio no segmento Comercialização de Gás *On-Grid*, que desde o lançamento da Mesa de Gás tem apresentado uma trajetória consistente de crescimento no volume negociado de gás natural na malha, conforme demonstrado no gráfico abaixo.



Dessa forma, a evolução no volume comercializado pela Mesa de Gás desde o seu lançamento, no 2S24, concretiza os primeiros resultados desse novo negócio, que é mais uma alavanca de crescimento da Companhia, e reforça a capacidade da Eneva de aproveitar oportunidades de mercado para geração de valor suportada por suas diferentes competências.

No entanto, trata-se de um mercado em desenvolvimento no país, ainda bastante concentrado e com altos custos e penalidades, que restringem a liquidez do mercado. Outros desafios envolvem a flexibilidade operativa mais restrita e obrigações de entrega e retirada física de gás ou GNL.

Eventuais otimizações de cargas no mercado de GNL são conjunturais, dependendo de oportunidades de arbitragem de preço que ocasionalmente surjam ao longo do tempo, portanto, resultados e margens dessas operações serão oportunistas e individuais para cada contrato e operação celebrado, suportados por uma mesa atenta às oportunidades.

Nesse contexto, o EBITDA das operações do segmento de Comercialização de Gás atingiu R\$ 162,8 milhões no 1T25, compostos por:

- R\$ 37,4 milhões referentes aos contratos de suprimento de gás natural em modalidade firme e flexível, considerando: (i) contratos flexíveis, incluindo as parcelas fixas de encargo de reserva de capacidade do *Floating Storage Unit* (FSRU) e as parcelas variáveis, na ocasião de fornecimento de gás, além de contratos de entrega de gás firme ou vendas *spot* celebrados com clientes conectados à malha; (ii) os custos recorrentes relacionados à operação da Mesa e os demais custos associados à compra de gás celebrados com as contrapartes;
- Custos retroativos de -R\$ 10,0 milhões relacionados ao 4T24 referentes a perdas de gás no processo de comercialização das cargas em dezembro/24 e à cobrança retroativa de tarifa de conexão à TAG;
- R\$ 135,4 milhões²⁷ referentes a operações pontuais de GNL, aproveitando oportunidades de arbitragem de preços, incluindo a venda de uma carga adquirida em 2024, cuja entrega foi concluída no 1T25, sendo reconhecida, portanto, apenas nesse trimestre.

Como resultado de todos os efeitos comentados acima, o **EBITDA do Hub Sergipe** atingiu R\$ 528,3 milhões, crescimento de R\$ 141,8 milhões em relação ao 1T24, refletindo, principalmente, a contribuição do EBITDA do segmento de Comercialização de Gás.

Notas:

²⁷ 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 Santo

(R\$ Milhões)	1T25	1T24	%
Receita Operacional Bruta	665,7	-	N/A
Receita Fixa	620,7	-	N/A
Receita Variável	45,0	-	N/A
Contratual	1,5	-	N/A
Mercado de curto prazo	43,6	-	N/A
Lastro (FID)	42,9	-	N/A
Outros	0,7	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(113,2)	-	N/A
Dedução por Compensação Financeira ²⁸	(45,4)	-	N/A
Receita Operacional Líquida	552,5	-	N/A
Custos Operacionais	(121,9)	-	N/A
Custo Fixo	(86,0)	-	N/A
TUST/TUSD e Encargos Regulatórios	(5,9)	-	N/A
Take or Pay e Ship or Pay - Combustível	(63,4)	-	N/A
O&M	(16,8)	-	N/A
Custo Variável	(25,9)	-	N/A
Combustível	(0,4)	-	N/A
Lastro (FID)	(25,3)	-	N/A
Outros	(0,2)	-	N/A
Depreciação e Amortização	(10,0)	-	N/A
Despesas Operacionais	(1,5)	-	N/A
SG&A	(1,5)	-	N/A
Depreciação e Amortização	(0,0)	-	N/A
Outras Receitas/Despesas	0,4	-	N/A
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	439,6	-	N/A
Margem EBITDA (%)	79,6%	-	N/A

O 1T25 representou o primeiro trimestre de contribuição integral dos ativos a gás adquiridos no 4T24, demonstrando a robustez dos resultados dos contratos regulados vigentes das usinas mesmo em um período praticamente sem despacho, em função principalmente da importante margem decorrente das receitas fixas regulatórias.

As usinas que compõem o segmento somaram R\$ 665,7 milhões de receita operacional bruta no 1T25. Desse total, R\$ 620,7 milhões foram referentes às receitas fixas contratuais pelos contratos regulados vigentes, reajustados em novembro de 2024, enquanto R\$ 42,9 milhões são resultado das operações de compra e venda de energia para hedge dos contratos. Vale ressaltar que a contrapartida em custo está contabilizada na rubrica de “Custos Variável – Lastro (FID)”.

No mesmo período, os custos fixos somaram R\$ 86,0 milhões, sendo: (i) R\$ 63,4 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

Notas:

²⁸ 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.

montantes consumidos para a geração termelétrica do período foram contabilizados na rubrica de custos variáveis; (ii) R\$ 16,8 milhões de custos de O&M, sendo: (a) R\$ 6,7 milhões referentes aos custos de pessoal; (b) R\$ 5,0 milhões de custos de seguros operacionais, que se referem a custos *one-off* referentes a baixas com repactuação de apólices de seguros com a entrada no portfólio da Eneva; (c) R\$ 3,4 milhões de custos de materiais; e (d) R\$ 1,7 milhão com outros custos diversos de O&M. Como resultado, a margem fixa do segmento contabilizou R\$ 429,1 milhões no período.

Já os custos variáveis somaram R\$ 25,9 milhões no 1T25, sendo principalmente associados às operações de *trading* executadas ao longo do período, no total de R\$ 25,3 milhões. A margem variável do segmento totalizou R\$ 11,5 milhões no período, impulsionada principalmente pelo resultado líquido positivo das operações de *trading*.

Como resultado dos efeitos elencados acima, o segmento totalizou R\$ 439,6 milhões de EBITDA, com margem EBITDA de 79,6% no 1T25, suportado principalmente pelas margens fixas dos ativos.

► 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 UTE 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. 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, previsto para julho/26. É importante destacar que os resultados desses ativos foram contabilizados desde suas aquisições.

DRE – Geração a Carvão

(R\$ Milhões)

	1T25	1T24	%
Receita Operacional Bruta	281,0	265,6	5,8%
Receita Fixa	280,8	268,0	4,8%
Receita Variável	0,3	(2,4)	111,2%
Contratual	0,1	0,6	-83,3%
Mercado de curto prazo	0,2	(3,0)	105,4%
Lastro (FID)	0,2	-	N/A
Outros	-	(3,0)	100,0%
Deduções sobre a Receita Bruta	(29,0)	(27,5)	5,4%
Receita Operacional Líquida	252,0	238,1	5,8%
Custos Operacionais	(132,8)	(121,5)	9,3%
Custo Fixo	(74,2)	(67,9)	9,4%
Transmissão e encargos regulatórios	(19,6)	(18,2)	7,5%
O&M	(54,7)	(49,6)	10,1%
Custo Variável	(1,5)	(3,1)	-50,4%
Combustível	-	(1,4)	100,0%
Lastro (FID)	(0,4)	-	N/A
Outros	(1,1)	(1,7)	-34,7%
Depreciação e Amortização	(57,0)	(50,6)	12,7%
Despesas Operacionais	(6,6)	(10,9)	-39,8%
SG&A	(6,2)	(10,6)	-41,1%
Depreciação e Amortização	(0,3)	(0,3)	3,2%
Outras Receitas/Despesas	1,3	1,9	-32,9%
EBITDA ICVM 527/12	171,3	158,6	8,1%
Margem EBITDA (%)	68,0%	66,6%	1,4 p.p.

DRE – Térmicas a Óleo

(R\$ Milhões)

	1T25	1T24	%
EBITDA ICVM 527/12	(30,6)	-	N/A
Margem EBITDA (%)	N.A.	-	N/A

Geração a Carvão

No 1T25, o segmento de geração a carvão totalizou R\$ 281,0 milhões de receita operacional bruta, crescimento de R\$ 15,4 milhões comparado ao 1T24, refletindo, principalmente, o aumento de R\$ 12,8 milhões na rubrica de receita fixa em função dos reajustes

anuais contratuais das receitas reguladas das usinas, efetivados em novembro/24. Foi registrada também receita variável de R\$ 0,3 milhão, relacionada à geração da UTE Itaquí pelo período de 47 horas para comprovação de disponibilidade, após a conclusão da manutenção ocorrida para a correção de falhas no gerador, identificada em dezembro/24, assim como receita a recomposição de lastro de R\$ 0,2 milhão, com contrapartida na rubrica de custos variáveis.

Os custos fixos do segmento totalizaram R\$ 74,2 milhões no 1T25, crescimento de R\$ 6,4 milhões em relação ao 1T24. Esse aumento decorreu sobretudo da elevação dos custos de O&M no período em R\$ 5,0 milhões, que incluíram despesas pontuais com serviços de manutenção vinculadas à comprovação de disponibilidade, acréscimo nos gastos com pessoal de O&M devido ao preenchimento de vagas em aberto e à atualização dos contratos fixos no período. Por sua vez, os aumentos nos custos com TUST foram de R\$ 1,4 milhão, refletindo o reajuste anual das tarifas aplicado em julho/2024.

A despeito do aumento dos custos fixos, o segmento apresentou aumento de R\$ 5,2 milhões de margem fixa, atingindo R\$ 177,6 milhões no 1T25 dado que o impacto do reajuste da receita fixa superou o crescimento dos custos no período.

Os custos variáveis totalizaram R\$ 1,5 milhão no 1T25, refletindo, sobretudo, custos com componentes associados à geração para comprovação de disponibilidade e potência da UTE Itaquí, além de custos com recomposição de lastro.

Como resultado, a margem variável do segmento foi negativa em R\$ 1,3 milhão no período, uma melhora de R\$ 3,9 milhões frente ao resultado do 1T24, que, por sua vez, foi impactado negativamente pelo maior custo médio do estoque de carvão, refletindo em um maior custo médio de geração.

É importante ressaltar que, no 1T25, o custo médio do estoque de carvão normalizado²⁹, calculado com base no consumo esperado para uma semana de geração, já estava inferior aos CVUs médios do período, refletindo as cargas adquiridas no 4T24 pela Companhia. Por sua vez, o custo médio de estoque realizado³⁰ no trimestre de Itaquí foi pontualmente mais elevado, impactado negativamente pelo curto período de despacho.

Ao final do 1T25, a Eneva possuía um estoque de 154 mil toneladas de carvão na UTE Itaquí e 141 mil toneladas de carvão na UTE Pecém II, e os custos médios de estoque e CVUs médios do trimestre em cada usina encontram-se detalhados abaixo:

Custo e CVU Médio por UTE - Geração a Carvão		
1T25	Itaquí	Pecém II
Despacho (%)	0,3%	0,0%
Custo médio de estoque realizado ³⁰ (R\$/MWh)	485,7	-
Custo médio de estoque normalizado ²⁹ (R\$/MWh)	338,3	281,1
CVU médio ³¹ (R\$/MWh)	362,3	370,4

No 1T25, o SG&A registrou redução de R\$ 4,3 milhões na comparação com o 1T24, 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\$ 171,3 milhões no 1T25, comparado aos R\$ 158,6 milhões registrados no mesmo período de 2024.

Geração a Óleo

Ao longo do 1T25, foram contabilizados custos fixos no total de R\$ 27,4 milhões, sendo R\$ 14,7 milhões destinados a pessoal, materiais e serviços de terceiros para manutenção das usinas, e R\$ 12,8 milhões em custos de TUST. Também houve a contabilização de R\$ 3,4 milhões em despesas de SG&A. Como resultado, o EBITDA no período totalizou -R\$ 30,6 milhões.

Notas:

²⁹ O custo médio de estoque normalizado engloba o custo da *commodity* e os custos logísticos associados ao descarregamento das cargas considerando o consumo específico médio padrão das usinas em um período de 7 dias, conforme *unit commitment*. No 1T25, o consumo específico de Itaquí foi impactado pelo curto período de despacho. Caso fosse adotado o consumo específico médio padrão da usina, o custo médio por estoque no trimestre seria de R\$ 338,3/MWh. Para Pecém II, o número teórico de geração foi utilizado com base no consumo específico médio padrão da usina apenas para fins ilustrativos, visto que não houve despacho no período.

³⁰ O custo médio de estoque realizado engloba o custo da *commodity* e os custos logísticos associados ao descarregamento das cargas ao longo de um período, considerando o consumo efetivo. No 1T25, o consumo específico de Itaquí foi impactado pelo curto período de despacho, totalizando 47 horas, o que demandou um maior volume de combustível para geração do que o normal, refletindo em um custo médio por estoque de R\$ 485,7/MWh.

³¹ O CVU médio dessa tabela se trata do CVU médio do trimestre, sem ponderação pela geração do trimestre.

► Geração Solar

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

DRE – Geração Solar

(R\$ Milhões)	1T25	1T24	%
Receita Operacional Bruta	97,8	71,3	37,3%
Receita Fixa	82,6	68,0	21,5%
Receita Variável	15,2	3,3	364,9%
Mercado de curto prazo	15,2	3,3	364,9%
Deduções sobre a Receita Bruta	(7,2)	(3,5)	103,7%
Receita Operacional Líquida	90,6	67,7	33,8%
Custos Operacionais	(120,9)	(56,3)	114,6%
Custo Fixo	(22,7)	(20,5)	10,7%
Transmissão e encargos regulatórios	(11,3)	(11,0)	2,8%
O&M	(11,4)	(9,5)	19,7%
Custo Variável	(69,5)	(9,2)	654,2%
Compra de Energia (Lastro FID)	(57,2)	(5,9)	876,0%
Ressarcimento de Encargos	(12,6)	(3,3)	280,6%
Outros	0,3	(0,0)	994,3%
Depreciação e Amortização	(28,7)	(26,6)	7,8%
Despesas Operacionais	(3,8)	(4,0)	-4,9%
SG&A	(3,7)	(3,9)	-5,2%
Depreciação e Amortização	(0,1)	(0,1)	6,6%
Outras Receitas/Despesas	0,0	0,1	-90,3%
Equivalência Patrimonial	-	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	(5,2)	34,3	-115,2%
Margem EBITDA (%)	-5,7%	50,6%	N/A

O segmento de geração solar contabilizou R\$ 90,6 milhões de receita operacional líquida no 1T25, crescimento de 33,8% na comparação com o mesmo trimestre de 2024, refletindo, sobretudo, o aumento da receita fixa no período em função da atualização anual dos preços dos PPAs em janeiro/25, bem como o início do contrato da SPE Futura 6 no 4T24. Além disso, no 1T25 foram registrados R\$ 14,9 milhões em receitas de operações de trading estruturadas para mitigar os impactos referentes à diferença de preços entre os submercados NE e SE. A contrapartida dessa receita está contabilizada na rubrica de Compra de Energia (Lastro FID), conforme detalhado na descrição de custos abaixo.

Com a assinatura do contrato da SPE 6, o Complexo Futura passou a ter todas as suas SPEs com energia contratada a partir do 4T24. 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:

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\$ 22,7 milhões no 1T25, aumento de R\$ 2,2 milhões na comparação entre os períodos, explicado, principalmente, por maiores custos de pessoal após reestruturações feitas no time de operação e manutenção. Desse total, cerca de R\$ 1,1 milhão refere-se a efeito *one-off*.

Já os custos variáveis somaram R\$ 69,5 milhões no mesmo período, devido, principalmente, a:

- **Geração comprometida e não realizada**, sendo grande parte em função dos cortes de geração no Complexo Futura no 1T25 que ocorreram sobretudo devido à indisponibilidade operacional do bipolo Xingu e pela alta ocupação das linhas de transmissão com a geração hídrica sazonal no subsistema Norte, que gerou restrição no fluxo de transmissão de energia dos subsistemas Norte e Nordeste para o Sudeste/Sul, contabilizando impacto de 81,1GWh no período, frente aos 10,2 GWh do 1T24. Além disso, ao longo do mês de janeiro a irradiância do Complexo foi impactada em função de períodos de chuva e nebulosidade, totalizando 48,1 GWh no período. O impacto total de compra de energia referente à geração comprometida e não realizada foi de R\$ 7,2 milhões no 1T25.
- **Custos associados ao descolamento de preços horários entre submercados**, ainda persistentes no final do 1T25 em função da combinação de restrições de intercâmbio entre os submercados pelo ONS e pela sobreoferta de energia no submercado Nordeste com a maior geração sazonal eólica. O montante de energia adquirido no subsistema SE para fazer frente ao volume produzido no subsistema NE resultou em um impacto financeiro de R\$ 50,0 milhões no 1T25, e reflete os preços praticados no submercado SE ao longo do período. Como resultado, o impacto líquido do descolamento de preços entre os submercados foi de R\$ 35,0 milhões, considerando a receita líquida proveniente da liquidação do hedge de submercado, conforme explicado acima.

A Companhia também contabilizou R\$ 12,6 milhões em custos variáveis com ressarcimento de encargos às contrapartes no 1T25, considerando as características da energia contratada, frente aos R\$ 3,3 milhões do mesmo período de 2024. Esse crescimento se deve principalmente à maior geração frustrada no 1T25 versus o 1T24.

Como resultado dos efeitos elencados acima, o EBITDA do segmento foi de -R\$ 5,2 milhões no 1T25, frente aos R\$ 34,3 milhões no mesmo período de 2024.

► 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)

	1T25	1T24	%
Receita Operacional Bruta	158,8	190,8	-16,8%
Receita Fixa	76,5	72,9	4,8%
Receita Variável	82,3	117,9	-30,1%
Contrato de Venda de Gás	66,0	98,9	-33,3%
Contrato de Arrendamento	6,4	7,3	-12,1%
Venda de Condensado	10,0	11,7	-14,3%
Deduções sobre a Receita Bruta	(28,7)	(27,8)	3,2%
Receita Operacional Líquida	130,2	163,0	-20,2%
Custos Operacionais	(68,5)	(70,7)	-3,2%
Custo Fixo	(29,5)	(26,3)	12,3%
O&M	(29,5)	(26,3)	12,3%
Custo Variável	(20,7)	(17,3)	19,6%
Participações Governamentais	(17,9)	(14,9)	20,2%
Custo com Compressores	(2,8)	(2,4)	16,1%
Depreciação e Amortização	(18,2)	(27,2)	-32,8%
Despesas Operacionais	(44,3)	(42,9)	3,3%
Despesas com Exploração Geologia e Geofísica	(40,0)	(38,1)	4,9%
Poços Secos	-	(23,2)	100,0%
SG&A	(0,5)	(2,1)	-75,8%
Depreciação e Amortização	(3,9)	(2,7)	43,6%
Outras Receitas/Despesas	(0,2)	0,0	-877,1%
EBITDA ICVM 527/12	39,2	79,3	-50,5%
EBITDA excluindo poços secos ³²	39,2	102,5	-61,7%
Margem EBITDA excluindo poços secos (%)	30,1%	62,9%	-32,7 p.p.

No 1T25, a receita operacional líquida do *Upstream* totalizou R\$ 130,2 milhões, apresentando uma redução de 20,2% frente ao montante do 1T24, justificada, principalmente, (i) pela diminuição das receitas de vendas de gás, reflexo do menor volume de gás produzido no Complexo Parnaíba, em resposta ao menor despacho no período; (ii) assim como pelo aumento de 3,2% em Deduções sobre a Receita Bruta, principalmente em função dos maiores preços de referência da ANP nos campos do Parnaíba, utilizados para o cálculo da base de ICMS pago sobre a venda de gás natural do *Upstream* Parnaíba para as térmicas do Complexo, cujo efeito de reajuste de preço mais do que compensou a redução do volume de gás produzido no trimestre.

Os custos operacionais no período, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 50,2 milhões no trimestre, aumento de R\$ 6,6 milhões em relação ao contabilizado no 1T24, apesar do cenário de menor despacho e produção de gás no trimestre. O aumento na rubrica de O&M é reflexo de maiores provisões de O&M no período, além de reajustes contratuais relativo aos serviços gerais da planta. A despeito do menor volume de gás produzido no 1T25 versus o 1T24, os custos com Participações Governamentais (*royalties*) também apresentaram aumento, em decorrência, principalmente, dos maiores preços de referência para o cálculo dos *royalties* sobre o gás natural no Parnaíba (1T25: R\$ 1,01/m³ vs. 1T24: R\$ 0,43/m³) no período, que refletiram as valorizações do câmbio e do indexador Henry Hub entre os períodos.

Como resultado do cenário de menor despacho no Parnaíba, a margem variável diminuiu de R\$ 83,4 milhões no 1T24 para R\$ 46,8 milhões no 1T25. Já a margem fixa do segmento totalizou R\$ 33,1 milhões no 1T25, redução de R\$ 2,9 milhões frente ao 1T24 como resultado principalmente do impacto dos maiores custos fixos e das maiores deduções de receita.

Notas:

³² EBITDA calculado conforme orientações da ICVM 527/12 e da Nota Explicativa que a acompanha, ajustado para excluir o impacto de poços secos.

Adicionalmente, as despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, registraram ligeiro aumento em relação ao mesmo período do ano anterior, totalizando R\$ 40,5 milhões no 1T25, reflexo do crescimento dos gastos com Exploração, Geologia e Geofísica, tendo em vista a campanha sísmica em andamento na Bacia do Paraná, onde já foram executados 44% da sísmica 2D totalizando 1.755 Km, sendo R\$ 25,2 milhões despendidos no 1T25. Vale ressaltar que não foram registradas despesas com baixas de poços secos no 1T25, frente aos R\$ 23,2 milhões apurados no mesmo período de 2024. É importante observar também que foi retomada a campanha de perfuração na Bacia do Parnaíba no 1T25, com a perfuração de 3 poços de desenvolvimento no campo de Gavião Mateiro.

Como resultado dos efeitos destacados acima, o EBITDA do segmento totalizou R\$ 39,2 milhões no 1T25, diminuindo R\$ 40,0 milhões em relação ao registrado no mesmo período do ano anterior.

► 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, e considerando as sinergias do segmento com a GNL Brasil, 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*

(R\$ Milhões)	1T25	1T24	%
Receita Operacional Bruta	126,4	-	N/A
Receita SSLNG	95,7	-	N/A
Receita de Logística	30,7	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(13,3)	-	N/A
Receita Operacional Líquida	113,2	-	N/A
Custos Operacionais	(51,5)	-	N/A
O&M	(24,0)	-	N/A
Produção de Gás ³³	(4,4)	-	N/A
Logística	(12,7)	-	N/A
Outros	(10,4)	-	N/A
Depreciação e Amortização (Custos e Despesas)	(5,9)	-	N/A
Despesas Operacionais - SG&A	(2,2)	(0,8)	N/A
Outras Receitas/Despesas	(4,1)	-	N/A
EBITDA ICVM 527/12	55,4	(0,8)	N/A
Margem EBITDA (%)	48,9%	-	N/A

Com a entrada em operação do segundo trem da planta de liquefação de gás natural do Complexo Parnaíba em meados de fevereiro/25, o segmento de Comercialização de Gás *Off-Grid* encerrou o trimestre com 100% de sua capacidade de liquefação de 600 mil m³ por dia. No entanto, dado que a entrada em operação ocorreu de forma faseada no período, o resultado do 1T25 ainda não reflete todo o potencial do segmento. Também é importante ressaltar que, conforme usual no início da operação das plantas, a operação de Comercialização *Off-Grid* encontrava-se em fase de estabilização no 1T25.

Nesse contexto, a receita bruta do segmento de Comercialização de Gás *Off-Grid* somou R\$ 126,4 milhões, sendo R\$ 95,7 milhões referentes aos volumes contratados dos contratos de venda de GNL.

As receitas com os serviços de logística prestados pela GNL Brasil totalizaram R\$ 30,7 milhões no 1T25, sendo R\$ 12,7 milhões referentes ao arrendamento fixo do transporte e R\$ 18,0 milhões relacionados às receitas variáveis de serviços de logística, ambos prestados à UTE Jaguatirica II, apresentando, portanto, contrapartida negativa no mesmo valor nos custos operacionais e despesas financeiras dessa usina no segmento de Geração a Gás - Roraima, sendo eliminados na visão consolidada da Companhia.

Considerando as deduções sobre receita de R\$ 13,3 milhões no 1T25, as receitas operacionais líquidas totais do segmento somaram R\$ 113,2 milhões, aumento de R\$ 77,4 milhões frente ao 4T24.

Os custos com O&M de ambas as operações totalizaram R\$ 24,0 milhões no 1T25, sendo R\$ 16,0 milhões referentes à GNL Brasil e R\$ 7,9 milhões associados à Comercialização *Off-Grid*. Os custos com produção de gás no trimestre somaram R\$ 4,4 milhões,

Notas:

³³ Os custos contabilizados refletem a fase de estabilização da planta de liquefação e o *ramp-up* dos contratos firmados, portanto, ainda não demonstram os patamares recorrentes do segmento.

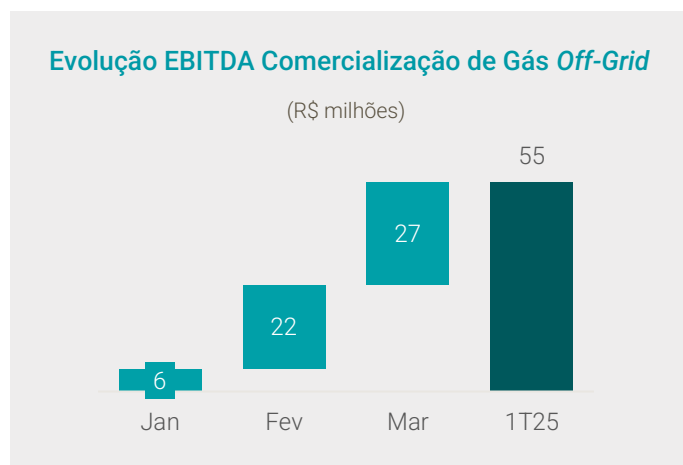
refletindo a alocação de custos de *royalties* do *Upstream* referente ao volume de gás produzido para atendimento à demanda dos contratos de venda de GNL em pequena escala.

Os custos com prestação de serviços de logística pela GNL Brasil foram de R\$ 12,7 milhões, associados, sobretudo, aos custos com consumo de diesel de R\$ 11,2 milhões do transporte prestado pela GNL Brasil aos clientes da planta de liquefação.

Adicionalmente, foram contabilizados R\$ 10,4 milhões em outros custos operacionais, compostos, principalmente, por: (i) valor não recorrente de R\$ 7,4 milhões referente a contrato de compra de gás com terceiro com vigência até março/25, realizado anteriormente à entrada comercial do primeiro trem da planta de liquefação a fim de assegurar o atendimento aos contratos de venda SSLNG, e (ii) custos com regaseificação previstos em um dos contratos de venda de GNL no valor de R\$ 1,0 milhão.

No 1T25, foram também contabilizados R\$ 4,1 milhões na rubrica de Outras Despesas, referentes, principalmente, a encargos contratuais incorridos no valor de R\$ 3,2 milhões referentes ao período em que a planta de liquefação do Complexo Parnaíba estava em comissionamento.

Como resultado, o EBITDA do segmento de Comercialização *Off-Grid* atingiu R\$ 55,4 milhões, aumento de R\$ 57,2 milhões em comparação ao EBITDA negativo de R\$ 1,8 milhão registrado no 4T24, período em que a planta iniciou operação comercial do primeiro trem em dezembro/24. É importante reforçar, no entanto, que o EBITDA do 1T25 ainda não refletiu todo o potencial do segmento, com a entrada do segundo trem em meados de fevereiro/25, atingindo EBITDA médio mensal de R\$ 24,5 milhões considerando fevereiro/25 e março/25. O gráfico abaixo apresenta a evolução do EBITDA mensal da Comercialização de Gás *Off-Grid* no 1T25, refletindo a entrada faseada da operação e de seus volumes contratuais vendidos ao longo do período.



► 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)	1T25	1T24	%
Receita Operacional Líquida	1.399,2	461,9	202,9%
Custos Operacionais	(1.864,4)	(385,8)	383,2%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.860,8)	(384,7)	383,7%
Outros	(3,6)	(1,1)	227,3%
Receitas/(Custos) Líquidos Var. MtM	538,8	(2,2)	24.821,9%
Despesas Operacionais	(15,6)	(14,9)	4,8%
SG&A	(15,2)	(14,6)	4,1%
Depreciação e Amortização	(0,5)	(0,4)	33,2%
Outras Receitas/Despesas	(0,3)	(0,2)	53,1%
Equivalência Patrimonial	-	(0,0)	N/A
EBITDA ICVM 527/12	58,1	59,1	-1,7%
Margem EBITDA (%)	4,2%	12,9%	-8,6 p.p.

No 1T25, o resultado do segmento foi ainda influenciado por operações estruturadas realizadas entre o 4T24 e o trimestre vigente, como parte da gestão de capital de giro da Companhia. Vale reforçar que o impacto dessas operações para fins de EBITDA é nulo em ambos os períodos em função dos lançamentos e contrapartidas nas linhas de receita, custo e de variação da Marcação a Mercado dos contratos futuros de energia ("MtM")³⁴ – que, por sua vez, praticamente são eliminados quando somados os resultados do 4T24 e 1T25. No entanto, são observadas variações relevantes nas linhas individuais em cada um dos trimestres. Essas principais variações são descritas a seguir:

- **Receitas Operacionais Líquidas:** do total de receitas do segmento no 1T25, R\$ 312,9 milhões se referiram às receitas provenientes das operações estruturadas;
- **Custos Operacionais:** -R\$ 867,1 milhões foram referentes a essas operações no 1T25;
- **Receitas/(Custos) Líquidos Var. MtM:** R\$ 554,1 milhões contabilizados nessa rubrica no 1T25.

Adicionalmente, o resultado do segmento foi impactado pelas operações de compra e venda de energia realizadas pela Comercializadora para assegurar a recomposição de lastro e, em última instância, o recebimento integral da receita fixa do CCEAR da UTE Parnaíba VI, que resultaram em receitas (para a Comercializadora) e custos (para a UTE Parnaíba VI) *intercompany* em iguais valores entre os 2 segmentos, e portanto, eliminados na visão consolidada. Vale ressaltar que os efeitos da operação em cada segmento e o impacto líquido total a nível Consolidado para a Eneva foi detalhado no segmento de Geração a Gás – Parnaíba.

Resultados Financeiros do Segmento

A margem comercial corrente (resultado líquido das receitas e custos operacionais, sem o impacto das operações estruturadas) realizada no 1T25 do segmento atingiu R\$ 88,9 milhões, crescimento comparado à margem de R\$ 76,1 milhões do 1T24. A margem do 1T25 foi principalmente impulsionada por: (i) impacto positivo líquido de R\$ 34,9 milhões no segmento de Trading

Notas:

³⁴ Vale ressaltar que o MtM corresponde à variação dos saldos de valor justo dos contratos de comercialização de energia do final do 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.

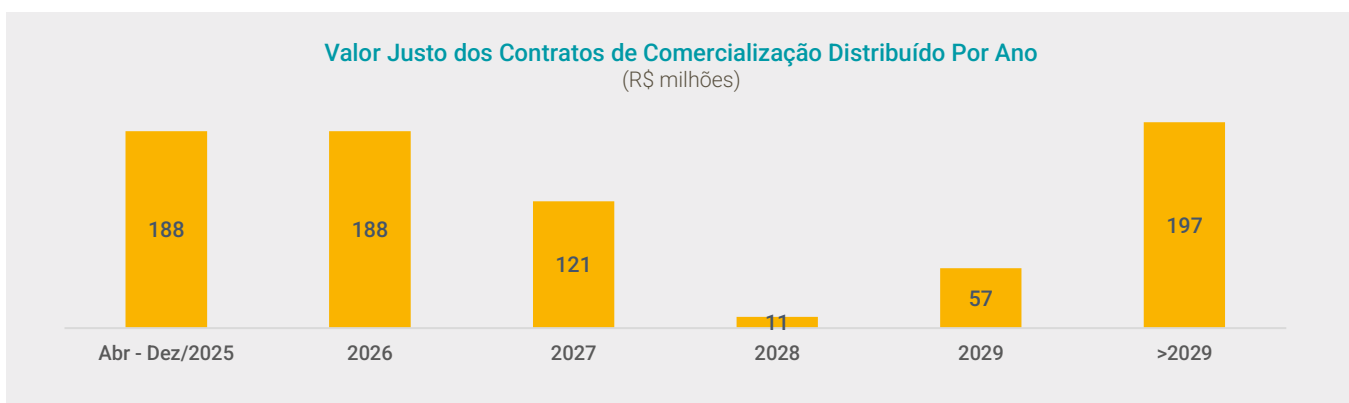
referente ao resultado líquido de receitas e custos dos contratos celebrados para recomposição de lastro da UTE Parnaíba VI, no total de 99 GWh comercializados; (ii) R\$ 54,0 milhões de realização dos resultados do *book* (MtM) da Comercializadora e das novas operações firmadas no 1T25, impulsionado, sobretudo, pelo maior volume de energia liquidado no 1T25, de 7.400 GWh (versus 4.667 GWh no 1T24). Vale ressaltar que também foram comercializados no período, 3.199 GWh referentes às operações estruturadas realizadas entre o 4T24 e o 1T25, com efeito nulo no EBITDA do segmento, conforme explicado acima.

A variação contábil do MtM, desconsiderando o efeito das operações estruturadas, totalizou -R\$ 15,3 milhões no 1T25, frente aos -R\$ 2,2 milhões contabilizados no 1T24.

As despesas operacionais totalizaram R\$ 15,6 milhões no 1T25, ligeira variação frente ao valor de R\$ 14,9 milhões de despesas registrado no 1T24.

Como resultado dos fatores destacados acima, o EBITDA do segmento de Comercialização totalizou R\$ 58,1 milhões no 1T25 com Margem EBITDA de 4,2%, praticamente estável versus o EBITDA do 1T24.

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\$ 761,2 milhões³⁵, 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 1T25 pelas taxas de desconto correspondentes³⁶. A distribuição por ano da posição de R\$ 761,2 milhões, de acordo com a maturidade de cada contrato, é mostrada no gráfico abaixo:



Notas:

³⁵ O valor de R\$ 761,2 milhões considera também os saldos no Ativo e Passivo relacionados a instrumentos financeiros contratados para *hedge* de exposição cambial.

³⁶ 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 1T25, 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) durante 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 de gás natural 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)	1T25	1T24	%
Receita Operacional Líquida	0,0	(0,5)	100,0%
Custos Operacionais	(0,1)	(0,2)	-70,5%
Depreciação e Amortização	-	-	N/A
Despesas Operacionais	(76,9)	(60,0)	28,2%
SG&A	(54,8)	(40,6)	35,2%
Despesas em SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)	(22,0)	(19,4)	13,5%
Depreciação e Amortização	(225,9)	(8,1)	2.705,1%
Outras Receitas/Despesas	(18,8)	(3,7)	413,3%
Equivalência Patrimonial ³⁷	370,7	469,0	-21,0%
EBITDA ICVM 527/12	275,0	404,6	-32,0%
EBITDA ex-Equivalência ³⁷	(95,7)	(64,4)	48,7%

No 1T25, o segmento de Holding e Outros apresentou despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, de R\$ 76,9 milhões, aumento de R\$ 16,9 milhões em relação ao 1T24, refletindo, principalmente:

- Despesas referentes ao Programa de Incentivo de Longo Prazo (ILPs) de R\$ 22,0 milhões, sendo R\$ 19,9 milhões relacionados a provisões, os quais não possuem efeito caixa, e R\$ 2,2 milhões referentes a desembolsos de caixa direcionados a encargos trabalhistas dado a maturação de ILPs no trimestre;
- Aumento de R\$ 4,9 milhões em pessoal, associado ao maior atingimento de metas corporativas da Companhia, além de maiores despesas com salários e benefícios, em função de reajustes incorridos no período;
- Despesas com serviços de auditorias e consultorias no período superiores em R\$ 1,7 milhão em relação ao 1T24;
- Maiores despesas corporativas no período somando R\$ 7,5 milhões, sendo as principais despesas referentes à pagamentos de licenças anuais de sistemas, em função de renegociação com fornecedores, visando otimização de despesas no ano.

A rubrica de “Outras Receitas/Despesas” somou R\$ 18,8 milhões negativos no 1T25, impactada, sobretudo por (i) despesas diversas relacionadas a *fees* de consultorias, honorários de escritórios e outras despesas referentes a projetos de crescimento da Companhia, incluindo despesas com a integração das aquisições de Linhares, Tevisa, Povoação e Gera Maranhão e *fees* relacionados a esse M&A; e (ii) constituição de provisões de processos cíveis e trabalhistas no período.

Dessa forma, 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\$ 95,7 milhões negativos no 1T25.

Notas:

³⁷ 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.

Vale destacar que, a partir do final de janeiro/25, a contabilização da amortização dos saldos de mais e menos valia gerados na aquisição das empresas Linhares, Tevisa e Povoação, passam a ser consideradas na rubrica de Depreciação e Amortização, após a incorporação das respectivas empresas na Holding em 27 de janeiro de 2025. Sendo assim, no 1T25 a rubrica foi impactada, sobretudo, por: (i) R\$ 144,5 milhões de amortização de mais e menos valia de Linhares, Tevisa e Povoação (dos quais R\$ 15,2 milhões são referentes à Linhares que, com a incorporação na Holding, R\$ 10,2 milhões passam a ser dedutíveis para fins do IRPJ/CSL); (ii) R\$ 70,4 milhões relacionados à SPE Celse, referentes à aquisição pela Companhia concluída em 2022, sendo R\$ 18,9 milhões associado 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/24³⁸.

Notas:

³⁸ 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 Líquido

(R\$ Milhões)

	1T25	1T24	%
Receitas Financeiras	238,0	81,9	190,4%
Receitas de Aplicações Financeiras	138,3	68,7	101,2%
Multas e Juros Recebidos	22,3	0,6	3.802,9%
Juros entre Partes Relacionadas	1,0	0,4	133,6%
Outros	76,4	12,2	525,7%
Despesas Financeiras	(870,3)	(678,4)	28,3%
Encargos de dívida ³⁹	(54,8)	(70,3)	-22,1%
Juros sobre Debêntures	(258,5)	(334,8)	-22,8%
Variação Monetária	(244,4)	(163,6)	49,4%
Juros sobre Arrendamento Mercantil e Outros ⁴⁰	(68,9)	(62,4)	10,3%
Variação Cambial Líquida	(5,0)	3,3	-251,4%
Comissões e Corretagens Financeiras	(15,2)	(11,2)	36,0%
IOF/IOC	(5,6)	(5,3)	6,0%
Juros a Incorrer Antecipação Recebíveis	(121,7)	(25,0)	386,8%
Outros	(96,3)	(9,1)	986,4%
Variação cambial não caixa sobre arrendamento	306,4	(105,3)	391,0%
Variação da marcação a mercado de swaps	72,6	(5,3)	1.461,0%
Resultado Financeiro Líquido	(253,3)	(707,1)	-64,2%
Resultado Financeiro ajustado para excluir impactos one-off e não-caixa	(632,3)	(596,4)	6,0%

O resultado financeiro líquido consolidado totalizou -R\$ 253,3 milhões no 1T25, melhora de R\$ 453,8 milhões frente ao resultado do mesmo período de 2024. A melhoria foi principalmente em função dos seguintes impactos:

- Contabilização de R\$ 306,4 milhões de variação cambial não-caixa, contabilizados sobre o passivo em moeda estrangeira (dólar americano) relacionado ao arrendamento do FSRU da UTE Porto de Sergipe I. Essa variação reflete a desvalorização da taxa de câmbio *spot* em 7,3% ao final do 1T25 versus o final do 4T24, resultando em uma redução no saldo remanescente do passivo contabilizado em moeda nacional ao final do período. Por outro lado, no 1T24, foi contabilizado impacto negativo de R\$ 105,3 milhões de variação cambial sobre o arrendamento do navio FSRU, como resultado da valorização do dólar frente ao real observada naquele período. A combinação desses dois fatores resultou em uma variação de R\$ 411,7 milhões na comparação entre os trimestres;
- Registro de impacto positivo de R\$ 72,6 milhões na rubrica de "Variação da marcação a mercado dos *swaps*", efeito recorrente não-caixa, referente, principalmente, ao resultado da marcação a mercado do *swap* referente à operação de antecipação de recebíveis da UTE Porto de Sergipe I que tem como fator de desconto o CDI, com impacto de R\$ 66,9 milhões no resultado do 1T25, em função da redução da curva futura de DI no médio/longo prazo no 1T25. Cabe aqui destacar que o ônus financeiro das dívidas atreladas ao CDI tem *hedge* natural com o rendimento de caixa e demais receitas de aplicações financeiras da Companhia.

Desconsiderando os efeitos elencados acima, o resultado financeiro seria de -R\$ 632,3 milhões no 1T25, versus -R\$ 596,4 milhões no 1T24, com ligeira variação entre os trimestres. No 1T25, foram registrados movimentos compensatórios entre as rubricas, sendo as principais detalhadas abaixo:

- Variação positiva de R\$ 69,5 milhões de "Receitas de Aplicações Financeiras" em função, principalmente, da maior posição média de caixa no 1T25 versus 1T24;

Notas:

³⁹ Inclui custos de transação.

⁴⁰ Juros sobre Arrendamento Mercantil conforme IFRS16/CPC 06. Inclui também juros sobre provisão de abandono.

- Variação positiva consolidada de R\$ 11,1 milhões no 1T25 vs. 1T24, considerando a soma das variações das rubricas, “Encargos de Dívida”, “Juros sobre Debêntures” e “Variação Monetária”, refletindo os sucessivos processos de *liability management* realizados pela Companhia desde o 2S23;
- Impacto negativo na comparação entre os períodos de R\$ 96,7 milhões na rubrica de juros a incorrer sobre antecipação de recebíveis, com o início da contabilização das operações de adiantamento parcial de receita fixa na UTE Porto de Sergipe I estruturada em julho/24 e nas UTEs Itaqui e Pecém II estruturadas em setembro/23 – até o 1T24 o montante contabilizado nessa linha refletia apenas as operações realizadas em Itaqui e Pecém II.
- Contabilização de R\$ 62,7 milhões na rubrica de “Receitas Financeiras – Outros”, com contrapartida de R\$ 64,2 milhões na rubrica de “Despesas Financeiras – Outros” decorrente das operações de *trading* de energia com recebimento antecipado constituída pela UTE Viana I estruturadas ao longo do 1S24.

Investimentos

(R\$ Milhões)	1T25	4T24	3T24	2T24	1T24	4T23
Geração a Carvão	16,0	27,0	5,8	3,7	3,9	13,2
Pecém II	1,4	11,5	4,0	0,9	(0,0)	7,0
Itaqui	14,5	15,5	1,8	2,8	3,9	6,2
Geração a Óleo ⁴¹	0,4	1,9	-	-	-	-
Geração a Gás	15,0	58,4	17,5	20,0	14,8	48,0
Parnaíba I ⁴²	0,8	29,8	1,8	9,0	(4,3)	18,0
Parnaíba II	9,3	11,8	7,3	9,5	9,4	13,6
Parnaíba III ⁴³	-	1,9	-	0,5	(0,0)	4,0
Parnaíba IV	-	0,1	-	0,2	0,1	0,2
Parnaíba V ⁴²	4,6	11,6	8,3	0,8	9,7	8,7
UTE Fortaleza	0,3	1,4	0,1	0,0	(0,1)	3,4
UTES Gás Espírito Santo ⁴¹	-	1,9	-	-	-	-
Hub Sergipe	(2,4)	124,4	20,6	23,8	9,3	10,6
Parnaíba VI ⁴³	20,0	42,0	54,2	21,2	49,2	60,5
Azulão-Jaguatirica	7,3	38,1	21,6	12,0	26,3	16,1
Azulão 950	528,7	554,3	589,0	492,1	125,3	375,6
E&P	28,5	20,1	26,3	8,5	5,4	82,7
UTE	500,2	534,2	562,7	483,6	119,9	293,0
Futura 1	1,5	17,6	8,7	-	(3,3)	18,4
Upstream	77,8	141,7	162,4	89,1	88,3	96,0
Desenvolvimento ⁴⁴	48,6	120,6	143,6	70,5	58,8	40,3
Exploração	29,2	21,2	18,8	18,6	29,5	55,8
Plantas de Liquefação de Gás – Maranhão	35,9	36,2	63,4	87,7	123,3	102,4
 Holding e Outros	160,8	82,3	23,9	43,7	17,5	48,4
Total ⁴⁵	861,1	1.124,0	966,9	793,2	454,7	789,3

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

No 1T25, a Eneva investiu um total de R\$ 861,1 milhões, dos quais 76,9% foram destinados aos principais projetos da Companhia e ao desenvolvimento no *Upstream*. A distribuição desses investimentos ao longo do trimestre está detalhada a seguir:

Notas:

⁴¹ Os valores investidos anteriormente ao 4T24 não serão apresentados uma vez que não será feito um pró-forma dos ativos adquiridos.

⁴² 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

⁴³ 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.

⁴⁴ Incluem valores associados à produção (STGP).

⁴⁵ 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.

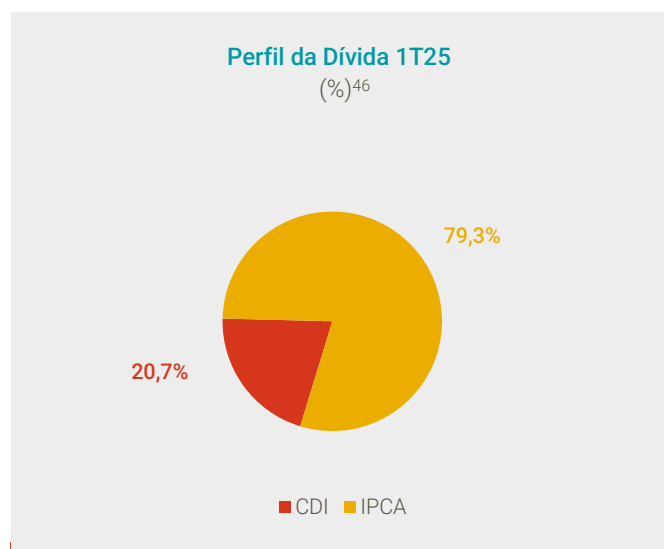
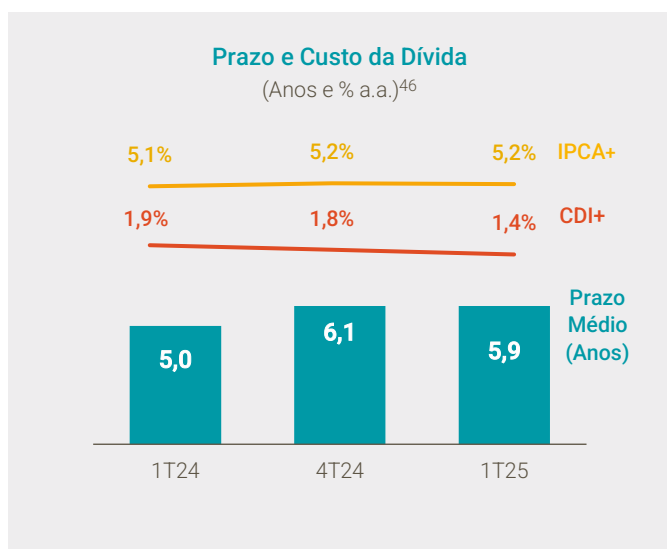
- **Azulão 950:** No 1T25, foram investidos R\$ 528,7 milhões, dos quais R\$ 349,5 milhões foram destinados às atividades de construção e montagem em diversas estruturas, incluindo UTEs, UTG, Subestação, Linha de Transmissão e Captação. Entre os marcos alcançados, destacam-se: (i) posicionamento do gerador da turbina a vapor na base da UTE; (ii) conclusão do estaqueamento do suporte das tubulações, cabos e dutos da UTE; (iii) início da montagem de tubulação e fabricação do *slug catcher*, equipamento essencial para a separação de líquidos presentes no gás, da UTG; (iv) conclusão do teste de aceitação em fábrica do sistema de proteção, controle e supervisão da subestação; (v) finalização da linha de transmissão e comissionamento a frio do Cluster 3. Além disso, R\$ 47 milhões foram direcionados para marcos intermediários de outros contratos de equipamentos, como transformadores auxiliares e torres de resfriamento. Também foram investidos R\$ 40 milhões em contratos com a GE, relacionados à chegada do gerador da STG20, além de custos logísticos e de comissionamento. Por fim, R\$ 28,5 milhões foram direcionados a cluster e gasodutos.
- **Upstream:** Os investimentos relacionados às atividades de desenvolvimento e exploração (ex-Azulão 950) somaram R\$ 77,8 milhões no 1T25. Deste total, R\$ 58,4 milhões foram destinados à campanha de perfuração de 2025, sendo R\$ 29,1 milhões para perfuração de poços e execução de perfilagens no Maranhão e outros R\$ 23,8 milhões relativos à alocação de gastos das equipes técnicas. Adicionalmente, R\$ 15,1 milhões são referentes a terraplanagem para desenvolvimento do campo Gavião Mateiro, em função das obras para conexão do gasoduto do polo sul.
- **Plantas de liquefação de gás no Maranhão:** Investimento total de R\$ 35,9 milhões no trimestre. Desse valor, R\$ 29,3 milhões foram destinados às atividades de construção, montagem e engenharia, enquanto R\$ 6,6 milhões foram aplicados no comissionamento do fornecedor de tecnologia.
- **UTE Parnaíba VI:** Investimentos somaram R\$ 20,0 milhões no trimestre, dos quais R\$ 16,0 milhões foram referentes à medição junto ao EPCista, englobando a finalização do comissionamento da usina, a realização do primeiro sincronismo do gerador no SIN e os testes de performance.

Os valores investidos em **Holding e Outros** e em **Sustaining** (operações existentes) totalizaram R\$ 198,6 milhões no trimestre, direcionados às operações existentes, desenvolvimento de projetos termelétricos, investimentos corporativos do *pipeline* da Companhia e investimentos corporativos diversos. Nos ativos individuais, o principal gasto de *sustaining* das operações foi na planta de Itaqui, onde foram investidos R\$ 13,2 milhões no reparo do gerador principal, após falhas identificadas em dezembro/24.

Endividamento

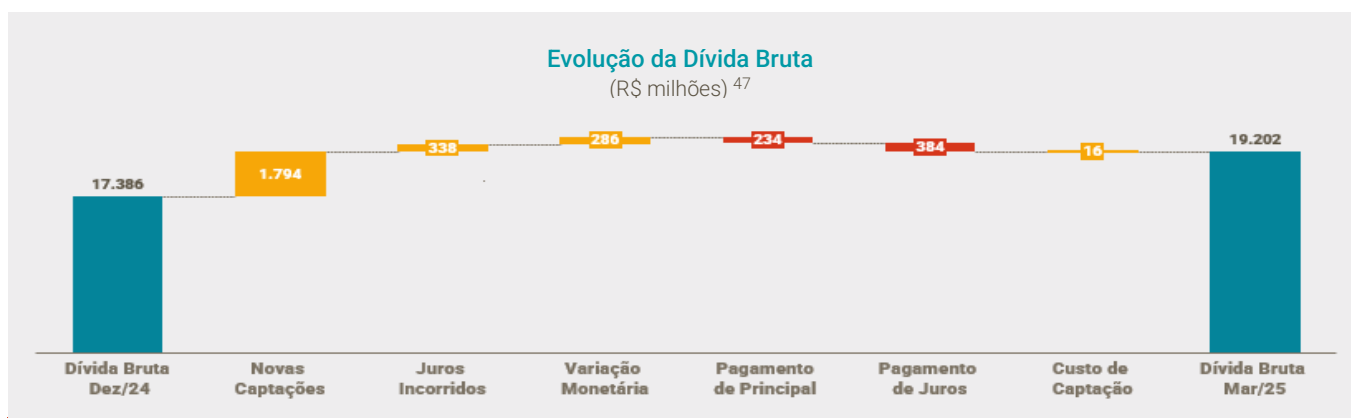
► Perfil da Dívida

A dívida bruta consolidada (líquida do saldo de depósitos vinculados aos contratos de financiamento e custos de transação) totalizou R\$ 19.202 milhões no encerramento de março/25, frente a R\$ 19.837 milhões em março/24 e R\$ 17.386 milhões ao final de dezembro/24. Vale ressaltar, contudo, que no início de janeiro/25 a Companhia concluiu um processo de *liability management* iniciado ao final de dezembro/24. Nesse sentido, a posição contábil da dívida ao final de dezembro/24 refletia um saldo intermediário no âmbito das iniciativas de *liability management*, e a dívida bruta consolidada do 4T24 pró-forma – pós *liability*, totalizaria R\$ 18.225 milhões. Da mesma forma, considerando a visão 4T24 pró-forma – pós *liability*, o custo da dívida indexado ao IPCA totalizaria 5,2% e o custo indexado ao CDI seria de 1,4%, com prazo médio de 6,0 anos.



Ao final do 1T25, o prazo médio de vencimento da dívida consolidada era de cerca de 5,9 anos, apresentando ligeira redução em relação ao 4T24. O spread médio das dívidas indexadas ao IPCA era de 5,2%, estável em relação ao mesmo período do ano anterior e ao 4T24. O spread médio da dívida indexada ao CDI foi de 1,4% no 1T25, demonstrando redução dos custos médios de dívidas indexadas ao CDI frente ao registrado nos períodos anteriores, reflexo das iniciativas de *liability management* que vêm sendo realizadas desde o 3T23, com a mais recente concluída em janeiro/25.

► Movimentação da Dívida Bruta



Notas:

⁴⁶ O custo da dívida apresentado considera o custo médio ponderado da dívida no trimestre. O custo em CDI+ inclui no seu cálculo exposições em Pré e EURIBOR+, equivalentes a 0,2% e 0,6% do montante total de dívida, respectivamente.

⁴⁷ Os valores de pagamentos de principal e juros incluem também os valores constituídos ou liberados (pagos) de depósitos vinculados.

Os principais efeitos que impactaram a variação da dívida bruta no 1T25 foram:

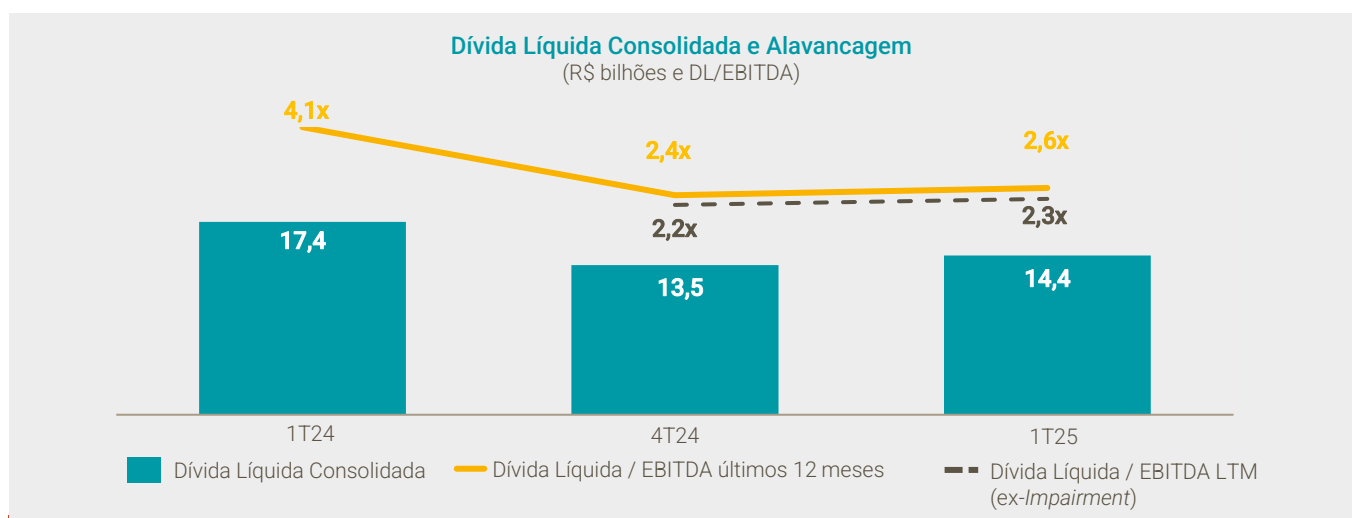
- Captação, no início de janeiro/25, de R\$ 838 milhões, no âmbito do processo de *liability management* da Companhia, por meio da realização da 13ª Emissão de Debêntures da Eneva. Conforme explicado no Release de Resultados do 4T24, esse processo foi iniciado ao final de dezembro/24, contemplando os pagamentos de principal e juros no montante de R\$ 869 milhões, referentes ao resgate parcial das Debêntures da 2ª Série da 11ª Emissão da Eneva em dezembro/24. As iniciativas concluídas no 1T25 também levaram à redução do custo da dívida indexada ao CDI, reduzindo parte do *spread* médio de CDI + 2,5% para CDI + 0,9%;
- Desembolsos relativos ao financiamento das Plantas de Liquefação de Gás no Maranhão, junto ao BNB, nos valores de R\$ 462 milhões e R\$ 100 milhões. O primeiro foi efetuado no âmbito do contrato celebrado e divulgado por meio de Comunicado ao Mercado em dezembro/24, cujas condições do financiamento incluem taxa média de IPCA + 3,42% a.a. e prazo total de 15 anos, com 5 anos de carência de principal – restando, ainda, um saldo de R\$ 198 milhões a ser desembolsado. O segundo, por sua vez, já integralmente desembolsado, foi efetuado no âmbito de um contrato firmado em 07 de fevereiro de 2025, cujas condições de financiamento incluem taxa média de CDI + 2,18% a.a., capitalização mensal de juros e pagamento único na data de vencimento do contrato;
- Desembolso de R\$ 300 milhões junto ao BASA, no âmbito do projeto Azulão 950, realizado no âmbito de contrato de financiamento de curto prazo, já integralmente desembolsado e com condições de financiamento que incluem pagamento de parcela única no vencimento da cédula, com capitalização mensal de juros e taxa média de CDI + 1,5% a.a.;
- Desembolso relativo ao Financiamento da UTE Azulão I, junto ao FDA, no valor de R\$ 94 milhões, no âmbito do contrato celebrado e divulgado por meio de Comunicado ao Mercado em dezembro/23, de um montante total contratado de R\$ 626,0 milhões. As condições do financiamento incluem taxa média de IPCA + 3,21% a.a. e prazo total de 17 anos, com 4 anos de carência de principal e juros;
- Pagamentos de principal, juros e constituição de depósitos vinculados no montante de R\$ 618 milhões, referentes, principalmente, às dívidas dos ativos termelétricos Tevisa e Linhares; e

Impactos totais de juros incorridos no total de R\$ 338 milhões e de R\$ 286 milhões em variação monetária no 1T25 referentes aos contratos de financiamento da Companhia.

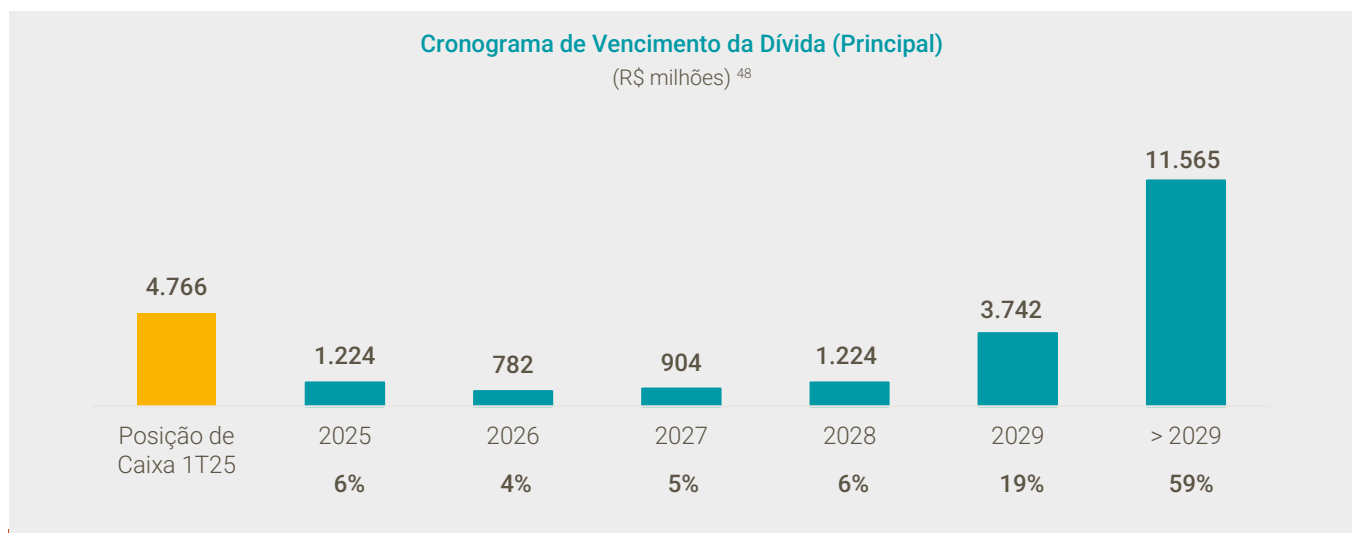
► Dívida Líquida e Alavancagem

Ao final de março/25, o saldo de caixa (inclui caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários) totalizou R\$ 4.766 milhões, crescimentos de R\$ 2.378 milhões frente ao saldo de caixa de R\$ 2.388 milhões em março/24, e de R\$ 899 milhões na comparação com o saldo de caixa registrado em dezembro/24, de R\$ 3.866 milhões.

A dívida líquida consolidada totalizava R\$ 14.436 milhões ao final do 1T25, com a relação de dívida líquida/EBITDA nos últimos 12 meses em 2,6x. 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\$ 634,7 milhões da despesa não caixa de *Impairment* registrada no EBITDA do 4T24, a dívida líquida/EBITDA nos últimos 12 meses totalizaria 2,3x.



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:

⁴⁸ 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

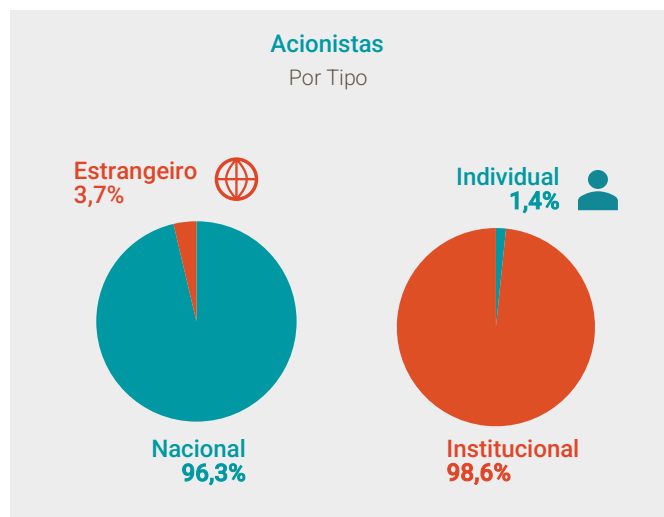
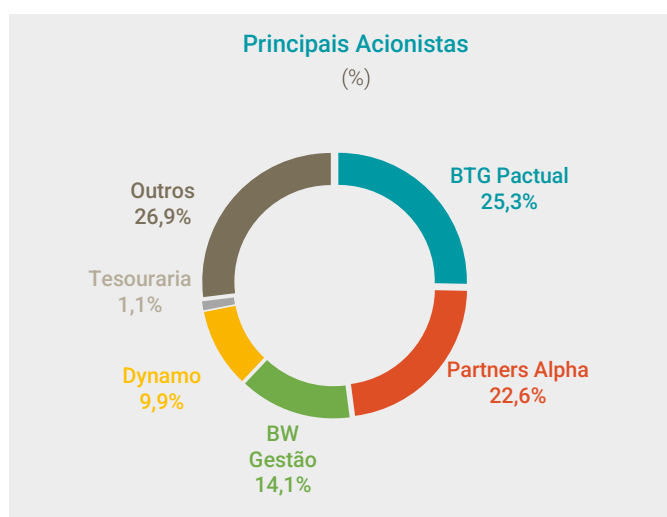
	1T25	4T24	1T24
Nº de ações - final período	1.932.591.767	1.932.591.767	1.584.697.571
Cotação fechamento - final período (R\$/ação)	11,83	10,53	12,75
Ações negociadas (Milhões) - média diária	9,9	8,5	7,8
Volume financeiro (R\$ Milhões) - média diária	103,1	97,6	87,1 ⁴⁹
Valor de mercado - final período (R\$ Milhões) ⁵⁰	22.605	20.338	20.185
Enterprise Value - final período (R\$ Milhões) ⁵¹	37.299	33.871	37.654

Composição Acionária

Ao final de março de 2025, o capital social da Eneva, era composto por 1.932.591.767 ações ordinárias, com 98,70% das ações em circulação. A composição acionária está detalhada abaixo:

► Perfil do Capital Social da Eneva

Em 31 de março de 2025



Programa de Recompra de Ações

A Companhia anunciou, em 05 de janeiro de 2025, a aprovação, pelo seu Conselho de Administração, de um programa de aquisição de ações de sua própria emissão ("Programa de Recompra"), até o limite de 50.000.000 ações ordinárias. Nessa mesma data, foi aprovada a celebração de contratos de derivativos referenciados em ações da Eneva. O Programa de Recompra visa maximizar a geração de valor para o acionista por meio de uma administração eficiente da sua alocação de capital, considerando o potencial de rentabilidade de suas ações, de forma a proporcionar maiores retornos futuros para seus acionistas.

Ao longo do 1T25, a Companhia recomprou 20.682.412 ações pelo valor total de R\$ 222,2 milhões, sendo incorporadas ao saldo de ações em tesouraria.

Notas:

⁴⁹ No 1T24, a média diária do Volume Financeiro foi calculada considerando uma metodologia de cálculo diferente dos trimestres anteriores. Para esse trimestre, voltou-se a utilizar a metodologia anteriormente adotada (Volume-Weighted Average Price).

⁵⁰ Desconsidera valor de ações em tesouraria, a preço de fechamento do período.

⁵¹ 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 segundo Relato Integrado e Caderno de Indicadores ESG 2023, em julho de 2024. 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 – 1T25	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	618,2	206,5	665,7	1.490,5	158,8	(131,0)	1.518,3	1.145,8	281,0	0,6	97,8	2.089,4	126,4	-	(350,9)	4.908,5
Deduções da Receita Bruta	(75,1)	(11,2)	(113,2)	(199,5)	(28,7)	21,7	(206,5)	(109,8)	(29,0)	(0,4)	(7,2)	(151,4)	(13,3)	-	32,6	(484,9)
Receita Operacional Líquida	543,1	195,4	552,5	1.290,9	130,2	(109,3)	1.311,8	1.036,0	252,0	0,2	90,6	1.938,0	113,2	0,0	(318,3)	4.423,6
Custos Operacionais	(337,3)	(101,1)	(121,9)	(560,3)	(68,5)	109,3	(519,4)	(680,8)	(132,8)	(40,9)	(120,9)	(1.864,4)	(57,4)	(0,1)	314,6	(3.102,0)
Depreciação e amortização	(57,2)	(35,4)	(10,0)	(102,7)	(18,2)	-	(120,9)	(98,4)	(57,0)	(13,5)	(28,7)	-	(5,9)	-	7,4	(316,9)
Despesas Operacionais ²	(8,4)	(5,5)	(1,5)	(15,3)	(44,3)	2,8	(56,9)	(3,9)	(6,6)	(6,6)	(3,8)	(15,6)	(2,2)	(302,8)	(6,4)	(404,9)
SG&A ³	(8,1)	(5,5)	(1,5)	(15,0)	(0,5)	2,8	(12,8)	(3,9)	(6,2)	(3,4)	(3,7)	(15,2)	(2,2)	(76,9)	(2,8)	(126,9)
Depreciação e amortização	(0,3)	(0,0)	(0,0)	(0,3)	(3,9)	-	(4,2)	(0,0)	(0,3)	(3,2)	(0,1)	(0,5)	(0,0)	(225,9)	(3,7)	(238,0)
Outras receitas/despesas	(0,6)	(0,1)	0,4	(0,3)	(0,2)	-	(0,6)	78,6	1,3	(0,0)	0,0	(0,3)	(4,1)	(18,8)	1,7	57,9
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	(111,6)	(111,6)	-	-	-	-	-	-	-	370,7	(260,9)
EBITDA ICVM S27/12	254,3	124,1	439,6	818,0	39,2	(108,8)	748,4	528,3	171,3	(30,6)	(5,2)	58,1	55,4	275,0	(273,0)	1.527,8
Resultado Financeiro Líquido	(40,6)	(22,0)	(2,1)	(64,8)	241,9	-	177,2	(37,1)	(31,1)	2,6	(9,1)	(0,2)	(11,7)	(348,0)	4,1	(283,3)
EBT	156,2	66,7	427,4	650,3	259,1	(108,8)	800,5	392,9	82,9	(44,7)	(43,0)	57,5	37,7	(298,9)	(265,1)	719,6
Impostos Correntes	(17,8)	(4,5)	(20,2)	(42,5)	-	-	(42,5)	-	(4,0)	1,4	(3,6)	(17,6)	(2,1)	(0,0)	-	(68,3)
Impostos Diferidos	(7,5)	(5,4)	(2,2)	(15,1)	-	-	(15,1)	-	(13,1)	0,1	2,6	(20,1)	(0,9)	(135,8)	-	(182,4)
Resultado Líq. Período	130,9	56,7	405,0	592,7	259,1	(108,8)	742,9	392,9	65,8	(43,3)	(44,1)	19,8	34,7	(434,7)	(265,1)	468,8
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	84,5
Resultado Líq. Eneva	130,9	56,7	405,0	592,7	259,1	(108,8)	742,9	392,9	65,8	(43,3)	(44,1)	19,8	34,7	(434,7)	(349,6)	384,4

1 - Estão incluídas na coluna de Holding e Outras os custos e despesas associados também à UTE Fortaleza, com impacto de -R\$ 3,7 milhões em EBITDA no 1T25 e de - R\$ 5,7 milhões no 1T24.
2 - Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e a amortização, despesas e gastos relacionados às atividades exploratórias do Upstream.
3 - No SG&A também estão contidas despesas com ILP.

DRE – 1T24	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	666,1	198,6	-	864,7	190,8	(166,5)	889,0	539,6	265,6	-	71,3	515,0	-	-	(71,0)	2.209,4
Deduções da Receita Bruta	(83,6)	(10,6)	-	(94,2)	(27,8)	30,9	(91,0)	(50,6)	(27,5)	-	(3,5)	(55,3)	-	-	6,8	(221,2)
Receita Operacional Líquida	582,5	188,0	-	770,5	163,0	(135,6)	798,0	489,0	238,1	-	67,7	459,7	-	-	(64,7)	1.987,8
Custos Operacionais	(295,7)	(102,8)	-	(398,5)	(70,7)	135,6	(333,7)	(195,4)	(121,5)	-	(56,3)	(385,8)	-	(0,2)	64,2	(1.028,7)
Depreciação e amortização	(40,5)	(38,8)	-	(79,3)	(27,2)	-	(106,4)	(97,3)	(50,6)	-	(26,6)	-	-	-	-	(280,9)
Despesas Operacionais ²	(8,3)	(6,4)	-	(14,7)	(42,9)	1,7	(55,9)	(3,7)	(10,9)	-	(4,0)	(14,9)	-	(68,0)	(57,7)	(215,1)
SG&A ³	(7,9)	(6,4)	-	(14,3)	(2,1)	1,7	(14,7)	(3,7)	(10,6)	-	(3,9)	(14,6)	-	(60,0)	(1,7)	(109,1)
Depreciação e amortização	(0,4)	(0,0)	-	(0,4)	(2,7)	-	(3,1)	0,1	(0,3)	-	(0,1)	(0,4)	-	(8,1)	(56,0)	(67,9)
Outras receitas/despesas	(1,0)	(0,7)	-	(1,7)	0,0	0,1	(1,6)	(0,6)	1,9	-	0,1	(0,2)	-	(3,7)	(0,1)	(4,1)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,0)	-	469,0	(468,5)	0,4
EBITDA ICVM S27/12	318,5	116,8	-	435,3	79,3	1,8	516,4	386,5	158,6	-	34,3	59,1	-	404,6	(470,3)	1.089,0
Resultado Financeiro Líquido	(41,7)	(21,3)	-	(63,0)	(13,6)	0,1	(76,4)	(303,7)	(39,9)	-	(8,3)	2,8	-	(281,4)	(0,1)	(707,1)
EBT	235,8	56,7	-	292,6	35,8	2,0	330,4	(14,4)	67,7	-	(0,7)	61,5	-	115,7	(527,0)	33,2
Impostos Correntes	(23,2)	(2,9)	-	(26,2)	-	-	(26,2)	(13,3)	(2,5)	-	(3,3)	(14,6)	-	(0,0)	-	(60,0)
Impostos Diferidos	(17,5)	(8,3)	-	(25,8)	-	-	(25,8)	18,4	(13,4)	-	(4,9)	(11,4)	-	130,6	-	93,5
Resultado Líq. Período	195,1	45,5	-	240,6	35,8	2,0	278,4	(9,3)	51,8	-	(8,9)	35,5	-	246,2	(527,0)	66,7
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	127,6
Resultado Líq. Eneva	195,1	45,5	-	240,6	35,8	2,0	278,4	(9,3)	51,8	-	(8,9)	35,5	-	246,2	(654,6)	(60,9)

1 - Estão incluídas na coluna de Holding e Outras os custos e despesas associados também à UTE Fortaleza, com impacto de -R\$ 3,7 milhões em EBITDA no 1T25 e de - R\$ 5,7 milhões no 1T24.
2 - Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e a amortização, despesas e gastos relacionados às atividades exploratórias do Upstream.
3 - No SG&A também estão contidas despesas com ILP.



eneva

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/>