

DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS 1T26



Teleconferência de Resultados do 1T26

Quinta-feira, 14 de maio de 2026

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

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



ri.eneva.com.br



Rio de Janeiro, 13 de maio de 2026 - ENEVA S.A. (B3: ENEV3) (“Companhia” ou “Eneva”), empresa integrada de energia, com negócios complementares em geração e comercialização de energia elétrica, exploração e produção de hidrocarbonetos e demais atividades na cadeia do gás natural no Brasil, divulga hoje os resultados do primeiro trimestre findo em 31 de março de 2026 (“1T26”). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

ENEVA DIVULGA RESULTADOS DO PRIMEIRO TRIMESTRE DE 2026

- **EBITDA Consolidado atinge R\$ 1.690,6 milhões no 1T26, aumento de R\$ 162,8 milhões frente ao 1T25, mesmo diante do encerramento dos contratos do PCS das usinas do Espírito Santo no 1T26;**
- **Resultados impulsionados pelo *ramp-up* da venda de Gás *Off-grid* e o aproveitamento de oportunidades no mercado de GNL no período, além do aumento do despacho e o início dos contratos regulados do LRCAP 2021.**

DESTAQUES 1T26

- EBITDA Consolidado alcança R\$ 1.690,6 milhões no 1T26, +10,7% vs. o 1T25, refletindo o desempenho operacional, os resultados dos novos negócios de gás da Eneva, despacho térmico, o início de novos contratos regulados e efeitos pontuais de recebimento de acordo comercial mais que compensando o término do fluxo dos contratos do PCS;
- Crescimento de R\$ 109,2 milhões no EBITDA do Hub Sergipe no 1T26 comparado ao 1T25, suportado pela melhoria das margens fixas e variáveis da UTE Porto de Sergipe I e pela estruturação de operações oportunísticas pela Mesa de Gás nos mercados de gás e GNL, aproveitando o portfólio de contratos e arbitragens de preços em um ambiente dinâmico;
- Segmento de Comercialização de Gás *Off-Grid* contribui com EBITDA de R\$ 82,5 milhões no 1T26 frente a R\$ 55,4 milhões no 1T25, refletindo o *ramp-up* dos contratos de venda de GNL após a entrada em operação dos 2 primeiros trens de liquefação em meados do 1T25;
- Início dos contratos regulados dos ativos de Geração a Óleo ao longo do 2S25, contribuindo com EBITDA de R\$ 62,6 milhões no 1T26, comparado ao EBITDA de -R\$ 30,6 milhões no 1T25;
- Continuação do despacho regulatório no 1T26, sobretudo no Complexo Parnaíba, impulsionando os resultados da Geração a Gás no Parnaíba e do *Upstream*, que, em conjunto, apresentaram aumento de EBITDA de R\$ 184,8 milhões no 1T26;
- Resultado do 1T26 impulsionado por efeitos *one-off* em um total líquido de R\$ 256,4 milhões, suportado pelo recebimento de R\$ 293,0 milhões decorrente de instrumento de transação terminativo celebrado com fornecedor de serviços extinguindo processos arbitrais, com impacto positivo nos EBITDA de Parnaíba e da UTE Jaguatirica II, parcialmente mitigado por -R\$ 36,6 milhões relacionados a ajustes na recontabilização da CCEE de receita provisionada em 2025 referente a acertos históricos referentes ao COD da UTE Parnaíba III;
- Participação bem-sucedida no Leilão de Reservas de Capacidade de 2026 (“LRCAP 2026”) com a contratação de 3,65 GW de potência nova por 15 anos e de 1,7 GW existentes por 10 anos, adicionando

receita fixa total de R\$ 161 bilhões entre 2026 e 2046, viabilizando o desenvolvimento de 2 novos Hubs de Gás (Ceará e Sudeste) e a monetização da capacidade remanescente do Hub Sergipe, além da celebração de contratos de venda de gás natural flexível com prazos entre 10 a 15 anos.

- Celebração de acordo envolvendo a venda de 100% da UTE Pecém II para a Diamante Geração de Energia S.A. (“Diamante”), com EV avaliado em R\$ 872,3 milhões na data base de mar/26¹, a ser corrigido até a data do *closing*, além de *earn-out* que poderá atingir R\$ 149,0 milhões condicionado ao êxito na antecipação do CRCAP 2026. Na mesma data, foi também assinado termo de cessão do contrato de área do porto com a Diamante, por meio do qual a Eneva passou a deter 100% dos direitos de implantação de Terminal de GNL no Complexo Industrial do Pecém, que permitirá à Companhia o desenvolvimento do Hub Ceará.
- Conclusão da 14ª Emissão de Debêntures da Eneva, com a captação de R\$ 2,4 bilhões em 2 séries: (i) vencimento de 10 anos e taxa IPCA + 6,71% a.a. e (ii) vencimento de 15 anos e taxa IPCA + 6,67% a.a.. Os recursos serão destinados ao Projeto Azulão 950;
- Alavancagem (Dívida Líquida/EBITDA 12 meses) em 2,8x ao final do 1T26, com espaço no balanço para absorver o crescimento contratado;
- Como eventos subsequentes ao trimestre, vale destacar:
 - Continuação do despacho das UTEs do portfólio no 2T26, já ultrapassando geração bruta de 750 GWh nos 43 primeiros dias do 2T26², sendo praticamente toda nos ativos a gás próprio, reforçando a relevância do portfólio da Eneva para a confiabilidade e segurança eletroenergética do país;
 - Habilitação das UTES LORM, Viana 1 e Povoação 1 no Produto 2026 do LRCAP 2026, conforme Despacho nº 1.481/2026. Próximos marcos incluem a homologação do resultado e adjudicação deste produto previsto para 21/mayo/26, com assinatura do CRCAP prevista para 25/junho/26, conforme cronograma do Edital. A habilitação dos projetos vencedores nos demais produtos do LRCAP 2026 ainda está em curso, com publicação prevista para 22/mayo/26.

PRINCIPAIS INDICADORES

| Consolidado (R\$ milhões) | 1T26 | 1T25 | Var. % |
|--|----------------|----------------|---------------|
| Receita Operacional Líquida | 4.682,3 | 4.423,6 | 5,9% |
| EBITDA ICVM 527/12 | 1.690,6 | 1.527,8 | 10,7% |
| Margem EBITDA (%) | 36,1% | 34,5% | 1,6 p.p. |
| Resultado Líquido Eneva | 522,7 | 384,4 | 36,0% |
| Investimentos (Competência) | 2.054,5 | 861,1 | 138,6% |
| Fluxo de Caixa Operacional | 1.512,4 | 1.018,3 | 48,5% |
| Dívida Líquida (R\$ Bilhões) ³ | 18,5 | 14,4 | 27,9% |
| Dívida Líquida/EBITDA últimos 12M ⁴ | 2,77 x | 2,59 x | 0,18 x |

Notas

¹ EV avaliado na data do fechamento do Acordo, considerando data-base de 31 de mar/26 e dívida líquida de R\$ 186,3 milhões. O valor a ser pago estará sujeito a correção monetária, calculada pro rata temporis desde a data base até a data de fechamento e a certos ajustes, nos termos do contrato. O fechamento da operação está condicionado a determinadas condições precedentes.

² Números do 2T26 se referem a valores ainda prévios do ONS, que serão posteriormente validados.

³ O cálculo da dívida líquida considera o saldo de dívida bruta deduzido do saldo de caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários.

⁴ Razão calculada considerando o EBITDA acumulado conforme 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 AGDs de 2022.

DESEMPENHO OPERACIONAL
Dados Operacionais

| <i>Upstream</i> | 1T26 | 4T25 | 3T25 | 2T25 | 1T25 |
|--|-------------|-------|-------|------|------|
| Parnaíba | | | | | |
| Produção (Bi m ³ de gás natural) | 0,45 | 0,63 | 0,63 | 0,31 | 0,15 |
| Reservas remanescentes (Bi m ³ de gás natural) | 37,5 | 37,9 | 35,0 | 35,7 | 36,0 |
| Amazonas | | | | | |
| Produção (Bi m ³ de gás natural) | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 |
| Reservas remanescentes (Bi m ³ de gás natural) | 9,5 | 9,6 | 9,6 | 9,7 | 9,8 |
| Comercialização de Gás Off-Grid: SSLNG ⁵ | | | | | |
| Parnaíba | | | | | |
| Volume produzido (MM m ³ de gás natural) ⁶ | 16,5 | 15,1 | 15,8 | 24,6 | 19,9 |
| Volume vendido (MM m ³ de gás natural) ⁷ | 35,8 | 37,8 | 36,6 | 35,7 | 28,5 |
| Geração Térmica a Gás no Parnaíba | | | | | |
| UTE Parnaíba I | | | | | |
| Disponibilidade (%) | 99% | 97% | 100% | 97% | 100% |
| Despacho (%) | 44% | 84% | 78% | 32% | 7% |
| Geração Líquida (GWh) | 598 | 1.114 | 1.070 | 455 | 108 |
| Geração Bruta (GWh) | 628 | 1.161 | 1.114 | 473 | 114 |
| UTE Parnaíba II | | | | | |
| Disponibilidade (%) | 94% | 96% | 100% | 99% | 84% |
| Despacho (%) ⁸ | 89% | 97% | 91% | 52% | 32% |
| Geração Líquida (GWh) | 904 | 997 | 989 | 553 | 346 |
| Geração Bruta (GWh) | 953 | 1.044 | 1.036 | 582 | 363 |
| UTE Parnaíba III e Parnaíba VI ⁹ | | | | | |
| Disponibilidade (%) | 98% | 95% | 100% | 93% | 100% |
| Despacho (%) | 52% | 62% | 81% | 32% | 15% |
| Geração Líquida (GWh) | 284 | 346 | 460 | 180 | 66 |
| Geração Bruta (GWh) | 301 | 364 | 483 | 191 | 68 |

Notas

⁵ As plantas de liquefação do Parnaíba iniciaram operação comercial de 50% da capacidade de liquefação de 600.000 m³/d em meados de dezembro/24, e os demais 50% entraram em operação comercial em meados de fevereiro/25.

⁶ O volume de gás natural produzido para a comercialização de gás Off-Grid está contido no volume de gás total produzido na Bacia do Parnaíba apresentado no *Upstream*.

⁷ O volume total vendido poderá ser diferente do volume produzido devido a eventuais cláusulas de *take-or-pay*, refletindo os valores mínimos contratuais.

⁸ O período de inflexibilidade contratual da UTE Parnaíba II foi estabelecido em 100% no mês de janeiro e 100% entre agosto e dezembro para os anos de 2025 e 2026.

⁹ A partir do 1T25 os dados operacionais da UTE Parnaíba III passam a considerar os dados da UTE Parnaíba VI, refletindo o fechamento do ciclo simples das unidades geradoras a gás natural (UTE Parnaíba III) com o início da operação comercial das unidades geradoras de turbina a vapor (Parnaíba VI) em 05 de março/25.

| UTE Parnaíba IV | 1T26 | 4T25 | 3T25 | 2T25 | 1T25 |
|------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Disponibilidade (%) | 96% | 100% | 100% | 100% | 98% |
| Despacho (%) | 7% | 2% | 26% | 11% | 0% |
| Geração Líquida (GWh) | 8 | 2 | 31 | 14 | 0 |
| Geração Bruta (GWh) | 9 | 2 | 32 | 14 | 0 |

| UTE Parnaíba V | 1T26 | 4T25 | 3T25 | 2T25 | 1T25 |
|-----------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Disponibilidade (%) | 45% | 60% | 60% | 55% | 100% |
| Despacho (%) | 30% | 54% | 46% | 6% | 9% |
| Geração Líquida (GWh) | 220 | 388 | 341 | 39 | 65 |
| Geração Bruta (GWh) | 236 | 418 | 367 | 43 | 68 |

| Geração Térmica a Gás em Roraima | 1T26 | 4T25 | 3T25 | 2T25 | 1T25 |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| UTE Jaguarica II | | | | | |
| Disponibilidade (%) | 98% | 96% | 100% | 100% | 99% |
| Despacho (%) | 77% | 71% | 78% | 76% | 81% |
| Geração Líquida (GWh) | 208 | 196 | 207 | 201 | 211 |
| Geração Bruta (GWh) | 217 | 205 | 217 | 209 | 221 |

| Geração a Gás – Combustível de Terceiros | 1T26 | 4T25 | 3T25 | 2T25 | 1T25 |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| UTE Porto de Sergipe I (Hub Sergipe) | | | | | |
| Disponibilidade (%) | 98% | 95% | 88% | 84% | 99% |
| Despacho (%) | 28% | 52% | 1% | 0% | 0% |
| Geração Líquida (GWh) | 894 | 1.682 | 43 | 4 | 0 |
| Geração Bruta (GWh) | 938 | 1.756 | 46 | 5 | 0 |

| UTES PCS (Viana 1, Povoação 1 e LORM 1) | 1T26 | 4T25 | 3T25 | 2T25 | 1T25 |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Disponibilidade (%) | 96% | 100% | 100% | 100% | 96% |
| Despacho (%) | 1% | 3% | 1% | 3% | 1% |
| Geração Líquida (GWh) | 1 | 9 | 3 | 12 | 3 |
| Geração Bruta (GWh) | 1 | 10 | 4 | 12 | 3 |

| UTE LORM | 1T26 | 4T25 | 3T25 | 2T25 | 1T25 |
|-----------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Disponibilidade (%) | 87% | 98% | 100% | 100% | 94% |
| Despacho (%) | 0% | 75% | 1% | 1% | 0% |
| Geração Líquida (GWh) | 1 | 338 | 3 | 3 | 1 |
| Geração Bruta (GWh) | 1 | 339 | 3 | 3 | 1 |

| Geração Térmica a Carvão | 1T26 | 4T25 | 3T25 | 2T25 | 1T25 |
|---|-------------|------|------|------|------|
| UTES Itaqui e Pecém II ¹⁰ | | | | | |
| Disponibilidade (%) | 63% | 70% | 97% | 98% | 81% |
| Despacho (%) | 22% | 40% | 28% | 0% | 0% |
| Geração Líquida (GWh) | 270 | 519 | 399 | 0 | 2 |
| Geração Bruta (GWh) | 306 | 586 | 449 | 0 | 3 |
| Estoque Total de Carvão - Início de Período (Mil ton) | 243 | 116 | 294 | 295 | 296 |
| Estoque Total de Carvão - Final de Período (Mil ton) | 211 | 243 | 116 | 294 | 295 |
| Geração Térmica a Óleo ¹¹ | | | | | |
| Geração Térmica a Óleo ¹¹ | 1T26 | 4T25 | 3T25 | 2T25 | 1T25 |
| UTES Viana e Geramar I e II | | | | | |
| Disponibilidade (%) | 100% | 100% | 99% | 100% | 43% |
| Despacho (%) | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Geração Líquida (GWh) | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Geração Bruta (GWh) | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Geração Solar | | | | | |
| Geração Solar | 1T26 | 4T25 | 3T25 | 2T25 | 1T25 |
| Complexo Solar Futura 1 | | | | | |
| Disponibilidade (%) | 98% | 98% | 98% | 98% | 98% |
| Fator de Capacidade (%) ¹² | 27% | 31% | 32% | 28% | 28% |
| Geração Frustrada por Restrição (GWh) | -52 | -131 | -173 | -69 | -81 |
| Geração Bruta pós Restrição (GWh) | 352 | 340 | 304 | 340 | 337 |
| Geração Líquida (GWh) | 336 | 338 | 301 | 338 | 334 |

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

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

Notas

¹⁰ Os dados de geração individuais das usinas Itaqui e Pecém II são apresentadas na Planilha de Dados Operacionais Trimestrais, disponibilizada em <https://ri.eneva.com.br/informacoes-financeiras/planilhas-interativas/>.

¹¹ Os CCEARs das UTEs Viana e Geramar I e II encerraram em dezembro/24, permanecendo disponíveis para serem acionadas pelo ONS para gerar merchant até o início dos seus respectivos contratos regulados referentes ao Leilão de Reserva de Capacidade de 2021, em agosto/25 e outubro/25, respectivamente. Os dados de geração individuais das usinas Viana e Geramar I e II são apresentadas na Planilha de Dados Operacionais Trimestrais, disponibilizada em <https://ri.eneva.com.br/informacoes-financeiras/planilhas-interativas/>.

¹² Fator de capacidade objetiva mensurar a capacidade de geração total do parque operacional no período. Considera a geração do trimestre, ajustada para incluir a geração frustrada por restrição no período, em relação à capacidade instalada operacional (ajustada pela disponibilidade).

DESEMPENHO FINANCEIRO

| Consolidado | 1T26 | 1T25 | % |
|---|------------------|------------------|---------------|
| (R\$ Milhões) | | | |
| Receita Operacional Líquida | 4.682,3 | 4.423,6 | 5,9% |
| Custos Operacionais | (3.209,0) | (2.785,1) | 15,2% |
| Despesas Operacionais | (197,3) | (166,9) | 18,2% |
| SG&A | (135,0) | (127,0) | 6,3% |
| SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP) | (27,4) | (23,7) | 15,4% |
| Demais despesas | (107,6) | (103,2) | 4,2% |
| Despesas com Exploração, G&G | (62,3) | (39,9) | 56,0% |
| Poços secos e PCLD | (43,8) | (1,1) | N/A |
| Custos com Depreciação e Amortização | (438,9) | (316,9) | 38,5% |
| Despesas com Depreciação e Amortização | (124,5) | (238,0) | -47,7% |
| <i>Mais-Valias, Menos-Valias e Ágio</i> | (95,6) | (224,1) | -57,4% |
| Outras Receitas/Despesas | 414,6 | 55,7 | 643,8% |
| Equivalência Patrimonial | (0,1) | 0,5 | N/A |
| EBITDA ICVM 527/12 | 1.690,6 | 1.527,8 | 10,7% |
| Resultado Financeiro Líquido | (431,7) | (253,3) | 70,4% |
| EBT | 695,4 | 719,6 | -3,4% |
| Impostos Correntes | (47,9) | (68,3) | -29,9% |
| Impostos Diferidos | (11,8) | (182,4) | -93,5% |
| Resultado Líquido do Período | 635,7 | 468,9 | 35,6% |
| Resultado Líquido Participações Minoritárias | 113,0 | 84,5 | 33,7% |
| Resultado Líquido Eneva | 522,7 | 384,4 | 36,0% |

A Eneva concluiu o 1T26 com EBITDA de R\$ 1.690,6 milhões, o maior já registrado para um primeiro trimestre em sua série histórica, representando crescimento de R\$ 162,8 milhões frente ao mesmo período de 2025, mesmo diante do encerramento dos contratos regulados do Procedimento Competitivo Simplificado de 2021 ("PCS 2021"). Esse resultado foi sustentado, principalmente, pelo alto despacho no mérito das usinas do Complexo Parnaíba, pelo início dos contratos regulados do Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 ("LRCAP 2021") das UTEs Viana, Geramar I e II e Parnaíba IV, bem como pelo desempenho dos novos modelos de negócios de comercialização de gás na malha ("On-Grid"), com o *ramp-up* da planta de liquefação e dos contratos de GNL fora da malha ("Off-Grid") e pelas operações de otimização de cargas de GNL realizadas no período. Adicionalmente, no 1T26 foi reconhecida uma receita pontual no âmbito de um acordo comercial extinguindo procedimentos arbitrais relacionados a contingências de contratos firmados no passado, impactando positivamente o EBITDA do período.

Os principais destaques que levaram ao aumento do EBITDA no 1T26 em comparação ao 1T25 foram:

- Crescimento de R\$ 257,4 milhões no EBITDA da UTE Jaguatirica II, impulsionado pela contabilização de acordo financeiro assinado com fornecedores de serviços de construção e montagem relacionado a contingências apuradas na fase de construção do ativo. O acordo resultou no encerramento de procedimentos arbitrais em curso, com impacto positivo de R\$ 255,8 milhões registrada no EBITDA do segmento no 1T26;
- Incremento de R\$ 184,8 milhões no EBITDA dos segmentos *Upstream* e das UTEs da Geração a Gás - Complexo Parnaíba, impulsionado: (i) pela margem variável da geração proveniente do maior despacho regulatório; e (ii) pelo início do LRCAP da UTE Parnaíba IV ao longo do 4T25;
- Aumento de R\$ 109,2 milhões no EBITDA do Hub Sergipe, explicado sobretudo pela ampliação da margem fixa da UTE Porto de Sergipe I e pelo melhor resultado das operações de trading de GNL com o aproveitamento de oportunidades nos mercados de gás e GNL no período;
- Aumento de R\$ 93,2 milhões no EBITDA das usinas a óleo que tiveram os contratos regulados do LRCAP 2021 antecipados para ago/25, no caso da UTE Viana, e para out/25, no caso das UTEs Geramar I e II, em contraste com o 1T25, quando as usinas ainda estavam sem contratos vigentes;
- Aumento de R\$ 27,1 milhões no EBITDA do segmento de Comercialização de Gás *Off-Grid*, após a conclusão da entrada em operação das plantas de liquefação em meados do 1T25 e aumento gradual do volume vendido de GNL;

Por outro lado, a dinâmica positiva do EBITDA no 1T26 foi atenuada parcialmente pelos efeitos a seguir:

- Redução de R\$ 448,2 milhões no EBITDA do segmento de Geração com Gás de Terceiros, que consolida as UTEs Povoação, Linhares e Viana I, em função do encerramento de seus respectivos contratos regulados entre o final de dezembro de 2025 e 10 de janeiro de 2026;
- Retração de R\$ 49,7 milhões no EBITDA do segmento de Comercialização, refletindo a menor margem comercial no período vigente.

As rubricas de Depreciação e Amortização ("D&A") considerando custos e despesas, totalizaram -R\$ 563,5 milhões no 1T26, aumento marginal de R\$ 8,6 milhões na comparação com o mesmo período de 2025.

O resultado financeiro líquido apresentou piora de R\$ 178,4 milhões no 1T26 em relação ao mesmo período de 2025, totalizando -R\$ 431,7 milhões, principalmente relacionado ao maior impacto positivo registrado com a variação cambial sobre o passivo em dólar norte-americano do arrendamento mercantil do FSRU do Hub Sergipe (efeito não caixa) no 1T25 frente ao 1T26, refletindo a maior apreciação do Real naquele período.

O total de tributos correntes e diferidos no 1T26 foi de R\$ 59,7 milhões, melhora de 191,0 milhões na comparação com o mesmo período de 2025. A variação reflete a redução da rubrica de tributos correntes no 1T26, sobretudo devido ao menor resultado tributável das usinas a gás natural do Espírito Santo com o encerramento do fluxo do PCS 2021, além da maior constituição de passivos fiscais diferidos sobre o valor justo dos contratos de comercialização de energia no 1T25.

Diante dos efeitos apresentados acima, o lucro líquido da Eneva no 1T26 totalizou R\$ 522,7 milhões, crescimento de R\$ 138,4 milhões frente ao 1T25.

FLUXO DE CAIXA **CONSOLIDADO**

| Fluxo de Caixa Livre | 1T26 | 1T25 | Var. Abs. |
|--|------------------|----------------|------------------|
| (R\$ Milhões) | | | |
| Posição de Caixa Início de Período¹³ | 2.650,9 | 3.866,3 | (1.215,4) |
| (+) Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais (FCO) | 1.512,4 | 1.018,3 | 494,1 |
| EBITDA ICVM 527/12 | 1.690,6 | 1.527,8 | 162,8 |
| Var. Capital de Giro | (83,6) | (395,4) | 311,9 |
| Imposto de Renda e Contribuição Social | (63,9) | (98,9) | 35,0 |
| Var. Outros ativos e passivos | (30,7) | (15,1) | (15,6) |
| (+) Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento (FCI) | (1.972,0) | (916,4) | (1.055,6) |
| (+) Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento (FCF) | 1.311,0 | 797,7 | 513,3 |
| Captações/Desembolsos Dívida | 2.400,0 | 1.793,9 | 606,1 |
| Amortização de Principal ¹⁴ | (169,1) | (233,9) | 64,8 |
| Amortização de Juros ¹⁴ | (405,7) | (384,1) | (21,6) |
| Arrendamento Mercantil | (102,6) | (104,7) | 2,1 |
| Outros | (411,5) | (273,5) | (138,0) |
| (=) Geração de Caixa Total | 851,4 | 899,5 | (48,1) |
| Posição de Caixa Final de Período¹³ | 3.502,3 | 4.765,8 | (1.263,5) |

O fluxo de caixa operacional (“FCO”) totalizou R\$ 1.512,4 milhões no 1T26, impulsionado pelo resultado operacional do trimestre, mitigado parcialmente por:

- Variação de capital de giro de -R\$ 83,6 milhões, resultado de diversos efeitos, com destaque principalmente de baixas relacionadas a pagamentos para fornecedores diversos no período.
- Pagamentos de IRPJ e CSLL no período no montante total de R\$ 63,9 milhões, tendo sido principalmente concentrados nas usinas do Complexo Parnaíba e em Jaguatirica em função do resultado de despachos das usinas.

O fluxo de caixa de atividades de investimento (“FCI”) apresentou saída de caixa total de R\$ 1.972,0 milhões no 1T26, com destaque, principalmente, para os seguintes desembolsos relacionados aos principais projetos em construção da Companhia:

- R\$ 800,0 milhões relacionados a diversos projetos na *Holding*, incluindo aquisição de equipamentos críticos de geração de longo prazo para os projetos termelétricos contratados no LRCAP 2026;
- R\$ 767,2 milhões direcionados ao projeto Azulão 950;
- R\$ 187,6 milhões referentes às atividades de exploração e desenvolvimento nas Bacias do Amazonas e Parnaíba; e
- R\$ 20,0 milhões direcionados ao segmento de Comercialização *Off-grid* (SSLNG) no Complexo Parnaíba.

O fluxo de caixa de financiamento (“FCF”) totalizou entrada líquida de caixa de R\$ 1.311,0 milhões no 1T26, impulsionado, sobretudo, pela captação de R\$ 2.400,0 milhões em debêntures no âmbito da 14ª Emissão de Debêntures da Eneva, com recursos destinadas aos compromissos realizados e futuros referentes ao total de investimentos assumido no Projeto Azulão 950. O fluxo positivo foi parcialmente mitigado por:

- Amortizações de principal e pagamento de juros e constituição de depósitos vinculados referentes aos financiamentos da Companhia, no total de R\$ 574,9 milhões, seguindo os cronogramas de pagamento previstos;
- R\$ 102,6 milhões em arrendamento mercantil, sendo R\$ 76,6 milhões referentes ao FSRU e ao rebocador do Hub Sergipe;
- R\$ 411,5 milhões na linha de “Outros”, resultado, principalmente, de: (i) pagamentos de R\$ 302,1 milhões em principal e juros relacionados à antecipação parcial de recebíveis das UTEs Itaqui, Pecém II e da UTE Porto de Sergipe I, sendo que os pagamentos dessa última se iniciaram em jan/26, com cronograma de desembolso até fev/30; e (ii) R\$ 94,4 milhões de custos de captações, principalmente relacionados à 14ª Emissão de Debêntures.

Como resultado, a Eneva apresentou geração de caixa total de R\$ 851,4 milhões no 1T26, encerrando o trimestre com saldo de caixa livre consolidado de R\$ 3.502,3 milhões, apresentando aumento frente à posição de caixa do final do 4T25.

Notas

¹³ Inclui caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários.

¹⁴ 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.

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 Parnaíba¹⁵ | 1T26 | 1T25 | % |
|--|----------------|----------------|-------------------|
| (R\$ Milhões) | | | |
| Receita Operacional Bruta | 977,0 | 618,2 | 58,0% |
| Receita Fixa | 574,6 | 546,6 | 5,1% |
| Receita Variável | 402,4 | 71,5 | 462,4% |
| Contratual | 333,4 | 0,3 | N/A |
| Mercado de curto prazo | 68,9 | 71,2 | -3,3% |
| Exportação | - | 43,1 | N/A |
| Trading | - | 6,8 | N/A |
| Lastro (FID) | - | 11,9 | N/A |
| Outros | 68,9 | 9,5 | 627,0% |
| Deduções sobre a Receita Bruta | (98,0) | (75,1) | 30,5% |
| Devolução de Receita Fixa | - | (13,1) | N/A |
| Receita Operacional Líquida | 879,0 | 543,1 | 61,9% |
| Custos Operacionais | (617,4) | (337,3) | 83,1% |
| Custo Fixo | (168,2) | (159,4) | 5,5% |
| Transmissão e encargos regulatórios | (63,9) | (55,7) | 14,5% |
| O&M | (34,9) | (34,3) | 1,8% |
| Arrendamento fixo UTG | (69,4) | (69,4) | 0,0% |
| Custo Variável | (377,6) | (120,6) | 213,0% |
| Gás Natural | (188,8) | (58,4) | 223,2% |
| Distribuidora | (14,4) | (3,4) | 320,0% |
| Arrendamento variável UTG | (77,0) | (5,8) | N/A |
| Trading ¹⁶ | (24,2) | (4,1) | 489,8% |
| Lastro (FID) | (70,6) | (46,8) | 50,9% |
| Outros | (2,6) | (2,1) | 26,0% |
| Depreciação e amortização | (71,6) | (57,2) | 25,1% |
| Despesas Operacionais | (9,0) | (8,4) | 7,9% |
| SG&A | (8,6) | (8,1) | 5,9% |
| Depreciação e amortização | (0,5) | (0,3) | 69,0% |
| Outras Receitas/Despesas | (2,6) | (0,6) | 333,0% |
| EBITDA ICVM 527/12 | 322,0 | 254,3 | 26,6% |
| Margem EBITDA (%) | 36,6% | 46,8% | -10,2 p.p. |

No 1T26, as receitas fixas do Complexo Parnaíba apresentaram crescimento de 5,1% em relação ao 1T25, impulsionadas por dois fatores principais: (i) antecipação do CRCAP da UTE Parnaíba IV, originalmente previsto para jul/26 e antecipado para out/25, adicionando receita fixa incremental de R\$ 10,5 milhões no trimestre; e (ii) reajuste contratual pelo IPCA em 4,7%, aplicado em nov/25 às demais usinas do Complexo, conforme previsto nos seus contratos regulados vigentes.

Os custos fixos totalizaram R\$ 168,2 milhões no 1T26, representando um aumento de 5,5% em relação ao 1T25 principalmente devido à elevação das despesas com TUST, refletindo os reajustes anuais ocorridos no 3T25, impactados pela intensificação do

Notas

¹⁵ Os resultados do segmento são considerados na atividade de "Térmicas a Gás" nos valores contábeis divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais.

¹⁶ Adicionalmente aos custos de trading, considera operações de compra de energia em função de necessidades pontuais dos ativos no trimestre.

sinal locacional na tarifa de transmissão, mecanismo que promove um realinhamento dos custos de uso da rede ao ajustar os encargos conforme a distância entre os pontos de geração e os centros de consumo.

Como resultado, a margem fixa das usinas do Complexo Parnaíba totalizou R\$ 348,8 milhões no 1T26, crescimento de R\$ 16,5 milhões em relação ao 1T25, representando margem EBITDA fixa de 67,5% no 1T26, evidenciando a capacidade de geração de valor estrutural das usinas do Complexo.

A receita variável, por sua vez, somou R\$ 402,4 milhões no período, um crescimento de R\$ 330,8 milhões em relação ao 1T25, resultado da combinação dos seguintes efeitos, conforme detalhados a seguir:

- Contabilização de R\$ 333,4 milhões nas receitas contratuais do ACR no trimestre, resultado do maior volume de despacho por ordem de mérito ao longo do 1T26 em comparação ao 1T25;
- Contabilização de R\$ 68,9 milhões de receitas provenientes de liquidações de energia no mercado de curto prazo, refletindo energia gerada por inflexibilidade operacional não contratual nos eventos de modulação de carga dos ativos;
- Retração de R\$ 43,1 milhões nas receitas de exportação no 1T26, refletindo a ausência de exportação no período; e
- Redução de R\$ 18,6 milhões nas receitas com *trading* de energia e lastro (FID) em relação ao 1T25.

Os custos variáveis somaram R\$ 377,6 milhões no 1T26, aumento de R\$ 257,0 milhões frente ao 1T25, sobretudo em função de:

- Crescimento de R\$ 141,9 milhões no consumo de gás natural, custos com distribuidora e outros custos variáveis, resultado do maior patamar de geração de energia das usinas;
- Aumento de R\$ 71,2 milhões do custo de arrendamento variável, mecanismo contratual de repasse de receita dos ativos de geração para o *Upstream*, em função das melhores margens variáveis de geração observadas ao longo do trimestre.;
- Contabilização de R\$ 70,6 milhões de custo de compra de energia no mercado livre em função das indisponibilidades nos períodos de despacho, com destaque para as UTEs Parnaíba I e Parnaíba V;
- Reconhecimento de -R\$ 24,2 milhões de resultado líquido das operações de *trading* estruturadas com a comercializadora de energia e a garantia física descontratada da UTE Parnaíba I.

Vale observar que, na visão consolidada, o custo de consumo de gás e do arrendamento variável é eliminado, por se tratar de operação *intercompany*.

Com isso, a margem variável total das usinas do Complexo Parnaíba somou -R\$ 15,6 milhões no 1T26, melhoria frente aos -R\$ 69,3 milhões registrados no 1T25. Já a margem variável de geração, que reflete exclusivamente a atividade operacional do Complexo, desconsiderando apenas os efeitos de *trading* de energia, somou R\$ 8,6 milhões no 1T26, em comparação aos -R\$ 71,3 milhões no 1T25.

Na rubrica de "Outras Receitas/Despesas", foram contabilizados efeitos *one-off* compensatórios, sendo R\$ 37,0 milhões referentes a acordo comercial celebrado com fornecedor de construção e montagem extinguindo processos arbitrais e -R\$ 36,6 milhões relacionados ao acerto vinculado ao recálculo dos efeitos do excludente de responsabilidade da UTE Parnaíba III e à recomposição do prazo de seu CCEAR.

Como resultado dos efeitos mencionados acima, o EBITDA do Complexo Parnaíba alcançou R\$ 322,0 milhões, um crescimento de R\$ 67,7 milhões frente ao mesmo período do ano anterior, impulsionado pelo maior volume de despacho.

Já a rubrica de "Depreciação/Amortização" registrou crescimento de R\$ 14,6 milhões na comparação dos períodos, em função da reavaliação dos critérios de depreciação dos ativos, executada no 4T25, sem efeito caixa.

► Geração Térmica a Gás em Roraima

Este segmento é composto pela controlada Azulão Geração de Energia S.A., que contém o resultado da UTE Jaguatirica II e compreende toda a operação desde a liquefação de gás natural até a geração de energia na usina. Cabe destacar que o estado de Roraima, anteriormente um sistema isolado, foi conectado ao Linhão Manaus-Boa Vista em 10 de set/25, passando a usina a ser despachada de forma centralizada no SIN desde então.

| DRE – UTE Jaguatirica II¹⁷ | 1T26 | 1T25 | % |
|--|----------------|----------------|-------------------|
| (R\$ Milhões) | | | |
| Receita Operacional Bruta | 215,4 | 206,5 | 4,3% |
| Receita Fixa | 155,2 | 148,3 | 4,7% |
| Receita Variável | 60,1 | 58,3 | 3,2% |
| Contratual | 60,1 | 58,3 | 3,2% |
| Deduções sobre a Receita Bruta | (13,6) | (11,2) | 21,2% |
| Indisponibilidade (Ressarcimento) | (3,5) | (1,5) | 126,6% |
| Receita Operacional Líquida | 201,8 | 195,4 | 3,3% |
| Custos Operacionais | (113,1) | (101,1) | 11,9% |
| Custo Fixo | (28,9) | (25,1) | 15,5% |
| Transmissão e encargos regulatórios | (3,8) | (0,6) | 507,8% |
| O&M | (25,1) | (24,4) | 2,9% |
| Custo Variável | (42,9) | (40,6) | 5,6% |
| Gás Natural | (17,9) | (14,8) | 21,0% |
| Transporte | (16,1) | (17,8) | -9,8% |
| Outros | (8,9) | (8,0) | 11,4% |
| Depreciação e Amortização | (41,3) | (35,4) | 16,7% |
| Despesas Operacionais | (4,5) | (5,5) | -18,3% |
| SG&A | (4,4) | (5,5) | -19,9% |
| Depreciação e Amortização | (0,1) | (0,0) | N/A |
| Outras Receitas/Despesas | 255,8 | (0,1) | N/A |
| EBITDA ICVM 527/12 | 381,4 | 124,1 | 207,4% |
| Margem EBITDA (%) | 189,0% | 63,5% | 125,5 p.p. |

No 1T26, a receita líquida da UTE Jaguatirica II totalizou R\$ 201,8 milhões, o que representa um crescimento de 3,3% no comparativo anual, impulsionado, principalmente, pelo aumento de R\$ 6,9 milhões na receita fixa bruta, dado o reajuste contratual pelo IPCA efetivado em nov/25.

Os custos operacionais do segmento, excluindo depreciação e amortização, aumentaram R\$ 6,2 milhões na comparação entre os períodos, totalizando -R\$ 71,8 milhões no 1T26, tendo em vista, principalmente, o crescimento de R\$ 3,9 milhões dos custos fixos, que totalizaram -R\$ 28,9 milhões no primeiro trimestre de 2026. Esse aumento se deu, sobretudo, em razão da elevação da tarifa de conexão paga às transmissoras, decorrente da recente conexão ao SIN e a subsequente renegociação contratual efetivada em set/25. Adicionalmente, os custos variáveis apresentaram crescimento de R\$ 2,3 milhões, decorrente, principalmente, do aumento nos custos com combustível, tendo em vista: **(i)** o reajuste na tarifa de revenda do gás pela CIGÁS em 7,1%; e **(ii)** o maior volume de gás produzido no 1T26 *versus* o mesmo período do ano anterior.

Com isso, a margem fixa do segmento apresentou um ligeiro crescimento de R\$ 1,3 milhão na comparação anual, atingindo R\$ 116,5 milhões no 1T26, equivalente a 80,1%, evidenciando a capacidade de geração de valor do ativo. Já a margem variável do segmento apresentou ligeira redução de R\$ 1,0 milhão, totalizando R\$ 13,5 milhões ao final do período.

Ainda no período, foi contabilizado resultado líquido positivo de R\$ 255,8 milhões na rubrica de outras receitas/despesas, relativos ao acordo celebrado em fev/26 com fornecedores de serviços de construção e montagem de usinas termelétricas relacionados a contingências passadas, conforme divulgado em Comunicado ao Mercado pela Companhia.

Notas

¹⁷ Os resultados do segmento são considerados na atividade de "Térmicas a Gás" nos valores contábeis divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais.

Os efeitos explicitados acima, em conjunto com a redução das despesas gerais e administrativas em R\$ 1,1 milhão, culminaram no crescimento de 207,4% do EBITDA, totalizando R\$ 381,4 milhões no 1T26 *versus* R\$ 124,1 milhões no 1T25.

Por fim, vale destacar que a rubrica de Depreciação e Amortização contabilizou -R\$ 41,3 milhões no 1T26, um aumento de R\$ 5,9 milhões frente ao montante registrado no 1T25, em função do aumento da base depreciável entre os períodos, tendo em vista a realização das transferências de imobilizado em andamento para imobilizado em serviço ao longo de 2025.

► Hub Sergipe

Este segmento é composto pelos resultados: (i) do ativo UTE Porto de Sergipe I; e (ii) da Mesa de Gás da Eneva, responsável pelo segmento de Comercialização de Gás *On-Grid*, 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.. No entanto, estes resultados são apresentados separadamente nessa seção, visando facilitar a análise de desempenho do segmento.

| DRE – Hub Sergipe | 1T26 | 1T25 | % |
|---------------------------------------|----------------|----------------|-----------------|
| (R\$ Milhões) | | | |
| Receita Operacional Bruta | 1.284,7 | 1.145,8 | 12,1% |
| Receita Fixa | 572,4 | 545,9 | 4,9% |
| Receita Variável | 359,1 | 60,2 | 496,2% |
| Contratual | 283,1 | (0,0) | N/A |
| Mercado de curto prazo | 76,0 | 60,2 | 26,2% |
| Lastro (FID) | 76,0 | 60,2 | 26,2% |
| Outros | 0,0 | 0,0 | 500,0% |
| Comercialização de Gás | 353,2 | 539,7 | -34,6% |
| Deduções sobre a Receita Bruta | (154,4) | (109,8) | 40,6% |
| UTE Porto de Sergipe I | (87,9) | (57,6) | 52,6% |
| Comercialização de Gás | (66,5) | (52,2) | 27,4% |
| Receita Operacional Líquida | 1.130,3 | 1.036,0 | 9,1% |
| Custos Operacionais | (765,5) | (680,8) | 12,4% |
| Custo Fixo | (78,9) | (77,3) | 2,1% |
| Transmissão e encargos regulatórios | (41,4) | (42,0) | -1,3% |
| O&M | (13,2) | (9,0) | 45,8% |
| Outros Fixos | (24,3) | (26,3) | -7,4% |
| Custo Variável | (325,0) | (102,0) | 218,7% |
| Gás Natural | (238,2) | 2,4 | N/A |
| Lastro (FID) | (82,0) | (91,6) | -10,5% |
| Outros | (4,8) | (12,8) | -62,4% |
| Comercialização de Gás | (261,4) | (403,1) | -35,2% |
| Depreciação e amortização | (100,1) | (98,4) | 1,8% |
| Despesas Operacionais | (3,0) | (3,9) | -24,0% |
| SG&A | (3,0) | (3,9) | -23,9% |
| Depreciação e amortização | (0,0) | (0,0) | -78,5% |
| Outras receitas/despesas | 175,5 | 78,6 | 123,3% |
| UTE Porto de Sergipe I | (1,1) | (0,0) | N/A |
| Comercialização de Gás | 176,6 | 78,6 | 124,6% |
| EBITDA ICVM 527/12 | 637,5 | 528,3 | 20,7% |
| Margem EBITDA (%) | 56,4% | 51,0% | 5,4 p.p. |

No 1T26, o EBITDA do Hub Sergipe totalizou R\$ 637,5 milhões, crescimento de R\$ 109,2 milhões frente ao mesmo período de 2025, refletindo as operações da UTE Porto de Sergipe I e da Comercialização de Gás. Para melhor compreensão dos resultados de cada segmento, os resultados são apresentados de forma segregada abaixo.

UTE Porto de Sergipe I

A receita fixa bruta da UTE Porto de Sergipe I totalizou R\$ 572,4 milhões no 1T26, representando um crescimento de R\$ 26,5 milhões em relação ao 1T25, resultado do reajuste anual dos CCEARs da usina, aplicado em nov/25. Já os custos fixos apresentaram um crescimento marginal de R\$ 1,6 milhão na comparação entre os trimestres.

Dessa forma, no 1T26, a margem fixa da usina totalizou R\$ 439,4 milhões, crescimento de R\$ 22,7 milhões frente ao 1T25, com margem EBITDA fixa de 84,8%. Esse nível de resultado fixo evidencia a capacidade estrutural de geração de valor do ativo.

As receitas variáveis, por sua vez, somaram R\$ 359,1 milhões, um aumento de R\$ 298,9 milhões no comparativo anual, refletindo tanto o despacho regulatório antecipado no período, quanto o maior volume de receitas com as operações de recomposição de lastro. Já os custos variáveis somaram R\$ 325,0 milhões no 1T26, representando um aumento de R\$ 223,0 milhões em relação ao 1T25, reflexo também dos maiores custos de geração, principalmente de gás natural, associados ao maior despacho no período.

Como resultado, o segmento totalizou margem variável de geração de R\$ 13,3 milhões no 1T26, representando um aumento de 23,7 milhões frente aos -R\$ 10,4 milhões registrados no 1T25.

Por outro lado, as operações de *trading* para recomposição de lastro da usina geraram margem de -R\$ 13,1 milhões em função dos maiores patamares de PLD registrados ao longo do trimestre. Apesar de negativo, o resultado do 1T26 apresentou melhoria frente ao do 1T25, quando foi contabilizada margem de -R\$37,1 milhões.

Como resultado principalmente dos efeitos elencados, o EBITDA da UTE Porto de Sergipe I totalizou R\$ 436,1 milhões, crescimento de 19,3%, ou de R\$ 70,6 milhões, na comparação com o mesmo período do ano anterior, impulsionado sobretudo pelo reajuste anual da receita fixas e pela margem de geração no período.

Comercialização de Gás

O segmento de Comercialização de Gás *On-Grid* contribuiu com mais um trimestre de resultados positivos, superando as margens alcançadas no 1T25. Cabe ressaltar que o desempenho desse segmento apresenta volatilidade, sendo diretamente impactado pelas dinâmicas de preços de *commodities* e à estruturação de transações oportunísticas nos mercados de gás natural e GNL.

No 1T26, o segmento contabilizou EBITDA de R\$ 201,4 milhões, crescimento de R\$ 38,6 milhões em relação aos R\$ 162,8 milhões registrados no 1T25, refletindo, principalmente, a execução bem-sucedida de contratos estruturados no mercado de gás nacional e a captura de oportunidades favoráveis no mercado de GNL, conforme detalhado a seguir:

- (i) Reconhecimento de R\$ 176,6 milhões em Outras Receitas proveniente de operações com cargas de GNL estruturadas no período, com o aproveitamento de oportunidades de arbitragem de preços no mercado internacional em momentos em que a usina não esteve em despacho regulatório. Vale reforçar que as operações de otimização de cargas de GNL são pontuais e negociadas de forma individualizada; e
- (ii) Margem de comercialização de gás na malha de R\$ 25,5 milhões, proveniente das vendas *spot* e de contratos firmes e flexíveis de suprimento de gás natural para clientes conectados à malha integrada.

Na visão consolidada dos segmentos, o EBITDA do Hub Sergipe alcançou R\$ 637,5 milhões no 1T26, um aumento de R\$ 109,2 milhões frente ao 1T25, impulsionado, sobretudo, pelo melhor resultado das operações de *trading* de GNL.

► Geração a Gás – Combustível de Terceiros

Este segmento é composto pelos resultados dos seguintes ativos, adquiridos pela Eneva S.A. em 25 de out/24: (i) os ativos operacionais UTE LORM e UTE LORM 1, que possuíam contratos vigentes de venda de disponibilidade de energia nas modalidades Contrato de Comercialização no Ambiente Regulado (“CCEAR”) até 31 de dez/25 e Contrato de Energia de Reserva (“CER”) até 10 de jan/26, respectivamente; (ii) o ativo operacional UTE Povoação I, que possuía CER vigente até 10 de jan/26; e (iii) o ativo operacional UTE Viana I, que possuía CER vigente até 31 de dez/25.

Vale ressaltar que os resultados das SPEs Linhares, Povoação e Tevisa estão consolidados na Eneva S.A, desde 25 de jan/25, 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 ¹⁸ | 1T26 | 1T25 | % |
|---|---------------|----------------|--------------------|
| (R\$ Milhões) | | | |
| Receita Operacional Bruta | 38,5 | 665,7 | -94,2% |
| Receita Fixa | 36,9 | 615,8 | -94,0% |
| Receita Variável | 1,6 | 50,0 | -96,8% |
| Contratual | 2,5 | 1,5 | 68,4% |
| Mercado de curto prazo | (0,9) | 48,5 | N/A |
| Exportação | - | - | N/A |
| Lastro (FID) | - | 47,9 | N/A |
| Outros | (0,9) | 0,7 | N/A |
| Deduções sobre a Receita Bruta | (4,6) | (113,2) | -96,0% |
| Dedução por Compensação Financeira ¹⁹ | - | (45,4) | N/A |
| Receita Operacional Líquida | 33,9 | 552,5 | -93,9% |
| Custos Operacionais | (52,7) | (121,9) | -56,8% |
| Custo Fixo | (21,4) | (85,6) | -75,0% |
| TUST/TUSD e Encargos Regulatórios | (6,8) | (5,9) | 16,2% |
| Take or Pay e Ship or Pay - Combustível | (4,9) | (63,4) | -92,3% |
| O&M | (9,8) | (16,4) | -40,4% |
| Custo Variável | (20,0) | (26,2) | -23,9% |
| Combustível | (9,5) | (0,4) | N/A |
| Lastro (FID) | (0,7) | (25,3) | -97,2% |
| Outros | (9,8) | (0,6) | N/A |
| Depreciação e Amortização | (11,3) | (10,0) | 12,7% |
| Despesas Operacionais | (1,1) | (1,5) | -23,8% |
| SG&A | (1,1) | (1,5) | -22,3% |
| Depreciação e Amortização | - | (0,0) | N/A |
| Outras Receitas/Despesas | (0,0) | 0,4 | N/A |
| EBITDA ICVM 527/12 | (8,6) | 439,6 | N/A |
| Margem EBITDA (%) | -25,5% | 79,6% | -105,0 p.p. |

As receitas operacionais brutas do segmento totalizaram R\$ 38,5 milhões no 1T26, representando uma redução em relação ao mesmo período do ano anterior, explicada pelo término dos contratos regulados das UTEs Viana 1 e LORM em dez/25, bem como das UTEs Povoação e LORM 1 em 10 de jan/26.

Desse montante: (i) R\$ 36,9 milhões referem-se aos contratos regulados vigentes no período e compõem as receitas fixas do 1T26; e (ii) R\$ 2,5 milhões, contabilizados como receitas variáveis contratuais, referem-se ao atendimento ao despacho regulado por *unit commitment*, além de despacho por motivo de inflexibilidade operacional das usinas.

Notas

¹⁸ Os resultados do segmento são considerados na atividade de “Térmicas a Gás” nos valores contábeis divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais.

¹⁹ Essa rubrica considera R\$ 45,4 milhões de valores referentes à amortização não caixa da compensação financeira paga em set/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.

Cabe destacar que os ativos permaneceram em operação *merchant* ao longo do 1T26 até 23 de mar/26, quando a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), a pedido da Companhia, suspendeu a operação comercial dessas usinas até o início dos seus novos contratos regulados. No caso da UTE LORM, o início está previsto para jul/26, enquanto as UTEs Viana I, Povoação 1 e LORM 1, vencedoras do LRCAP 26, tem previsão para início da operação em ago/26. Os prazos de suprimento de potência são de 15 anos, para a UTE LORM, vencedora do LRCAP 2021 e de 10 anos, para as UTEs Viana, Povoação 1 e LORM 1.

Os custos fixos no 1T26 somaram R\$ 21,4 milhões, refletindo: (i) R\$ 9,8 milhões de custos com O&M, representando uma melhora de R\$ 6,6 milhões em relação ao 1T25, explicada principalmente pelo impacto *one-off* de R\$ 5,0 milhões que afetou negativamente o resultado do 1T25; (ii) R\$ 6,8 milhões associados aos custos de TUST e TUSD dos ativos; e (iii) R\$ 4,9 milhões referentes aos encargos de reserva de capacidade associados ao contrato de fornecimento de combustível com a Petrobras encerrado com o fim dos contratos em jan/26, sendo os custos referentes a apenas 10 dias de operação em 2026 relativos aos contratos de Povoação e LORM 1.

Quanto aos custos variáveis, foram contabilizados R\$ 20,0 milhões no 1T26, compreendendo: (i) R\$ 9,8 milhões em outros custos variáveis, relacionados a cobranças retroativas pontuais efetuadas pela CCEE após o encerramento dos contratos CER (PCS); (ii) R\$ 9,5 milhões em custos com combustível, associados principalmente a um impacto *one-off* e retroativo referente a 2025.

Com o encerramento dos contratos das usinas do segmento entre o 4T25 e o 1T26, o EBITDA do segmento no 1T26 totalizou -R\$ 8,6 milhões, frente a R\$ 439,6 milhões no 1T25, período com 100% das usinas em operação comercial com contratos regulados vigentes.

► 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. Conforme Fato Relevante divulgado ao mercado, em 26 de mar/26, a Eneva celebrou contrato de compra e venda das ações representativas de 100% do capital social de Pecém II, cuja conclusão está sujeita a determinadas condições precedentes usuais a este tipo de transação. Em decorrência desta transação, ao final do 1T26, a Companhia passou a classificar o referido ativo como “Ativo Mantido para Venda”, em conformidade com a norma contábil aplicável. Desta forma, a partir dos próximos períodos, o referido ativo não será mais consolidado na ENEVA S.A..

(ii) Usinas a óleo combustível Geramar I e II, da empresa controlada Gera Maranhão, e Viana, que, em jan/25, foi incorporada na *Holding*, com resultado contabilizado na Eneva S.A. desde então. Adicionalmente, entre jan/25 até o início dos contratos firmados no Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 (“LRCAP 2021”) (“CRCAPs 2021”), que ocorreu em ago/25 para a UTE Viana e em out/25 para as UTEs Geramar I e II, essas usinas ficaram disponíveis para o SIN na modalidade *merchant*.

Geração a Carvão

| DRE – Geração a Carvão | 1T26 | 1T25 | % |
|---------------------------------------|----------------|----------------|-------------------|
| (R\$ Milhões) | | | |
| Receita Operacional Bruta | 377,4 | 281,0 | 34,3% |
| Receita Fixa | 293,6 | 280,8 | 4,6% |
| Receita Variável | 83,7 | 0,3 | N/A |
| Contratual | 83,3 | 0,1 | N/A |
| Mercado de curto prazo | 0,5 | 0,2 | 185,8% |
| Lastro (FID) | - | - | N/A |
| Outros | 0,5 | 0,2 | 185,8% |
| Deduções sobre a Receita Bruta | (38,6) | (29,0) | 33,3% |
| Receita Operacional Líquida | 338,8 | 252,0 | 34,4% |
| Custos Operacionais | (256,6) | (132,8) | 93,3% |
| Custo Fixo | (77,9) | (74,2) | 4,9% |
| Transmissão e encargos regulatórios | (20,9) | (19,6) | 6,6% |
| O&M | (57,0) | (54,7) | 4,3% |
| Custo Variável | (84,4) | (1,5) | N/A |
| Combustível | (79,0) | - | N/A |
| Lastro (FID) | - | - | N/A |
| Outros | (5,4) | (1,5) | 254,3% |
| Depreciação e amortização | (94,3) | (57,0) | 65,5% |
| Despesas Operacionais | (7,7) | (6,6) | 17,0% |
| SG&A | (7,1) | (6,2) | 14,0% |
| Depreciação e amortização | (0,6) | (0,3) | 72,4% |
| Outras Receitas/Despesas | (3,7) | 1,3 | N/A |
| EBITDA ICVM 527/12 | 165,7 | 171,3 | -3,3% |
| Margem EBITDA (%) | 48,9% | 68,0% | -19,1 p.p. |

O segmento de Geração a Carvão totalizou R\$ 377,4 milhões de receita operacional bruta no 1T26, crescimento de R\$ 96,4 milhões em comparação com o mesmo período do ano anterior. Esse desempenho foi impulsionado pelos seguintes fatores:

(i) Aumento de R\$ 83,2 milhões na rubrica de receita variável contratual, decorrente do maior nível de despacho no 1T26 frente ao 1T25, período em que não houve despacho regulatório; e

(ii) Crescimento de R\$ 12,9 milhões em receitas fixas na comparação entre os períodos, explicado pelo reajuste anual contratual das receitas reguladas das usinas, vigente a partir de nov/25.

Os custos fixos do segmento totalizaram R\$ 77,9 milhões no 1T26, representando um aumento de R\$ 3,6 milhões versus o 1T25. Este efeito foi impulsionado principalmente por maiores gastos com O&M, que cresceram R\$ 2,3 milhões na comparação YoY, reflexo das despesas relacionadas aos serviços de manutenção que ocorreram tanto em Itaqui quanto em Pecém II ao longo do trimestre.

Como resultado destes efeitos, o segmento apresentou uma margem fixa de R\$ 185,7 milhões, R\$ 8,2 milhões superior à margem registrada no 1T25, com margem EBITDA fixa de 70,5% no 1T26. Já os custos variáveis totalizaram R\$ 84,4 milhões, aumento de R\$ 82,8 milhões em relação ao 1T25, refletindo principalmente os custos variáveis de geração no 1T26. Como resultado dos efeitos mencionados, a margem variável do segmento totalizou -R\$ 9,2 milhões, piora de R\$ 7,9 milhões na comparação com o mesmo trimestre do ano anterior.

É importante ressaltar que, ao longo do 1T26, no contexto do retorno do despacho regulatório, a Companhia adquiriu estoque de carvão, conforme demonstrado na tabela abaixo. O custo médio do estoque de carvão da geração líquida²⁰, calculado com base no consumo esperado para uma semana de geração, seria de R\$ 254,4/MWh para Itaqui e R\$ 243,0/MWh para Pecém II, inferior aos CVUs médios do período. Por sua vez, o custo médio de estoque realizado²¹ no trimestre tanto em Itaqui quanto em Pecém II foi pontualmente mais elevado, impactado pelo maior consumo de diesel e combustível relativos dado o perfil mais intermitente de despacho e os múltiplos acionamentos dos ativos para comprovações de disponibilidade pontuais no 1T26.

Custos, CVU Médio e Volume de Estoques por UTE – Geração a Carvão

| 1T26 | Itaqui | Pecém II |
|---|---------|----------|
| Despacho (%) | 22% | 21% |
| Custo médio de estoque da geração líquida (R\$/MWh) | 254,4 | 243,0 |
| CVU médio líquido (R\$/MWh) ²² | 270,1 | 288,4 |
| Estoque Inicial 1T26 (t) | 97.771 | 145.428 |
| Estoque Final 1T26 (t) | 128.952 | 81.610 |

Como resultado dos efeitos elencados acima, o EBITDA do segmento contabilizou resultado de R\$ 165,7 milhões, frente aos R\$ 171,3 milhões registrados no 1T25.

Por fim, cabe destacar que, em 18 de mar/26, a Eneva sagrou-se vitoriosa no LRCAP 2026, no qual ambas as usinas que compõem o segmento de geração a carvão firmaram compromissos de venda de potência pelo prazo de 10 anos, com início em ago/31. Tendo em vista que a reconstrução dessas usinas não demandou a substituição da fonte de combustível, a vida útil de determinados componentes, que não seriam reaproveitados em um cenário de mudança de fonte energética, foi reavaliada. Como resultado, houve a interrupção da aplicação da depreciação contábil acelerada associada a esses componentes, a qual vinha sendo aplicada desde o 2T25. Ressalta-se que a interrupção da depreciação contábil acelerada ocorreu apenas após a conclusão do LRCAP 26, de modo que o impacto no 1T26 foi limitado ao mês de março/26, enquanto a partir do 2T26 o efeito será observado de forma integral no trimestre. Dessa forma, no 1T26 foi reconhecido o montante de R\$ 94,3 milhões na rubrica de Depreciação e Amortização, redução de R\$ 21,4 milhões frente ao patamar do 4T25.

Notas

²⁰ O custo médio de estoque engloba o custo da *commodity* e os custos logísticos associados ao descarregamento das cargas considerando a geração líquida e o consumo específico médio padrão das usinas em um período de 7 dias, conforme *unit commitment*. No 1T26, o consumo das usinas foi impactado pelo perfil mais intermitente de despacho regulatório observado ao longo do trimestre além dos testes realizados para comprovação de disponibilidade. Caso fosse adotado o consumo específico médio padrão da usina, o custo médio por estoque no trimestre seria de R\$ 254,4/MWh para Itaqui e R\$ 243,0/MWh para Pecém II.

²¹ 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 1T26, o consumo das UTEs foi impactado pelo perfil mais intermitente de despacho regulatório ao longo do trimestre além dos testes realizados para comprovação de disponibilidade, demandando um maior volume de combustível para geração do que o normal, refletindo em um custo médio por estoque de R\$ 291,7/MWh em Itaqui e R\$ 221,4/MWh em Pecém II.

²² O CVU médio dessa tabela reflete o CVU da geração, sendo definido pela razão entre as receitas variáveis contratuais e a geração líquida do período.

Geração a Óleo

Este segmento é composto pelas usinas a óleo combustível das empresas controladas Gera Maranhão e de Tevisa, esta última com resultado contabilizado na Eneva S.A. a partir de 25 de jan/25, quando ocorreu a conclusão da incorporação da subsidiária na *Holding*. É importante destacar que os resultados desses ativos foram contabilizados desde suas aquisições, sem resultados pró-forma.

| DRE – Geração a Óleo | 1T26 | 1T25 | % |
|---------------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| <i>(R\$ Milhões)</i> | | | |
| Receita Operacional Bruta | 111,2 | 0,6 | N/A |
| Receita Fixa | 110,2 | 0,2 | N/A |
| Receita Variável | 1,0 | 0,5 | 121,4% |
| Contratual | - | 0,5 | N/A |
| Mercado de curto prazo | 1,0 | - | N/A |
| Deduções sobre a Receita Bruta | (11,8) | (0,4) | N/A |
| Receita Operacional Líquida | 99,4 | 0,2 | N/A |
| Custos Operacionais | (48,6) | (40,9) | 18,9% |
| Custo Fixo | (33,3) | (27,4) | 21,5% |
| Transmissão e encargos regulatórios | (14,0) | (12,8) | 10,0% |
| O&M | (15,7) | (14,7) | 6,5% |
| <i>Take or pay – ToP</i> | (3,7) | - | N/A |
| Custo Variável | (1,9) | - | N/A |
| Depreciação e Amortização | (13,4) | (13,5) | -0,2% |
| Despesas Operacionais | (1,8) | (6,6) | -73,1% |
| SG&A | (1,6) | (3,4) | -53,1% |
| Depreciação e Amortização | (0,2) | (3,2) | -93,9% |
| Outras Receitas/Despesas | (0,0) | (0,0) | 711,2% |
| EBITDA ICVM 527/12 | 62,6 | (30,6) | N/A |
| Margem EBITDA (%) | 63,0% | N/A | N/A |

No 1T26, o segmento registrou uma receita operacional bruta de R\$ 111,2 milhões, decorrente principalmente das receitas fixas associadas aos contratos regulados do Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 (“LRCAP 2021”) da UTE Viana e das UTEs Geramar I e II, cujos contratos foram antecipados para ago/25 e out/25, respectivamente.

Os custos fixos no 1T26 totalizaram R\$ 33,3 milhões, refletindo principalmente custos com O&M, TUST e encargos de reserva de capacidade associados aos contratos de fornecimento de combustível firmados com a Vibra, em função do início do CRCAP 2021. Como resultado, a margem fixa alcançou R\$ 65,1 milhões, com margem EBITDA fixa de 66,1% no 1T26, representando novo patamar recorrente, conforme observado desde o 4T25, primeiro trimestre de contribuição integral das receitas fixas decorrentes dos contratos regulados do LRCAP 21 das UTEs Viana, Geramar I e II.

Por sua vez, os custos variáveis do segmento, que se referem principalmente aos custos com combustível, totalizaram R\$ 1,9 milhão no 1T26, com margem variável de -R\$ 1,1 milhão ao final do período, explicada por um perfil de despacho mais intermitente, com consumo menos eficiente de combustível.

Como resultado principalmente dos efeitos elencados acima, o segmento de Geração a Óleo apresentou um EBITDA de R\$ 62,6 milhões, com margem de 63,0%. Deste total, a UTE Viana contribuiu com R\$ 22,4 milhões e as UTEs Geramar I e II, com R\$ 40,2 milhões.

► Geração Solar

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

| DRE – Geração Solar | 1T26 | 1T25 | % |
|---------------------------------------|----------------|----------------|-----------------|
| (R\$ Milhões) | | | |
| Receita Operacional Bruta | 128,8 | 97,8 | 31,6% |
| Receita Fixa | 87,5 | 82,6 | 6,0% |
| Receita Variável | 41,2 | 15,2 | 170,4% |
| Mercado de curto prazo | 41,2 | 15,2 | 170,4% |
| Deduções sobre a Receita Bruta | (13,7) | (7,2) | 90,6% |
| Receita Operacional Líquida | 115,1 | 90,6 | 27,0% |
| Custos Operacionais | (148,4) | (120,9) | 22,8% |
| Custo Fixo | (19,5) | (22,7) | -13,9% |
| Transmissão e encargos regulatórios | (11,0) | (11,3) | -2,0% |
| O&M | (8,5) | (11,4) | -25,6% |
| Custo Variável | (98,3) | (69,5) | 41,5% |
| Compra de Energia (Lastro FID) | (88,5) | (57,2) | 54,8% |
| Ressarcimento Encargos | (10,0) | (12,6) | -20,7% |
| Outros | 0,2 | 0,3 | -25,1% |
| Depreciação e amortização | (30,6) | (28,7) | 6,6% |
| Despesas Operacionais | (2,5) | (3,8) | -33,7% |
| SG&A | (2,4) | (3,7) | -34,8% |
| Depreciação e amortização | (0,1) | (0,1) | -0,3% |
| Outras Receitas/Despesas | (0,2) | 0,0 | N/A |
| EBITDA ICVM 527/12 | (5,4) | (5,2) | 3,3% |
| Margem EBITDA (%) | -4,7% | -5,7% | 1,1 p.p. |

No 1T26, o segmento de geração solar registrou uma receita operacional bruta de R\$ 128,8 milhões, crescimento de R\$ 30,9 milhões na comparação com o mesmo trimestre do ano anterior, reflexo dos seguintes fatores:

- Crescimento de R\$ 26,0 milhões em receitas variáveis vs. 1T25, impulsionado principalmente pelas receitas no mercado de curto prazo, que totalizaram R\$ 41,2 milhões no 1T26. Esse desempenho decorre, em sua maior parte, das operações de *swap* de contratos de compra e venda de energia entre o Complexo Solar Futura I e a Comercializadora, estruturadas para mitigar o risco de descolamento de preços entre submercados NE e SE/CO. Vale destacar que a contrapartida dessa receita está contabilizada na rubrica de Compra de Energia (Lastro FID), de forma que o impacto líquido da exposição ao *spread* de submercado, considerando receitas e custos, foi negativo em R\$ 9,9 milhões no 1T26; e
- Aumento de R\$ 5,0 milhões em receitas fixas vs. 1T25, devido à atualização anual dos preços dos contratos de compra e venda de energia (PPAs).

Os custos fixos do segmento somaram R\$ 19,5 milhões no 1T26, melhora de R\$ 3,1 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior. Este desempenho é explicado, sobretudo, pela redução dos custos de O&M (-25,6% vs. 1T25), reflexo da maior eficiência na gestão de custos dos ativos.

Por outro lado, os custos variáveis do segmento somaram R\$ 98,3 milhões no 1T26, aumento de R\$ 28,8 milhões versus o 1T25, impulsionados pelos seguintes efeitos:

- **Geração comprometida e não realizada²³ e efeitos de modulação:** em um total de -R\$ 42,6 milhões, sendo majoritariamente em função dos cortes de geração (“*curtailment*”) no Complexo Solar Futura. No trimestre, a geração frustrada por restrição totalizou 52 GWh, representando uma melhora frente aos 81 GWh registrados no 1T25, mas ainda em patamares elevados. O impacto total referente à geração comprometida e não realizada foi de -R\$ 28,1 milhões no 1T26. Adicionalmente, o impacto financeiro associado à modulação da curva de geração e os compromissos contratuais do Complexo Solar foi de -R\$ 14,5 milhões no 1T26.
- **Custos associados ao descolamento de preços horários entre submercados** totalizaram -R\$ 45,9 milhões no 1T26, cujo impacto líquido no segmento, considerando as contrapartidas de receita, foi de -R\$ 9,9 milhões no trimestre, conforme acima descrito.
- **Custos com ressarcimento de encargos às contrapartes**, no valor de R\$ 10,0 milhões no 1T26, em função das características dos contratos de energia firmados.

Por fim, como resultado dos efeitos acima mencionados, o EBITDA do segmento foi de -R\$ 5,4 milhões no 1T26, frente aos -R\$ 5,2 milhões registrados no mesmo período de 2025.

► Upstream – E&P

Este segmento está contido dentro da Eneva S.A.. Os resultados das atividades de *Upstream* (Bacias do Parnaíba, Amazonas e Paraná), contudo, são apresentados separadamente nessa seção, no intuito de facilitar a análise de desempenho do segmento.

| DRE – Upstream | 1T26 | 1T25 | % |
|---|----------------|---------------|------------------|
| (R\$ Milhões) | | | |
| Receita Operacional Bruta | 386,1 | 158,8 | 143,1% |
| Receita Fixa | 76,5 | 76,5 | 0,0% |
| Receita Variável | 309,6 | 82,3 | 276,0% |
| Contrato de Venda de Gás | 215,9 | 66,0 | 227,4% |
| Contrato de Arrendamento | 84,9 | 6,4 | N/A |
| Venda de Condensado | 8,8 | 10,0 | -11,7% |
| Deduções sobre a Receita Bruta | (66,8) | (28,7) | 133,1% |
| Receita Operacional Líquida | 319,3 | 130,2 | 145,3% |
| Custos Operacionais | (159,5) | (68,5) | 133,0% |
| Custo Fixo | (35,7) | (29,5) | 21,0% |
| O&M | (35,7) | (29,5) | 21,0% |
| Custo Variável | (63,1) | (20,7) | 205,6% |
| Participações Governamentais | (60,1) | (17,9) | 236,0% |
| Custos com Compressores | (3,1) | (2,8) | 10,7% |
| Depreciação e Amortização | (60,6) | (18,2) | 232,2% |
| Despesas Operacionais | (67,0) | (44,3) | 51,0% |
| Despesas com Exploração, Geologia e Geofísica (G&G) (G&G) Geofísica | (62,3) | (39,9) | 56,0% |
| Poços Secos | (43,8) | - | N/A |
| SG&A | (1,9) | (0,5) | 265,8% |
| Depreciação e Amortização | (2,8) | (3,9) | -29,0% |
| Outras Receitas/Despesas | 0,1 | (0,2) | N/A |
| EBITDA ICVM 527/12 | 156,3 | 39,3 | 298,2% |
| EBITDA excluindo poços secos²⁴ | 200,1 | 39,3 | 409,6% |
| Margem EBITDA excluindo poços secos (%) | 62,7% | 30,2% | 32,5 p.p. |

No 1T26, a receita operacional líquida do *Upstream* totalizou R\$ 319,3 milhões, crescimento de R\$ 189,1 milhões comparado ao mesmo período no ano anterior, refletindo o aumento das receitas variáveis com o maior volume de gás produzido no Complexo Parnaíba e vendido às térmicas para atender ao despacho do SIN no 1T26. Adicionalmente, também foi registrado aumento de R\$ 78,5 milhões nas receitas provenientes dos contratos de arrendamento variável das termelétricas do Complexo Parnaíba, que repassam margem variável para o *Upstream*, refletindo a maior geração nas UTEs Parnaíba I e III versus o 1T25.

Os custos operacionais no período, excluindo depreciação e amortização, somaram R\$ 98,9 milhões, aumento de R\$ 48,7 milhões em relação ao contabilizado no 1T25. O crescimento foi impulsionado, sobretudo, pela elevação dos custos com Participações Governamentais (*royalties*), com a contabilização de R\$ 60,1 milhões no 1T26, reflexo, principalmente, do maior nível de produção de gás no período no Complexo Parnaíba, em um cenário de relativa estabilidade de preços de referência para o cálculo dos *royalties* na comparação entre os trimestres. Adicionalmente, o crescimento de R\$ 6,2 milhões em custos de O&M foi resultado de (i) maiores custos com pessoal, tendo em vista o maior número de campos em desenvolvimento e iniciando operação no Complexo, e (ii) um aumento pontual dos custos com manutenções no período.

Como resultado dos fatores apresentados acima, a margem fixa do segmento reduziu R\$ 5,6 milhões na comparação entre os períodos, totalizando R\$ 27,5 milhões no 1T26. A margem variável somou R\$ 192,9 milhões ao final do 1T26, um aumento de R\$ 146,1 milhões na comparação com o mesmo período do ano anterior, com a margem variável unitária de venda de gás (ex-condensado) apresentando aumento de 68,4%, atingindo R\$ 13,1/MMbtu no 1T26.

As despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, aumentaram R\$ 23,7 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, totalizando R\$ 64,2 milhões no 1T26, refletindo, principalmente, maiores gastos com Exploração, Geologia e

Notas

²⁴ EBITDA calculado conforme orientações da ICVM 527/12 e da Nota Explicativa que a acompanha, ajustado para excluir o impacto de poços secos.

Geofísica, em razão das despesas com poços secos no total de R\$ 43,8 milhões, referentes a 2 poços secos reconhecidos na Bacia do Parnaíba, o que não ocorreu no 1T25. Adicionalmente, vale observar que a campanha de perfuração na Bacia do Parnaíba, retomada no 1T25, contou com a perfuração de 2 poços de desenvolvimento no 1T26, concluindo, portanto, a campanha na região.

Como resultado dos efeitos explicados acima, o EBITDA do segmento totalizou R\$ 156,3 milhões no período, representando um aumento de R\$ 117,1 milhões frente ao registrado no 1T25. O EBITDA ajustado, excluindo poços secos, por sua vez, atingiu R\$ 200,1 milhões, crescimento de R\$ 160,8 milhões em relação ao contabilizado no primeiro trimestre de 2025.

Por fim, vale destacar que a rubrica de Depreciação e Amortização contabilizou -R\$ 60,6 milhões no 1T26, frente aos -R\$ 18,2 milhões registrados no 1T25. A variação de R\$ 42,4 milhões na comparação entre os períodos foi impactada pelo aumento da base de ativos depreciáveis, em comparação com o 1T25, tendo em vista a realização das transferências de imobilizado em andamento para imobilizado em serviço ao longo de 2025.

► 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.. A partir do 4T24, com o início efetivo da operação comercial da planta de liquefação, os resultados de ambas as operações passaram a ser apresentados separadamente nessa seção, já com as devidas eliminações entre receitas e despesas *intercompany* entre as empresas do segmento, quando aplicável.

| DRE – Comercialização de Gás <i>Off-Grid</i> | 1T26 | 1T25 | % |
|---|---------------|---------------|------------------|
| (R\$ Milhões) | | | |
| Receita Operacional Bruta | 131,9 | 126,4 | 4,4% |
| Receita SSLNG | 103,5 | 95,7 | 8,1% |
| Receita Logística | 28,5 | 30,7 | -7,2% |
| Deduções sobre a Receita Bruta | (13,3) | (13,3) | 0,7% |
| Receita Operacional Líquida | 118,6 | 113,2 | 4,8% |
| Custos Operacionais | (55,7) | (57,4) | -3,0% |
| O&M | (17,4) | (24,0) | -27,5% |
| Produção de Gás | (2,2) | (4,4) | -49,9% |
| Logística | (6,7) | (12,7) | -46,8% |
| Outros | (6,1) | (10,4) | -41,9% |
| Depreciação e Amortização | (23,3) | (5,9) | 292,2% |
| Despesas Operacionais | (2,7) | (2,2) | 18,9% |
| SG&A | (2,6) | (2,2) | 18,6% |
| Depreciação e amortização | (0,0) | (0,0) | 55,7% |
| Outras Receitas/Despesas | (1,1) | (4,1) | -73,0% |
| EBITDA ICVM 527/12 | 82,5 | 55,4 | 49,0% |
| Margem EBITDA (%) | 69,5% | 48,9% | 20,6 p.p. |

A receita líquida do segmento de Comercialização *Off-Grid* somou R\$ 131,9 milhões no 1T26, representando um crescimento de R\$ 5,5 milhões frente ao 1T25. Do total de receita bruta registrada no período, R\$ 103,5 milhões são referentes aos contratos de venda de GNL, enquanto R\$ 28,5 milhões são relacionados à prestação de serviços de logística pela GNL Brasil. Desse montante, R\$ 13,1 milhões estão associados ao arrendamento fixo de transporte, e R\$ 15,4 milhões correspondem às receitas variáveis de serviços de logística prestados à UTE Jaguatirica II, sendo, portanto, receitas e custos eliminados na visão consolidada da Companhia, sem impacto no EBITDA.

No 1T26, os custos operacionais, ex-depreciação e amortização, totalizaram R\$ 32,4 milhões, compostos, sobretudo, por:

- (i)** R\$ 17,4 milhões em O&M, dos quais R\$ 11,5 milhões referentes ao segmento de venda de GNL em pequena escala. A redução de R\$ 6,6 milhões em custos de O&M frente ao 1T25 foi em função de um estorno de R\$ 5,6 milhões contabilizados a maior no 4T25, e redução de R\$ 1,0 milhão com insumos de manutenção;
- (ii)** R\$ 6,7 milhões referentes aos serviços de logística da GNL Brasil, com redução de R\$ 5,9 milhões em função dos menores custos com diesel e manutenção dos veículos, decorrente da substituição parcial da frota por veículos movidos a GNL, executada ao longo do 4T25; e
- (iii)** R\$ 6,1 milhões registrados na rubrica de Outros Custos, com redução de 4,4 milhões em função do volume de combustível de terceiros adquiridos no 1T25, no âmbito do processo de COD da planta de liquefação.

A rubrica de Outras Receitas e Despesas totalizou -R\$ 1,1 milhão, refletindo, principalmente, os efeitos da venda dos cavalos mecânicos a diesel que estão em processo de substituição por cavalos movidos a GNL, com o registro da diferença entre a baixa

do ativo imobilizado e a receita auferida na venda. A troca visa a redução dos custos operacionais, a qual já vem sendo observada em resultado desde o 4T25, tanto pela diminuição do custo com combustível de terceiros, quanto pela menor necessidade de manutenção dos veículos.

Diante dos fatores explicados acima, o EBITDA do segmento de Comercialização *Off-Grid* somou R\$ 82,5 milhões. Vale destacar que, no 1T25, a planta de liquefação ainda se encontrava em fase de estabilização operacional, concluída apenas em fev/25. Além disso, o EBITDA atual ainda não reflete integralmente o volume contratado da planta de liquefação.

► Comercialização de Energia

Este segmento é composto pelas SPEs de comercialização de energia da Eneva, incluindo subsidiárias incorporadas 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, operações de *swap* e a atividade de comercialização de soluções em energia para clientes finais.

| DRE – Comercialização de Energia | 1T26 | 1T25 | % |
|---|------------------|----------------|------------------|
| (R\$ Milhões) | | | |
| Receita Operacional Líquida (ex-Operações) | 1.587,9 | 1.086,3 | 46,2% |
| Custos Operacionais (ex-Operações) | (1.531,6) | (997,4) | 53,6% |
| Energia Elétrica Comprada para Revenda | (1.528,6) | (993,8) | 53,8% |
| Outros | (3,0) | (3,6) | -16,7% |
| Receitas/Custos Líquidos Var. MtM (ex-Operações) | (36,3) | (15,3) | 136,6% |
| Efeito Líquido Operações Estruturadas | - | - | N/A |
| Receitas Líquidas Operações Estruturadas | 711,1 | 312,9 | -127,2% |
| Custos Operações Estruturadas | (526,7) | (867,1) | -39,3% |
| Efeito MtM Operações Estruturadas | (184,4) | 554,1 | N/A |
| Despesas Operacionais | (12,6) | (15,6) | -19,6% |
| SG&A | (11,7) | (15,2) | -22,8% |
| Depreciação e Amortização | (0,9) | (0,5) | 79,7% |
| Outras Receitas/Despesase | (0,0) | (0,3) | -99,8% |
| EBITDA ICVM 527/12 | 8,4 | 58,1 | -85,6% |
| Margem EBITDA (%) | 0,4% | 4,2% | -3,8 p.p. |

No 1T26, o resultado das rubricas do segmento de Comercialização de Energia foi impactado pelas contrapartidas das operações estruturadas de compra e venda de energia realizadas no 4T25, no âmbito da gestão de capital de giro da Companhia. Essas operações resultaram em impacto negativo de R\$ 184,4 milhões na Marcação a Mercado dos contratos futuros de energia ("MtM"), compensadas por impacto positivo de igual montante na margem comercial do trimestre, tendo, portanto, efeito nulo no EBITDA.

Excluindo os efeitos das operações estruturadas, a margem comercial totalizou R\$ 56,3 milhões no 1T26, apresentando uma redução de R\$ 32,6 milhões quando comparada a margem comercial do 1T25, que somou R\$ 88,9 milhões.

O MtM ajustado pelas operações estruturadas (ex-Operações Estruturadas) totalizou -R\$ 36,3 milhões no 1T26, refletindo, principalmente, a baixa de posições do *book*, com impacto positivo na margem comercial corrente.

Em função dos efeitos descritos acima, o EBITDA do segmento atingiu R\$ 8,4 milhões no 1T26, em comparação aos R\$ 58,1 milhões registrados no mesmo período do ano anterior.

Ao final do trimestre, a posição líquida do valor justo dos contratos de comercialização de energia, entendida como o saldo entre ativos e passivos, totalizou R\$ 763,9 milhões. Esse montante reflete o somatório das diferenças das posições de compra e venda do *book* e os preços de mercado vigentes em cada maturidade, líquidos de PIS/COFINS e trazidos a valor presente²⁵.

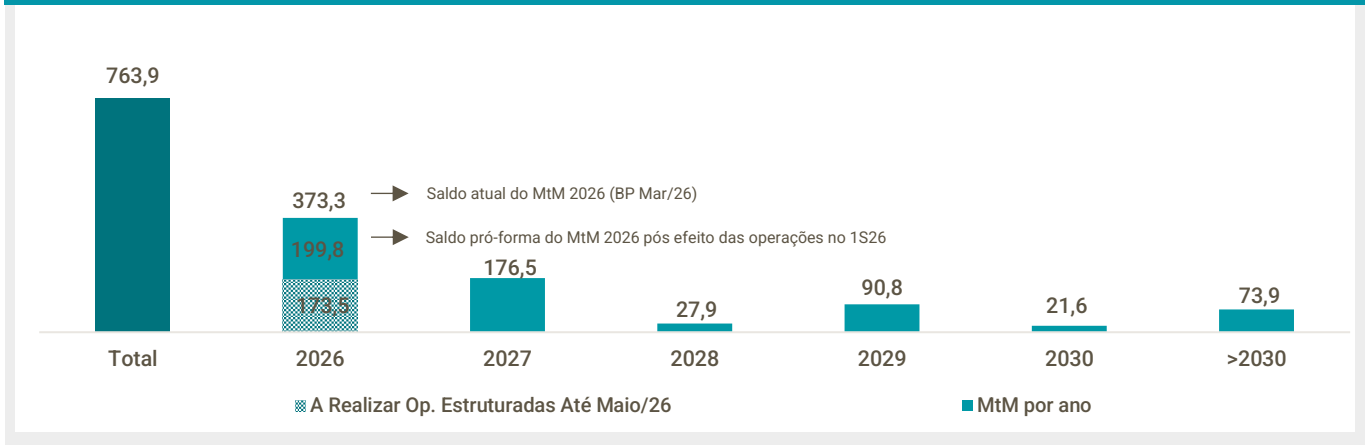
A distribuição anual da posição líquida do valor justo dos contratos de comercialização de energia, de acordo com a maturidade de cada contrato, está apresentada no gráfico a seguir. No mesmo gráfico, destaca-se também o impacto pontual e temporal das operações realizadas no 4T25, cujos efeitos serão integralmente revertidos até mai/26.

Notas

²⁵ 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.

Valor Justo dos Contratos de Comercialização Distribuído Por Ano

(R\$ Milhões)



► **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 1T26, a Eneva S.A. também incorporava **(i)** os negócios do segmento de *Upstream*; **(ii)** a UTE Fortaleza, atualmente em hibernação, após a incorporação da CGTF na Eneva S.A.; **(iii)** as SPEs do Hub Sergipe e os principais veículos de comercialização de energia da Companhia; **(iv)** comercialização de gás fora da malha (“*Off-Grid*”) e a SPE GNL Brasil, *joint-venture* de logística de fluidos criogênicos em que a Eneva possui 51% de participação; e **(v)** desde jan/25, as subsidiárias Linhares, Viana e Povoação.

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.

| DRE – Holding & Outros | 1T26 | 1T25 | % |
|--|----------------|----------------|---------------|
| (R\$ Milhões) | | | |
| Receita Operacional Líquida | - | 0,0 | N/A |
| Custos Operacionais | - | (0,1) | N/A |
| Depreciação e Amortização | - | - | N/A |
| Despesas Operacionais | (90,7) | (76,9) | 17,9% |
| SG&A | (65,3) | (54,9) | 19,0% |
| SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP) | (25,4) | (22,0) | 15,2% |
| Depreciação e amortização | (118,5) | (225,9) | -47,6% |
| <i>Mais-Valias, Menos-Valias e Ágios</i> | (93,4) | (220,5) | -57,6% |
| Outras Receitas/Despesas | (9,2) | (18,8) | -51,1% |
| Equivalência Patrimonial | 455,8 | 370,7 | 22,9% |
| EBITDA ICVM 527/12 | 356,0 | 275,0 | 29,4% |
| EBITDA ex Equivalência | (99,8) | (95,7) | 4,3% |

No 1T26, o segmento de *Holding* e Outros registrou despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, de R\$ 90,7 milhões, aumento de R\$ 13,7 milhões na comparação com o mesmo período de 2025, refletindo, principalmente, um aumento do quadro de colaboradores para suportar o crescimento da Companhia.

A rubrica de “Outras Receitas/Despesas” totalizou -R\$ 9,2 milhões no 1T26, uma redução de R\$ 9,6 milhões frente ao montante reportado no 1T25, explicada pelos menores dispêndios com consultoria, honorários advocatícios e outras despesas associadas aos projetos de crescimento da Companhia, incluindo custos de integração de aquisições e demais despesas relacionadas a operações de M&A.

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\$ 99,8 milhões.

Adicionalmente, no 1T26, a rubrica de Depreciação e Amortização foi impactada, principalmente, por R\$ 93,4 milhões em despesas relacionadas à amortização de Mais-Valias, Menos-Valias e Ágios, sendo os seguintes efeitos não dedutíveis para fins do IRPJ/CSLL: **(i)** R\$ 18,9 milhões relacionados à amortização do ágio, relativo à aquisição da Celse; e **(ii)** R\$ 8,0 milhões de amortização de mais e menos valia de Tevisa e Povoação. Vale observar que a redução da rubrica na comparação anual reflete o encerramento dos contratos do PCS, que integravam a curva de amortização não linear, resultando em mudança no patamar de amortização desses ativos a partir do 1T26.

RESULTADO FINANCEIRO **CONSOLIDADO**

| Resultado Financeiro | 1T26 | 1T25 | % |
|---|----------------|----------------|---------------|
| (R\$ Milhões) | | | |
| Receitas Financeiras | 181,0 | 238,0 | -23,9% |
| Receitas de aplicações financeiras | 117,0 | 138,3 | -15,4% |
| Multas e juros recebidos | 46,0 | 22,3 | 106,1% |
| Juros entre partes relacionadas | 0,0 | 1,0 | -98,0% |
| Outros | 18,0 | 76,4 | -76,4% |
| Despesas Financeiras | (720,9) | (870,3) | -17,2% |
| Encargos de dívida ²⁶ | (41,1) | (54,8) | -24,9% |
| Juros sobre debêntures | (264,9) | (258,5) | 2,5% |
| Variação monetária | (202,2) | (244,4) | -17,2% |
| Juros sobre arrendamento e outros ²⁷ | (63,4) | (68,9) | -8,0% |
| Variação cambial líquida | 31,5 | (5,0) | N/A |
| Comissões e corretagens financeiras | (6,2) | (15,2) | -59,2% |
| IOF/IOIC | (15,5) | (5,6) | 176,1% |
| Apropriação AVP na antecipação de recebíveis | (112,2) | (121,7) | -7,8% |
| Outros | (46,9) | (96,3) | -51,3% |
| Variação cambial (não-caixa) sobre arrendamento | 131,0 | 306,4 | -57,2% |
| Variação da marcação a mercado de swaps (não-caixa) | (22,9) | 72,6 | N/A |
| Resultado Financeiro Líquido | (431,7) | (253,3) | 70,4% |
| Resultado Ajustado para excluir recorrentes não-caixa²⁸ | (539,9) | (632,3) | -14,6% |

É importante destacar que ambos os períodos contabilizaram efeitos recorrentes sem impacto caixa, que dificultam a análise da performance financeira, a saber:

- **Variação Cambial Sobre Arrendamento:** registro no 1T26 de R\$ 131,0 milhões de impacto de variação cambial (não caixa) contabilizada sobre o passivo em dólar americano relacionado ao arrendamento do FSRU da UTE Porto de Sergipe I (IFRS-16), refletindo a apreciação do Real ao longo do período. Vale ressaltar que desde o 4T25, a Companhia vem adotando *hedge accounting* referente a esse arrendamento, cuja operação considera a relação de *hedge* entre os custos decorrentes do contrato de arrendamento do FSRU, denominados em dólar, e a parcela das receitas da Companhia, principalmente do segmento *Off-Grid*, também indexadas ao dólar, com o objetivo de mitigar o impacto líquido reconhecido no resultado. Em comparação, a rubrica contabilizou R\$ 306,4 milhões de variação cambial sobre o arrendamento no 1T25, refletindo o reconhecimento integral do efeito da maior desvalorização do dólar no 1T25 em relação ao período imediatamente anterior, em um contexto ainda sem *hedge accounting*; e
- **Marcação a Mercado de Swaps:** contabilização de -R\$ 22,9 milhões no 1T26 tendo em vista o resultado dos *swaps* realizados no período, relativos, principalmente, às operações de antecipação de recebíveis das UTEs Porto de Sergipe I, Itaqui e Pecém II, para conversão da exposição original celebrada em taxa pré-fixada para CDI. No 1T25, foi registrado valor positivo de R\$ 72,6 milhões na rubrica, refletindo a redução da curva futura de DI. Cabe destacar que o ônus

Notas

²⁶ Inclui amortizações sobre os custos de transação.

²⁷ Juros sobre arrendamento mercantil, conforme IFRS16/CPC 06. A rubrica inclui também valores de juros de provisão de abandono e juros sobre partes relacionadas.

²⁸ Essa linha considera o Resultado Financeiro Líquido, deduzido das linhas (i) Variação cambial não caixa sobre arrendamento mercantil (não caixa); e (ii) Variação da marcação a mercado de swaps (não caixa).

financeiro das dívidas atreladas ao CDI tem *hedge* natural com o rendimento de caixa proveniente de aplicações financeiras da Companhia.

Desconsiderando os efeitos para excluir os principais impactos não-caixa do trimestre, o resultado financeiro ajustado do 1T26 teria sido de -R\$ 539,9 milhões, *versus* -R\$ 632,3 milhões no 1T25, melhora de R\$ 92,4 milhões na comparação entre os trimestres, decorrente principalmente dos seguintes fatores:

- **Varição Monetária:** registro de -R\$ 202,2 milhões no 1T26, uma redução de R\$ 42,1 milhões na comparação entre os períodos, tendo em vista, sobretudo, a redução do IPCA acumulado na comparação entre os períodos (1T26: 1,92% vs. 1T25: 2,04%);
- **Varição Cambial líquida:** a rubrica totalizou R\$ 31,5 milhões no 1T26, ante -R\$ 5,0 milhões no mesmo período do ano anterior, refletindo uma variação positiva de R\$ 36,6 milhões na comparação entre os períodos, principalmente em função de efeito pontual de ajuste temporal de variação cambial relacionada a um montante anteriormente provisionado de passivos em moeda estrangeira de fornecedores de equipamentos; e
- **Multas e Juros Recebidos:** contabilização de R\$ 46,0 milhões no período, com aumento de R\$ 23,7 milhões em relação ao registrado no 1T25, refletindo, principalmente, o recebimento de valores decorrentes de penalidades contratuais aplicadas a um dos fornecedores da Companhia no trimestre, relativo ao atraso no cronograma de entrega de serviços e equipamentos para construção da planta de liquefação no Maranhão.

INVESTIMENTOS

| Investimentos | 1T26 | 4T25 | 3T25 | 2T25 | 1T25 | 2025 |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|--------------|----------------|
| (R\$ Milhões) | | | | | | |
| Geração a Carvão | 5,8 | 27,7 | 14,1 | 15,7 | 16,0 | 73,5 |
| Pecém II | 3,6 | 16,2 | 7,9 | 11,4 | 1,4 | 37,0 |
| Itaqui | 2,2 | 11,5 | 6,1 | 4,3 | 14,5 | 36,5 |
| Geração a Óleo | 0,4 | 16,3 | 13,3 | 15,7 | 0,4 | 45,7 |
| Geração a Gás | 48,1 | 60,7 | 47,5 | 38,6 | 35,0 | 181,7 |
| Parnaíba I ²⁹ | 4,2 | 3,8 | 1,4 | 3,2 | 0,8 | 9,2 |
| Parnaíba II | 29,5 | 10,3 | 12,0 | 13,7 | 9,3 | 45,3 |
| Parnaíba III ³⁰ | - | - | - | - | - | - |
| Parnaíba IV | - | 0,1 | 0,3 | 0,1 | - | 0,4 |
| Parnaíba V ²⁹ | 5,5 | 11,1 | 9,9 | 17,4 | 4,6 | 43,0 |
| Parnaíba VI ³⁰ | - | 8,1 | 19,4 | 2,8 | 20,0 | 50,2 |
| UTE Fortaleza | 0,1 | (0,3) | 0,6 | 0,7 | 0,3 | 1,3 |
| UTES Gás Espírito Santo | 8,8 | 27,8 | 4,0 | 0,7 | - | 32,4 |
| Hub Sergipe | 13,5 | 81,6 | 78,5 | 7,2 | (2,4) | 165,0 |
| Azulão-Jaguatirica | 32,2 | 32,8 | 55,7 | 19,9 | 7,3 | 115,6 |
| Azulão 950 | 929,5 | 739,0 | 839,0 | 639,8 | 528,7 | 2.746,6 |
| E&P | 21,7 | 7,0 | 6,7 | 25,1 | 28,5 | 67,3 |
| UTE | 907,8 | 732,0 | 832,2 | 614,7 | 500,2 | 2.679,2 |
| Futura 1 | 0,3 | 2,0 | 1,0 | 5,1 | 1,5 | 9,6 |
| Upstream | 190,0 | 111,0 | 284,1 | 233,7 | 77,8 | 706,6 |
| Desenvolvimento ³¹ | 156,6 | 62,7 | 203,6 | 196,3 | 45,4 | 507,9 |
| Exploração ³¹ | 33,4 | 48,4 | 80,5 | 37,4 | 32,4 | 198,6 |
| Plantas de Liquefação de Gás | 41,3 | 173,6 | 72,3 | 58,5 | 35,9 | 340,3 |
| Plantas de Liquefação de Gás – Maranhão (1º e 2º Trem) | 3,2 | 66,2 | 16,4 | 36,2 | 35,9 | 154,7 |
| Plantas de Liquefação de Gás – Maranhão (3º Trem) | 38,2 | 107,3 | 55,9 | 22,4 | - | 185,6 |
| Novos Projetos – LRCAP 2026³² | 728,7 | 717,7 | 73,7 | 544,7 | 143,7 | 1.479,8 |
| Holding e Outros³³ | 64,8 | 120,9 | 87,6 | 21,7 | 17,1 | 247,2 |
| Total | 2.054,5 | 2.083,4 | 1.566,6 | 1.600,5 | 861,1 | 6.111,7 |

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

No primeiro trimestre de 2026, os investimentos somaram R\$ 2.054,5 milhões. Desse montante, 92% foram destinados aos principais projetos da Companhia e ao desenvolvimento no *Upstream*, como detalhado abaixo:

- **Azulão 950:** investimento total de R\$ 929,5 milhões no trimestre. Desse total, R\$ 710,9 milhões foram direcionados aos serviços de construção e montagem realizados na UTE, UTG, Subestação e gasodutos, contemplando desde atividades de obras civis até o comissionamento. Além disso, a rubrica de equipamentos totalizou R\$ 131,9 milhões no trimestre, sendo R\$ 81,6 milhões relativos aos marcos intermediários dos contratos e R\$ 50,3 milhões referentes à cobertura de custos logísticos e ao comissionamento de turbinas.
- **LRCAP 2026:** no 1T26, foram investidos R\$ 728,7 milhões destinados ao desenvolvimento dos novos projetos contratados no leilão. Desse montante, R\$ 655,1 milhões foram capitalizados para fazer frente aos contratos com a Siemens e GE, relativos aos pagamentos antecipados dos marcos contratuais das turbinas para as térmicas dos Hubs Sergipe, Ceará e Sudeste, e outros R\$ 8,2 milhões destinados ao início de serviços de construção e montagem.

Notas

²⁹ O capex da Parnaíba I é apresentado separadamente ao da Parnaíba V.

³⁰ O capex da Parnaíba III é apresentado separadamente ao da Parnaíba VI.

³¹ Números do 2T25 e 1T25 foram alterados para melhor comparabilidade entre os trimestres, tendo em vista mudança de classificação na abertura entre linhas.

³² Essa linha foi expurgada da rubrica Holding e Outros a partir do 1T26, para maior transparência sobre os valores associados aos 3 novos projetos contratados no LRCAP 2026: Expansão do Hub Sergipe, Hub Ceará e Hub Sudeste.

³³ Rubrica ajustada no 1T26 para expurgar os valores associados aos 3 novos projetos contratados no LRCAP 2026.

- **Upstream:** os investimentos associados às atividades de exploração e desenvolvimento (ex-Azulão 950) totalizaram R\$ 190,0 milhões no 1T26. No âmbito das atividades exploratórias, os investimentos somaram R\$ 33,4 milhões, referentes à perfuração de 1 poço de exploração no Maranhão, realizada pela Eneva Explorer. Em relação às atividades de desenvolvimento, os investimentos totalizaram R\$ 156,6 milhões. Desse montante, R\$ 129,7 milhões foram direcionados ao desenvolvimento dos campos de Gavião Belo e Gavião Mateiro, sendo R\$ 97,1 milhões destinados ao EPCista responsável pela construção da estação de produção e R\$ 32,2 milhões associados aos marcos intermediários do contrato de construção do gasoduto e à aquisição de equipamentos diversos. Adicionalmente, R\$ 15,3 milhões foram referentes à perfuração de 2 poços de desenvolvimento na Bacia do Parnaíba.
- **3º Trem da Plantas de Liquefação de Gás no Maranhão:** no projeto do 3º trem, foram capitalizados R\$ 38,2 milhões no trimestre. Desse valor, R\$ 29,7 milhões foram destinados ao EPCista responsável pela implantação do projeto e às atividades de inspeção da planta, enquanto R\$ 8,5 milhões corresponderam à aquisição de equipamentos diversos e a despesas gerais.

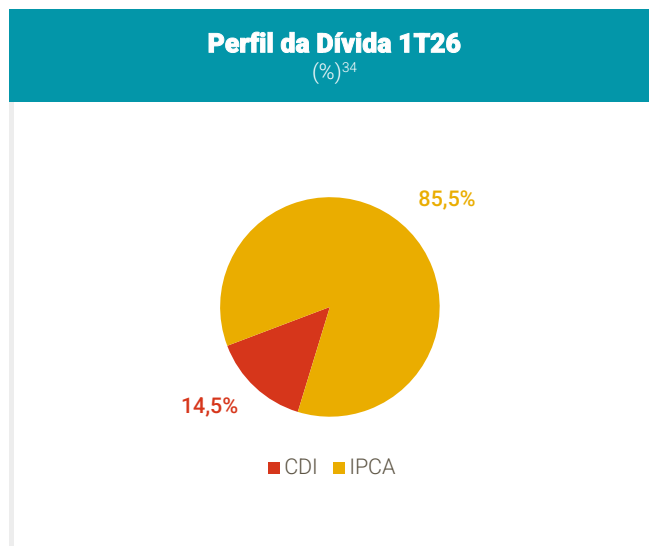
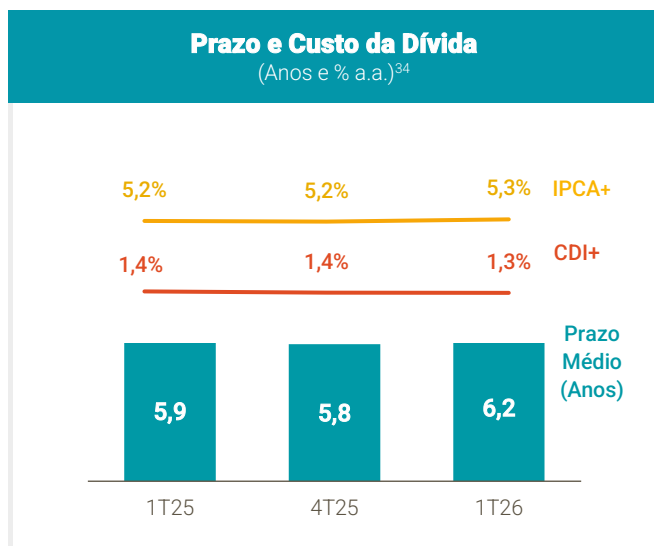
No primeiro trimestre de 2026, os valores capitalizados em **Sustaining**, referentes às operações existentes da Companhia, somaram R\$ 103,4 milhões. Desse montante, os investimentos se concentraram, em sua maioria, no Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica, em Parnaíba II e no Hub Sergipe. No Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica, foram investidos R\$ 32,2 milhões no trimestre, dos quais R\$ 22,6 milhões corresponderam às manutenções programadas das turbinas e da UGNL, enquanto os R\$ 9,5 milhões foram referentes às aquisições de equipamentos e sobressalentes. Em Parnaíba II, foram capitalizados R\$ 29,5 milhões, sendo R\$ 15,0 milhões relativos ao *major* programado das turbinas, R\$ 10,3 milhões às manutenções gerais programadas na usina e o montante remanescente destinado a gastos com sobressalentes. Por fim, os valores investidos no Hub Sergipe totalizaram R\$ 13,5 milhões, sendo R\$ 9,0 milhões para fazer frente aos contratos de suporte técnico e outros R\$ 4,4 milhões referentes à substituição corretiva do trafo.

Em **Holding e Outros** (excluindo os valores destinados aos projetos do LRCAP), os investimentos totalizaram R\$ 64,8 milhões no primeiro trimestre de 2026. Desse total, R\$ 17,2 milhões foram direcionados à originação de projetos, enquanto R\$ 28,1 milhões referentes aos gastos com pessoal e projetos de TI. Os R\$ 19,5 milhões remanescentes corresponderam às iniciativas corporativas diversas da Companhia.

ENDIVIDAMENTO

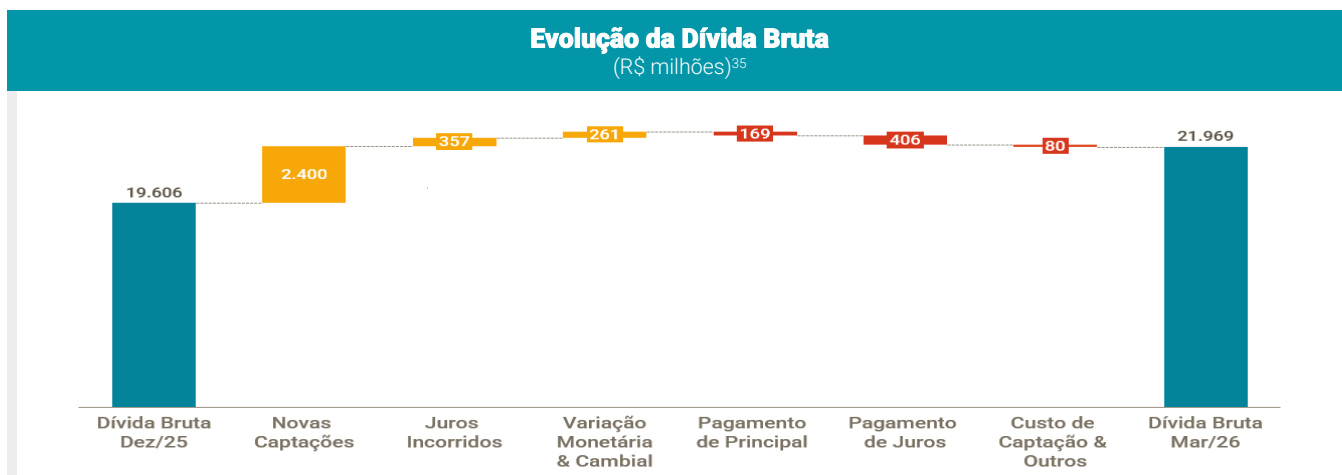
► Perfil da Dívida

Ao final do 1T26, a dívida bruta consolidada (líquida do saldo de depósitos vinculados aos contratos de financiamento e custos de transação) totalizou R\$ 21.969 milhões, frente a R\$ 19.606 milhões em dez/25, e R\$ 19.202 milhões em mar/25.



Ao final de março de 2026, o prazo médio de vencimento da dívida consolidada era de cerca de 6,2 anos, representando um alongamento frente aos prazos observados no 4T25 e no 1T25. O *spread*³⁴ médio das dívidas atreladas ao IPCA foi de 5,3%. Já o *spread* médio das dívidas indexadas ao CDI foi de 1,3% no 1T26, refletindo pequena redução dos custos médios de dívidas em comparação ao 4T25 e ao 1T25.

► Movimentação da Dívida Bruta



Os principais efeitos que impactaram a variação da dívida bruta no 1T26 foram:

- Captação de R\$ 2,4 bilhões em fev/26, por meio da realização da 14ª emissão de Debêntures da Eneva, conforme divulgado em Comunicado ao Mercado, dividida em duas séries: (i) primeira série, no valor total de R\$ 1,5 bilhão, com vencimento em janeiro de 2036 e taxa média de IPCA + 6,71% a. a.; e (ii) segunda série, no montante de R\$ 900 milhões, com vencimento em janeiro de 2041 e taxa média de IPCA + 6,67% a.a.;

Notas

³⁴ O custo da dívida apresentado considera o custo médio ponderado da dívida no trimestre. O custo em CDI+ inclui no seu cálculo exposições em EURIBOR+, que se encontravam zeradas no período.

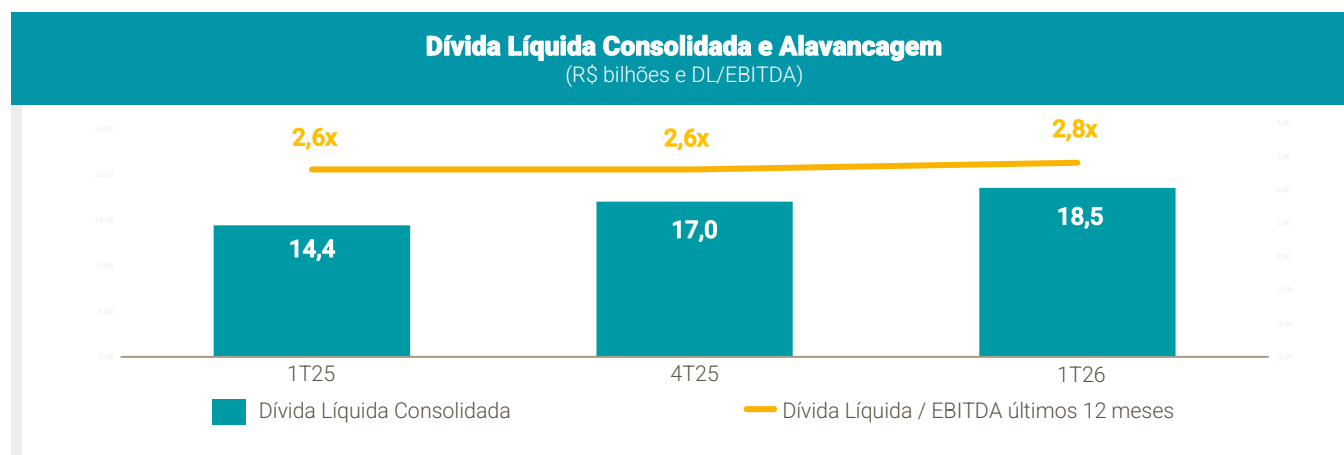
³⁵ Os valores de pagamentos de principal e juros incluem também os valores constituídos ou liberados (pagos) de depósitos vinculados.

- Pagamentos de principal e juros e constituição de depósitos vinculados, no valor total de R\$ 575 milhões;
- Juros incorridos sobre debêntures e financiamentos, aumentando a dívida bruta em R\$ 357 milhões; e
- Variação Monetária e Cambial, somando R\$ 261 milhões no 1T26.

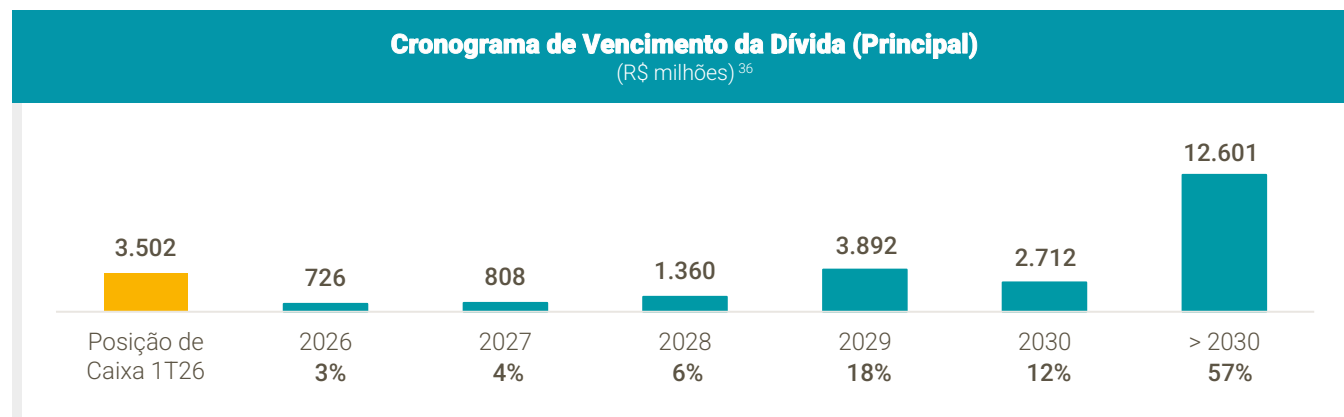
► Dívida Líquida e Alavancagem

Ao final do 1T26, o saldo de caixa (incluindo caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários) totalizou R\$ 3.502 milhões, aumento de R\$ 851 milhões em relação aos R\$ 2.651 milhões registrados no 4T25. Na comparação anual, houve redução de R\$ 1.264 milhões frente aos R\$ 4.766 milhões registrados ao final do 1T25.

A dívida líquida consolidada totalizou R\$ 18.467 milhões ao final do 1T26, com alavancagem, medida pela relação de dívida líquida/EBITDA nos últimos 12 meses, em 2,8x.



No final do primeiro trimestre de 2026, os vencimentos³⁶ das dívidas da Eneva estavam concentrados, em sua maioria, no médio e longo prazo, principalmente a partir de 2029, conforme apresentado no gráfico abaixo.



Notas

³⁶ O fluxo em questão considera apenas o valor do principal da dívida, desconsiderando os custos de transação, depósitos vinculados e *accrued* de juros.

MERCADO DE **CAPITAIS**

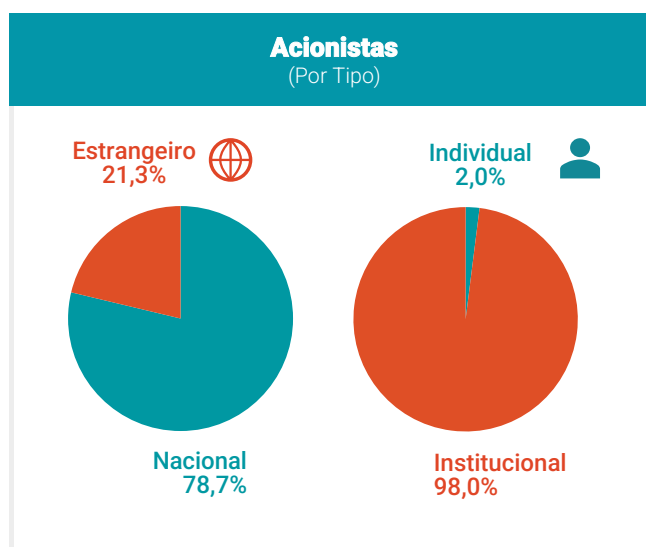
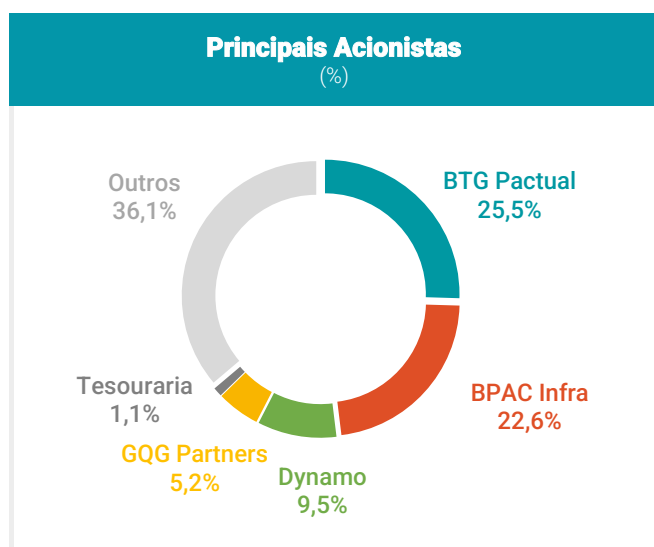
| ENEV3 | 1T26 | 4T25 | 1T25 |
|--|---------------|---------------|---------------|
| Nº de ações - final período | 1.936.973.658 | 1.936.973.658 | 1.932.591.767 |
| Cotação fechamento - final período (R\$/ação) | 24,54 | 20,18 | 11,83 |
| Ações negociadas (Milhões) - média diária | 20,0 | 9,7 | 9,9 |
| Volume financeiro (R\$ Milhões) - média diária | 351,1 | 155,7 | 103,1 |
| Valor de mercado - final período (R\$ Milhões) ³⁷ | 47.014 | 38.661 | 22.605 |
| Enterprise Value - final período (R\$ Milhões) ³⁸ | 65.481 | 55.616 | 37.041 |

Composição Acionária

Ao final de março de 2026, o capital social da Eneva, composto por 1.936.973.658 ações ordinárias, e possuía 98,75% de ações em circulação³⁹. A composição acionária está detalhada abaixo:

► Perfil do Capital Social da Eneva

Em 31 de março de 2026



Notas

³⁷ Desconsidera valor de ações em tesouraria, a preço de fechamento do período.

³⁸ Enterprise Value equivale à soma do valor de mercado e da dívida líquida da Companhia, ambas do final do período. Valores do 1T25 foram alterados para desconsiderar as ações em tesouraria, conforme Valor de Mercado.

³⁹ O cálculo de ações em circulação desconsidera as ações em tesouraria e ações detidas por administradores.

ESG AMBIENTAL, SOCIAL E GOVERNANÇA

A Eneva divulgou seu Relato Integrado e o Databook ESG 2025, em 04 de maio de 2026. 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 – 1T26 | Geração Parnaíba | Geração Roraima | Geração Gás de Terceiros | Total Geração Gás | Upstream | Elimin. entre Segmentos | Total Elimin. Gás/ Upstream | HUB Sergipe | Geração Carvão | Geração Óleo | Geração Solar | Comercializadora | SSLNG & GNL | Holding e Outros | Elimin. Segmentos | Total | |
|--|------------------|-----------------|--------------------------|-------------------|---------------|-------------------------|-----------------------------|----------------|----------------|--------------|---------------|------------------|--------------|------------------|-------------------|----------------|--------|
| (R\$ Milhões) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Receita Operacional Bruta | 977,0 | 215,4 | 38,5 | 1.230,8 | 386,1 | (404,9) | 1.212,0 | 1.284,7 | 377,4 | 111,2 | 128,8 | 2.320,3 | 131,9 | - | (354,8) | 5.211,5 | |
| Deduções da Receita Bruta | (98,0) | (13,6) | (4,6) | (116,1) | (66,8) | 73,0 | (109,9) | (154,4) | (38,6) | (11,8) | (13,7) | (242,0) | (13,3) | - | 54,6 | (523,2) | |
| Receita Operacional Líquida | 879,0 | 201,8 | 33,9 | 1.114,7 | 319,3 | (331,9) | 1.102,0 | 1.130,3 | 338,8 | 99,4 | 115,1 | 2.078,3 | 118,6 | - | (300,2) | 4.682,3 | |
| Custos Operacionais | (617,4) | (113,1) | (52,7) | (783,2) | (159,5) | 321,7 | (621,1) | (765,5) | (256,6) | (48,6) | (148,4) | (2.058,2) | (55,7) | - | 306,2 | (3.648,0) | |
| Depreciação e amortização | (71,6) | (41,3) | (11,3) | (124,2) | (60,6) | - | (184,8) | (100,1) | (94,3) | (13,4) | (30,6) | - | (23,3) | - | 7,7 | (438,9) | |
| Despesas Operacionais ¹ | (9,0) | (4,5) | (1,1) | (14,6) | (67,0) | 1,9 | (79,7) | (3,0) | (7,7) | (1,8) | (2,5) | (12,6) | (2,7) | (209,1) | (2,8) | (321,8) | |
| SG&A e Despesas de Exploração ^{1,2} | (8,6) | (4,4) | (1,1) | (14,1) | (64,2) | 1,9 | (76,4) | (3,0) | (7,1) | (1,6) | (2,4) | (11,7) | (2,6) | (90,7) | (1,9) | (197,3) | |
| Depreciação e amortização | (0,5) | (0,1) | - | (0,5) | (2,8) | - | (3,3) | (0,0) | (0,6) | (0,2) | (0,1) | (0,9) | (0,0) | (118,5) | (0,9) | (124,5) | |
| Outras receitas/despesas | (2,6) | 255,8 | (0,0) | 253,2 | 0,1 | - | 253,3 | 175,5 | (3,7) | (0,0) | (0,2) | (0,0) | (1,1) | (9,2) | 38,5 | 453,1 | |
| Equivalência Patrimonial | - | - | - | - | - | (340,8) | (340,8) | - | - | - | - | - | - | - | 455,8 | (153,5) | (38,6) |
| EBITDA ICVM 52712 | 322,0 | 381,4 | (8,6) | 694,8 | 156,3 | (349,2) | 501,9 | 637,5 | 165,7 | 62,6 | (5,4) | 8,4 | 82,5 | 356,0 | (118,5) | 1.690,6 | |
| Resultado Financeiro Líquido | (30,4) | (14,2) | (0,1) | (44,6) | (12,2) | - | (56,8) | 79,9 | (22,2) | 0,7 | (2,0) | 0,8 | (9,7) | (426,6) | 4,2 | (431,7) | |
| EBT | 219,6 | 325,9 | (20,0) | 525,4 | 80,7 | (349,2) | 256,9 | 617,3 | 48,5 | 49,7 | (38,0) | 8,4 | 49,4 | (189,1) | (107,6) | 695,4 | |
| Impostos Correntes | (31,0) | (7,2) | - | (38,3) | - | - | (38,3) | - | (1,8) | (1,9) | - | (5,0) | (1,0) | (0,1) | - | (47,3) | |
| Impostos Diferidos | (8,8) | (6,8) | - | (15,6) | - | - | (15,6) | - | (9,7) | (0,8) | 26,1 | 45,0 | 0,0 | (56,8) | - | (11,8) | |
| Resultado Líq. Período | 179,7 | 311,8 | (20,0) | 471,5 | 80,7 | (349,2) | 203,0 | 617,3 | 37,1 | 47,0 | (12,0) | 48,4 | 48,5 | (246,0) | (107,6) | 635,7 | |
| Participações Minoritárias | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 113,0 | 113,0 | |
| Resultado Líq. Eneva | 179,7 | 311,8 | (20,0) | 471,5 | 80,7 | (349,2) | 203,0 | 617,3 | 37,1 | 47,0 | (12,0) | 48,4 | 48,5 | (246,0) | (220,6) | 522,7 | |

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

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

| 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 | Comercializadora | SSLNG & GNL | Holding e Outros | 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 | - | (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 ¹ | (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 e Despesas de Exploração ^{1,2} | (8,1) | (5,5) | (1,5) | (15,0) | (40,4) | 2,8 | (52,7) | (3,9) | (6,2) | (3,4) | (3,7) | (15,2) | (2,2) | (76,9) | (2,8) | (166,9) |
| 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 52712 | 254,3 | 124,1 | 439,6 | 818,0 | 39,3 | (108,8) | 748,5 | 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 | (253,3) |
| EBT | 156,2 | 66,7 | 427,4 | 650,3 | 259,1 | (108,8) | 900,5 | 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 | 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- Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e a amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do Upstream.

2- 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

ri@eneva.com.br
ri.eneva.com.br