

# DIVULGAÇÃO DE **RESULTADOS 2T26**



## Teleconferência de Resultados do 2T26

Quinta-feira, 13 de agosto de 2026

11h00 (BRT) / 10 a.m. (US EDT)

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



ri.eneva.com.br



Rio de Janeiro, 12 de agosto 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 segundo trimestre findo em 30 de junho de 2026 ("2T26"). 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 SEGUNDO TRIMESTRE DE 2026

- **EBITDA Consolidado de R\$ 1.239 milhões que, se ajustado com a baixa do valor contábil de Pecém II, atinge R\$ 1.366 milhões;**
- **Fluxo de Caixa Operacional (FCO) recorde** para um segundo trimestre e o segundo maior da série histórica, refletindo o sólido desempenho operacional; e
- **COD da UTE Azulão I e início do CRCAPs da nova usina e das usinas térmicas a gás no ES entre jul/26 e ago/26,** adicionando receita fixa anual de R\$ 762,6 milhões à base contratada da Eneva, a partir do 3T26.

## DESTAQUES 2T26

- EBITDA Consolidado somou R\$ 1.238,7 milhões no 2T26, redução de R\$ 429,6 milhões frente ao 2T25, reflexo, principalmente, do encerramento dos contratos do PCS das usinas do Espírito Santo, dos efeitos contábeis da venda da UTE Pecém II e das maiores despesas com SOP/ILP no período associadas à maturação de ILPs;
- Continuação do despacho regulatório no mérito no 2T26, 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\$ 123,6 milhões no 2T26;
- Crescimento de R\$ 124,6 milhões no EBITDA do segmento de Comercialização de Energia no 2T26, impulsionado principalmente pela melhor margem comercial com a realização do *book*;
- Início dos contratos regulados dos ativos de Geração a Óleo ao longo do 2S25, contribuindo com EBITDA de R\$ 59,1 milhões no 2T26, comparado ao EBITDA de -R\$ 30,6 milhões no 2T25;
- EBITDA da Mesa de Gás (*On-grid*) totaliza R\$ 88,7 milhões no 2T26, impulsionado pela estruturação de operações oportunísticas nos mercados de gás e GNL, aproveitando portfólio de contratos e arbitragens de preços em um ambiente dinâmico;
- Geração de caixa operacional recorde para um segundo trimestre e o segundo maior FCO da série histórica, impulsionado pelo resultado operacional dos ativos, atingindo R\$ 1.680 milhões no 2T26;
- Contratação de financiamento junto ao Banco do Nordeste no montante de R\$ 500,9 milhões para o projeto do 3º Trem do SSLNG, com taxa IPCA + 3,4907%, carência até jul/31 e amortização até jul/41, reforçando a estrutura de capital da Companhia;
- Alavancagem (Dívida Líquida/EBITDA 12 meses) em 3,2x ao final do 2T26, com espaço no balanço para absorver o crescimento contratado;
- Como eventos subsequentes ao trimestre, vale destacar:
  - Início dos Contratos de Reserva de Capacidade (CRCAP) das UTEs do Espírito Santo, adicionando receita fixa a partir do 2S26: (i) UTE LORM a partir de jul/26, com prazo de 15 anos e receita fixa anual de R\$ 201,2 milhões (data-base dez/25); e (ii) UTE LORM 1, Viana 1 e Povoação 1 a partir de ago/26, com prazo de 10 anos e receita fixa anual de R\$ 283,1 milhões (data-base jul/26);
  - Início da operação comercial da UTE Azulão I, primeiro ativo do Complexo Azulão, com 295 MW contratados no Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 por prazo de 15 anos, com receita fixa anual de R\$ 278,3 milhões (data-base: dez/25), adicionando resiliência e flexibilidade ao SIN;
  - Aprovação de Aumento de Capital de 7.341.755 ações de emissão da Eneva referente aos *earn-outs* negociados na compra das usinas no 4T24, relacionados ao êxito das recontrações das UTEs Viana 1 e Povoação 1. Adicionalmente, a Companhia aprovou o pagamento de cerca de R\$ 77,9 milhões em caixa relacionado ao *earn-out* de Linhares, associado à recontração da UTE LORM.

## PRINCIPAIS INDICADORES

| Consolidado (R\$ milhões)                      | 2T26           | 2T25           | Var. %        | 6M26           | 6M25           | Var. %       |
|------------------------------------------------|----------------|----------------|---------------|----------------|----------------|--------------|
| Receita Operacional Líquida                    | 3.975,8        | 3.514,0        | 13,1%         | 8.658,1        | 7.937,5        | 9,1%         |
| <b>EBITDA ICVM 527/12</b>                      | <b>1.238,7</b> | <b>1.668,3</b> | <b>-25,8%</b> | <b>2.929,3</b> | <b>3.196,1</b> | <b>-8,3%</b> |
| Margem EBITDA (%)                              | 31,2%          | 47,5%          | -16,3 p.p.    | 33,8%          | 40,3%          | -6,4 p.p.    |
| Resultado Líquido Eneva                        | 31,2           | 364,5          | -91,4%        | 553,9          | 748,9          | -26,0%       |
| Investimentos (Competência) <sup>1</sup>       | 1.590,2        | 1.589,2        | 0,1%          | 3.641,1        | 2.448,8        | 48,7%        |
| Fluxo de Caixa Operacional                     | 1.679,6        | 1.268,4        | 32,4%         | 3.192,0        | 2.286,7        | 39,6%        |
| Dívida Líquida (R\$ Bilhões) <sup>2</sup>      | 19,8           | 15,3           | 29,4%         | N/A            | N/A            | N/A          |
| Dívida Líquida/EBITDA últimos 12M <sup>3</sup> | 3,18x          | 2,71x          | 0,47x         | N/A            | N/A            | N/A          |

### Notas

<sup>1</sup> Desconsidera o CAPEX da UTE Pecém II, após a desconsolidação do ativo da Eneva ao final do 1T26, no âmbito do processo de venda. Para melhor comparabilidade, o CAPEX da UTE foi excluído dos demais períodos.

<sup>2</sup> O cálculo da dívida líquida considera o saldo de dívida bruta deduzido do saldo de caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários

<sup>3</sup> Considera EBITDA acumulado conforme ICVM 527/12 dos últimos 12 meses (LTM). No 2T25, considera também o resultado LTM 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

| Upstream                                             | 2T26 | 1T26 | 4T25  | 3T25  | 2T25 |
|------------------------------------------------------|------|------|-------|-------|------|
| <b>Parnaíba</b>                                      |      |      |       |       |      |
| Produção (Bi m³ de gás natural)                      | 0,42 | 0,45 | 0,63  | 0,63  | 0,31 |
| Reservas remanescentes (Bi m³ de gás natural)        | 37,1 | 37,5 | 37,9  | 35,0  | 35,7 |
| <b>Amazonas</b>                                      |      |      |       |       |      |
| Produção (Bi m³ de gás natural)                      | 0,05 | 0,06 | 0,06  | 0,06  | 0,06 |
| Reservas remanescentes (Bi m³ de gás natural)        | 9,5  | 9,5  | 9,6   | 9,6   | 9,7  |
| <b>Comercialização de Gás Off-Grid: SSLNG</b>        |      |      |       |       |      |
| <b>Parnaíba</b>                                      |      |      |       |       |      |
| Volume produzido (MM m³ de gás natural) <sup>4</sup> | 21,2 | 16,5 | 15,1  | 15,8  | 24,6 |
| Volume vendido (MM m³ de gás natural) <sup>5</sup>   | 29,6 | 35,8 | 37,8  | 36,6  | 35,7 |
| <b>Geração Térmica a Gás no Parnaíba</b>             |      |      |       |       |      |
| <b>UTE Parnaíba I</b>                                |      |      |       |       |      |
| Disponibilidade (%)                                  | 99%  | 99%  | 97%   | 100%  | 97%  |
| Despacho (%)                                         | 56%  | 43%  | 84%   | 78%   | 32%  |
| Geração Líquida (GWh)                                | 786  | 598  | 1.114 | 1.070 | 455  |
| Geração Bruta (GWh)                                  | 828  | 628  | 1.161 | 1.114 | 473  |
| <b>UTE Parnaíba II</b>                               |      |      |       |       |      |
| Disponibilidade (%)                                  | 44%  | 94%  | 96%   | 100%  | 99%  |
| Despacho (%) <sup>6</sup>                            | 31%  | 85%  | 97%   | 91%   | 52%  |
| Geração Líquida (GWh)                                | 327  | 904  | 997   | 989   | 553  |
| Geração Bruta (GWh)                                  | 348  | 953  | 1.044 | 1.036 | 582  |
| <b>UTE Parnaíba III e Parnaíba VI</b>                |      |      |       |       |      |
| Disponibilidade (%)                                  | 92%  | 98%  | 95%   | 100%  | 93%  |
| Despacho (%)                                         | 46%  | 52%  | 62%   | 81%   | 32%  |
| Geração Líquida (GWh)                                | 255  | 284  | 346   | 460   | 180  |
| Geração Bruta (GWh)                                  | 270  | 300  | 364   | 483   | 191  |
| <b>UTE Parnaíba IV</b>                               |      |      |       |       |      |
| Disponibilidade (%)                                  | 100% | 96%  | 100%  | 100%  | 100% |
| Despacho (%)                                         | 27%  | 7%   | 2%    | 26%   | 11%  |
| Geração Líquida (GWh)                                | 32   | 8    | 2     | 31    | 14   |
| Geração Bruta (GWh)                                  | 33   | 9    | 2     | 32    | 14   |

#### Notas

<sup>4</sup> 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.

<sup>5</sup> O volume total vendido poderá ser diferente do volume produzido devido a eventuais cláusulas de take-or-pay, refletindo os valores mínimos contratuais.

<sup>6</sup> 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.

| Geração Térmica a Gás no Parnaíba                          | 2T26  | 1T26  | 4T25  | 3T25  | 2T25  |
|------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| <b>UTE Parnaíba V</b>                                      |       |       |       |       |       |
| Disponibilidade (%)                                        | 99%   | 45%   | 60%   | 60%   | 55%   |
| Despacho (%)                                               | 59%   | 30%   | 54%   | 46%   | 6%    |
| Geração Líquida (GWh)                                      | 439   | 220   | 388   | 341   | 39    |
| Geração Bruta (GWh)                                        | 468   | 236   | 418   | 367   | 43    |
| Geração Térmica a Gás em Roraima                           | 2T26  | 1T26  | 4T25  | 3T25  | 2T25  |
| <b>UTE Jaguaritica II</b>                                  |       |       |       |       |       |
| Disponibilidade (%)                                        | 100%  | 98%   | 96%   | 100%  | 100%  |
| Despacho (%)                                               | 60%   | 80%   | 71%   | 78%   | 76%   |
| Geração Líquida (GWh)                                      | 157   | 208   | 196   | 207   | 201   |
| Geração Bruta (GWh)                                        | 166   | 217   | 205   | 217   | 209   |
| Geração a Gás – Combustível de Terceiros                   | 2T26  | 1T26  | 4T25  | 3T25  | 2T25  |
| <b>UTE Porto de Sergipe I (Hub Sergipe)</b>                |       |       |       |       |       |
| Disponibilidade (%)                                        | 97%   | 98%   | 95%   | 88%   | 84%   |
| Despacho (%)                                               | 0%    | 27%   | 52%   | 1%    | 0%    |
| Geração Líquida (GWh)                                      | 2     | 894   | 1.682 | 43    | 4     |
| Geração Bruta (GWh)                                        | 2     | 938   | 1.756 | 46    | 5     |
| <b>UTES Viana 1, Povoação 1, LORM e LORM 1<sup>7</sup></b> |       |       |       |       |       |
| Disponibilidade (%)                                        | N/A   | 94%   | 99%   | 100%  | 100%  |
| Despacho (%)                                               | 1%    | 0%    | 45%   | 1%    | 1%    |
| Geração Líquida (GWh)                                      | 1     | 2     | 347   | 7     | 14    |
| Geração Bruta (GWh)                                        | 1     | 2     | 349   | 7     | 15    |
| Geração Térmica a Carvão <sup>8</sup>                      | 2T26  | 1T26  | 4T25  | 3T25  | 2T25  |
| <b>UTE Itaqui</b>                                          |       |       |       |       |       |
| Disponibilidade (%)                                        | 28%   | 70%   | 94%   | 96%   | 99%   |
| Despacho (%)                                               | 2%    | 19%   | 57%   | 32%   | 0%    |
| Geração Líquida (GWh)                                      | 15    | 126   | 369   | 226   | 0     |
| Geração Bruta (GWh)                                        | 17    | 144   | 418   | 256   | 0     |
| Estoque Total de Carvão - Início de Período (Mil ton)      | 129,0 | 97,8  | 52,7  | 153,8 | 153,9 |
| Estoque Total de Carvão - Final de Período (Mil ton)       | 121,7 | 129,0 | 97,8  | 52,7  | 153,8 |
| Geração Térmica a Óleo <sup>9</sup>                        | 2T26  | 1T26  | 4T25  | 3T25  | 2T25  |
| <b>UTES Viana e Geramar I e II</b>                         |       |       |       |       |       |
| Disponibilidade (%)                                        | 100%  | 100%  | 100%  | 99%   | 100%  |
| Despacho (%)                                               | 0%    | 0%    | 0%    | 0%    | 0%    |
| Geração Líquida (GWh)                                      | 0     | 1     | 0     | 0     | 0     |
| Geração Bruta (GWh)                                        | 0     | 1     | 0     | 0     | 0     |

**Notas**

<sup>7</sup> Os números históricos de 2025 consideram os contratos regulados do CEEAR da UTE LORM e do PCS Viana 1, encerrados em 31/12/2025 e os contratos do PCS Povoação 1 e LORM 1, encerrados em 10/01/2026.

<sup>8</sup> A partir do 2T26, com a desconsolidação de Pecém II da Eneva S.A. em função do processo de venda em andamento, a referida usina foi retirada da abertura do segmento de Geração Térmica a Carvão no Release Operacional, para promover maior comparabilidade do desempenho entre os períodos. Para visualizar os dados operacionais individuais da referida usina históricos até o 1T26, acesse a Planilha de Dados Operacionais Trimestrais, disponibilizada em <https://ri.eneva.com.br/informacoes-financeiras/planilhas-interativas/>.

<sup>9</sup> 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/>.

| Geração Solar                                   | 2T26       | 1T26 | 4T25 | 3T25 | 2T25 |
|-------------------------------------------------|------------|------|------|------|------|
| <b>Complexo Solar Futura 1</b>                  |            |      |      |      |      |
| Disponibilidade (%)                             | <b>99%</b> | 98%  | 98%  | 98%  | 98%  |
| Fator de Capacidade (%) <sup>10,11</sup>        | <b>26%</b> | 28%  | 32%  | 32%  | 28%  |
| Geração Frustrada por Restrição (GWh)           | <b>-87</b> | -58  | -131 | -173 | -69  |
| Geração Bruta pós Restrição (GWh) <sup>11</sup> | <b>306</b> | 351  | 350  | 311  | 351  |
| Geração Líquida (GWh)                           | <b>294</b> | 340  | 338  | 301  | 338  |

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

<sup>10</sup> 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).

<sup>11</sup> Os dados de Geração Bruta pós Restrição e de Fator de Capacidade referentes aos trimestres de 2025 foram revisados retroativamente para considerar também os volumes de geração destinados ao consumo interno.

# DESEMPENHO FINANCEIRO

| Consolidado                                  | 2T26      | 2T25      | %      | 6M26      | 6M25      | %      |
|----------------------------------------------|-----------|-----------|--------|-----------|-----------|--------|
| (R\$ Milhões)                                |           |           |        |           |           |        |
| Receita Operacional Líquida                  | 3.975,8   | 3.514,0   | 13,1%  | 8.658,1   | 7.937,5   | 9,1%   |
| Custos Operacionais                          | (2.471,0) | (1.747,1) | 41,4%  | (5.680,0) | (4.532,2) | 25,3%  |
| Despesas Operacionais                        | (191,9)   | (195,9)   | -2,0%  | (389,1)   | (362,7)   | 7,3%   |
| SG&A                                         | (173,2)   | (117,9)   | 46,9%  | (308,1)   | (244,8)   | 25,9%  |
| SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)              | (94,9)    | (26,1)    | 262,9% | (122,3)   | (49,9)    | 145,1% |
| Demais despesas                              | (78,3)    | (91,7)    | -14,6% | (185,9)   | (194,9)   | -4,7%  |
| Despesas com Exploração, G&G                 | (18,7)    | (78,0)    | -76,0% | (81,0)    | (117,9)   | -31,3% |
| Poços secos e PCLD                           | -         | (29,6)    | N/A    | (43,8)    | (30,7)    | 42,6%  |
| Custos com Depreciação e Amortização         | (360,7)   | (428,4)   | -15,8% | (799,6)   | (745,3)   | 7,3%   |
| Despesas com Depreciação e Amortização       | (126,2)   | (233,4)   | -45,9% | (250,7)   | (471,4)   | -46,8% |
| Mais-Valias, Menos-Valias e Ágio             | (95,2)    | (222,7)   | -57,2% | (13,3)    | (446,8)   | -97,0% |
| Outras Receitas/Despesas                     | (73,9)    | 96,5      | N/A    | 340,7     | 152,3     | 123,7% |
| Equivalência Patrimonial                     | (0,3)     | 0,8       | N/A    | (0,4)     | 1,2       | N/A    |
| EBITDA ICVM 527/12                           | 1.238,7   | 1.668,3   | -25,8% | 2.929,3   | 3.196,1   | -8,3%  |
| Resultado Financeiro Líquido                 | (636,9)   | (251,8)   | 152,9% | (1.068,6) | (505,1)   | 111,6% |
| EBT                                          | 115,0     | 754,8     | -84,8% | 810,4     | 1.474,3   | -45,0% |
| Impostos Correntes                           | (54,6)    | (36,8)    | 48,3%  | (102,4)   | (105,1)   | -2,5%  |
| Impostos Diferidos                           | 102,6     | (232,0)   | N/A    | 90,7      | (414,4)   | N/A    |
| Resultado Líquido do Período                 | 163,0     | 485,9     | -66,5% | 798,7     | 954,8     | -16,3% |
| Resultado Líquido Participações Minoritárias | 131,8     | 121,5     | 8,5%   | 244,8     | 205,9     | 18,8%  |
| Resultado Líquido Eneva                      | 31,2      | 364,5     | -91,4% | 553,9     | 748,9     | -26,0% |

A Eneva encerrou o 2T26 com EBITDA Consolidado de R\$ 1.238,7 milhões, -25,8% frente ao mesmo período de 2025, reflexo, principalmente, do encerramento dos contratos regulados do Procedimento Competitivo Simplificado de 2021 ("PCS 2021") e da desconsolidação do resultado da UTE Pecém II, no âmbito do processo de venda do ativo. Em contrapartida, a variação negativa foi parcialmente mitigada pelo maior despacho no mérito das usinas do Complexo Parnaíba, melhor resultado do *Upstream*, com o encerramento da campanha sísmica vigente em 2025, pelo aumento da margem de comercialização de energia, e pela melhoria da margem fixa dos ativos térmicos.

Os principais destaques que impulsionaram o EBITDA Consolidado no 2T26 em comparação ao 2T25 foram:

- Crescimento de R\$ 124,6 milhões no EBITDA do segmento de Comercialização de Energia, refletindo a melhor margem comercial no período;
- Aumento de R\$ 89,8 milhões no EBITDA das usinas a óleo, cujos contratos regulados do LRCAP 2021 foram antecipados para ago/25 (para a UTE Viana), e para out/25 (para as UTEs Geramar I e II), em contraste com o 2T25, quando as usinas ainda estavam sem contratos vigentes; e
- Incremento de R\$ 123,6 milhões no EBITDA dos segmentos *Upstream* e das UTEs da Geração a Gás - Complexo Parnaíba, impulsionado pelo aumento da margem fixa com os reajustes contratuais e pela margem variável da geração proveniente do maior despacho regulatório.

Por outro lado, a dinâmica positiva do EBITDA no 2T26 foi compensada sobretudo pelos efeitos a seguir:

- Redução de R\$ 483,9 milhões no EBITDA do segmento de Geração a Gás de Terceiros, refletindo o encerramento dos contratos regulados das UTEs a gás do ES entre dez/25 e jan/26 até o início dos novos contratos regulados no 3T26;
- A desconsolidação de Pecém II da Eneva S.A ao final do 1T26, com impacto de R\$ 75,0 milhões na comparação YoY;
- Contabilização de despesa não caixa de R\$ 127,7 milhões no segmento *Holding* no 2T26, também relacionado à venda de Pecém II, referente à atualização do valor justo de ativo disponível para venda<sup>12</sup>; e

## Notas

<sup>12</sup> O impacto contábil representa a contabilização da diferença entre o valor reconhecido como investimento para ativo mantido para venda no balanço patrimonial da *Holding* e o valor de venda definido de Pecém II.

- Crescimento de R\$ 68,7 milhões nas despesas referentes a Incentivos de Longo Prazo (ILPs) da Companhia, decorrente dos encargos incidentes sobre a maturação de determinados planos, bem como do maior volume financeiro de provisões associado aos planos outorgados em 2026, em um cenário de valorização das ações da Companhia.

As rubricas de Depreciação e Amortização ("D&A"), considerando custos e despesas, totalizaram -R\$ 486,9 milhões no 2T26, uma redução expressiva de R\$ 174,9 milhões na comparação com o mesmo período de 2025. A variação reflete, essencialmente, dois efeitos: (i) a desconsolidação da UTE Pecém II, com impacto de R\$ 65,9 milhões; e (ii) a redução da curva de depreciação da mais-valia de Linhares, Tevisa e Povoação a partir de dezembro de 2025, com o encerramento dos contratos do PCS, responsável por uma redução de R\$ 124,5 milhões na comparação anual.

O resultado financeiro líquido totalizou -R\$ 636,9 milhões no 2T26, uma piora de R\$ 385,1 milhões em relação ao mesmo período de 2025. A variação decorre, sobretudo, de dois efeitos contábeis não-caixa: (i) menor impacto de variação cambial sobre arrendamento do FSRU refletindo a menor apreciação do Real no 2T26 comparada ao 2T25 e a implementação da política de *hedge accounting* a partir do 4T25, resultando em -R\$ 197,0 milhões na conta de variação cambial entre os períodos; e (ii) o maior resultado positivo da marcação a mercado dos *swaps* de dívida da Companhia no 2T25 comparado ao 2T26, com variação de -R\$124,7 milhões no período comparativo.

No 2T26, o total de tributos correntes e diferidos foi de R\$ 48,0 milhões, uma melhora de 316,8 milhões na comparação com o mesmo período de 2025. O resultado é explicado, majoritariamente, pela redução de R\$ 334,6 milhões da rubrica de tributos diferidos, refletindo principalmente o maior reconhecimento de créditos tributários diferidos no 2T26, impulsionado pelo melhor aproveitamento fiscal da controladora, pelo menor resultado de variação cambial sobre o contrato de arrendamento do FSRU, e pela provisão de valor justo constituída sobre a baixa parcial do ativo mantido para venda da subsidiária Pecém II.

Diante dos efeitos apresentados acima, o lucro líquido da Eneva no 2T26 totalizou R\$ 31,2 milhões, frente a R\$ 364,5 milhões no 2T25.

## FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

| Fluxo de Caixa Livre                                           | 2T26             | 2T25             | Var. Abs.        | 6M26             | 6M25             | Var.             |
|----------------------------------------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| (R\$ Milhões)                                                  |                  |                  |                  |                  |                  |                  |
| <b>Posição de Caixa Início de Período<sup>13</sup></b>         | <b>3.502,3</b>   | <b>4.765,8</b>   | <b>(1.263,5)</b> | <b>2.650,9</b>   | <b>3.866,3</b>   | <b>(1.215,4)</b> |
| <b>(+) Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais (FCO)</b>     | <b>1.679,6</b>   | <b>1.300,9</b>   | <b>378,7</b>     | <b>3.192,0</b>   | <b>2.319,1</b>   | <b>872,9</b>     |
| EBITDA ICVM 527/12                                             | 1.238,7          | 1.668,3          | (429,6)          | 2.929,3          | 3.196,1          | (266,8)          |
| Ajuste Efeito Contábil - Atualização Ativo Mantido para Venda  | 127,7            | -                | 127,7            | 127,7            | -                | 127,7            |
| Var. Capital de Giro                                           | 172,2            | (177,8)          | 350,0            | 88,7             | (575,4)          | 664,1            |
| Imposto de Renda e Contribuição Social                         | (31,2)           | (34,6)           | 3,4              | (95,1)           | (133,5)          | 38,4             |
| Var. Outros ativos e Passivos                                  | 172,1            | (155,1)          | 327,2            | 141,3            | (168,1)          | 309,4            |
| <b>(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento (FCI)</b>  | <b>(1.768,8)</b> | <b>(1.471,8)</b> | <b>(296,9)</b>   | <b>(3.740,8)</b> | <b>(2.388,2)</b> | <b>(1.352,5)</b> |
| <b>(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento (FCF)</b> | <b>(876,2)</b>   | <b>(739,0)</b>   | <b>(137,2)</b>   | <b>434,8</b>     | <b>58,6</b>      | <b>376,2</b>     |
| Captações/Desembolsos Dívida                                   | 103,5            | 5,4              | 98,1             | 2.503,5          | 1.799,3          | 704,2            |
| Amortização de Principal <sup>14</sup>                         | (88,5)           | (223,5)          | 135,0            | (257,6)          | (457,4)          | 199,8            |
| Amortização de Juros <sup>14</sup>                             | (392,8)          | (348,8)          | (43,9)           | (798,5)          | (733,0)          | (65,5)           |
| Arrendamento Mercantil                                         | (105,0)          | (98,4)           | (6,6)            | (207,6)          | (203,1)          | (4,5)            |
| Outros                                                         | (393,5)          | (73,6)           | (319,9)          | (805,0)          | (347,1)          | (457,9)          |
| <b>(=) Geração de Caixa Total</b>                              | <b>(965,4)</b>   | <b>(910,0)</b>   | <b>(55,4)</b>    | <b>(114,0)</b>   | <b>(10,5)</b>    | <b>(103,5)</b>   |
| <b>Posição de Caixa Final de Período<sup>13</sup></b>          | <b>2.536,9</b>   | <b>3.855,8</b>   | <b>(1.318,9)</b> | <b>2.536,9</b>   | <b>3.855,8</b>   | <b>(1.318,9)</b> |

O fluxo de caixa operacional ("FCO") totalizou R\$ 1.679,6 milhões no 2T26, impulsionado pelo resultado operacional do trimestre e pelos seguintes efeitos positivos:

- Variação de Capital de Giro positiva em R\$ 172,2 milhões, refletindo a combinação de diferentes efeitos, com destaque para R\$ 109,5 milhões em rendimentos de aplicações financeiras e valor positivo de R\$ 59,1 milhões como contrapartida para o valor não-caixa negativo reconhecido em EBITDA referente à marcação a mercado do valor dos contratos de comercialização de energia;
- Valor positivo de R\$ 127,7 milhões como contrapartida contábil ao valor negativo não-caixa reconhecido em EBITDA referente à atualização do valor justo do ativo disponível para venda de Pecém II no 2T26; e
- Variação de Outros Ativos e Passivos com impacto de R\$ 172,1 milhões no fluxo, principalmente como resultado do recebimento de valores anteriormente provisionados no âmbito da otimização de cargas de GNL com a QET Energy e da liberação de valores de conta garantia com a CCEE.

O fluxo de caixa de atividades de investimento ("FCI") apresentou saída de caixa total de R\$ 1.768,8 milhões no 2T26, direcionados principalmente aos projetos em construção da Companhia, com destaque para os projetos contratados no LRCAP 2026, ao projeto Azulão 950, a construção do terceiro trem da planta de liquefação no Complexo e o desenvolvimento dos campos no Parnaíba e no Amazonas.

O fluxo de caixa de financiamento ("FCF") totalizou saída líquida de caixa de R\$ 876,2 milhões no 2T26, como resultado de:

- Amortizações de principal e pagamento de juros e constituição de depósitos vinculados referentes aos financiamentos da Companhia, no total de R\$ 481,3 milhões, seguindo os cronogramas de pagamento previstos;
- -R\$ 393,5 milhões na linha de "Outros", principalmente, para (i) pagamentos de R\$ 256,0 milhões em principal e juros relacionados à antecipação parcial de recebíveis das UTEs Itaqui e 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\$ 127,1 milhões em dividendos semestrais pagos ao Itaú Unibanco S.A. referentes à participação nas ações preferenciais da Eneva Participações III S.A.;
- R\$ 105,0 milhões em arrendamento mercantil, sendo R\$ 75,1 milhões referentes às operações do Hub Sergipe; e
- O fluxo foi parcialmente mitigado por captações no total de R\$ 103,5 milhões, sendo principalmente relativos ao financiamento junto ao BB/FDA, com recursos destinados aos compromissos assumidos no Projeto Azulão 950.

Como resultado, a Eneva encerrou o 2T26 com saldo de caixa livre consolidado de R\$ 2.536,9 milhões.

### Notas

<sup>13</sup> Inclui caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários.

<sup>14</sup> 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 Parnaíba <sup>15</sup>  | 2T26           | 2T25           | %                | 6M26             | 6M25           | %                |
|---------------------------------------|----------------|----------------|------------------|------------------|----------------|------------------|
| (R\$ Milhões)                         |                |                |                  |                  |                |                  |
| <b>Receita Operacional Bruta</b>      | <b>970,4</b>   | <b>793,7</b>   | <b>22,3%</b>     | <b>1.947,3</b>   | <b>1.411,9</b> | <b>37,9%</b>     |
| <b>Receita Fixa</b>                   | <b>569,4</b>   | <b>545,4</b>   | <b>4,4%</b>      | <b>1.144,0</b>   | <b>1.092,0</b> | <b>4,8%</b>      |
| <b>Receita Variável</b>               | <b>401,0</b>   | <b>248,3</b>   | <b>61,5%</b>     | <b>803,4</b>     | <b>319,8</b>   | <b>151,2%</b>    |
| Contratual                            | 285,1          | 126,3          | 125,8%           | 618,5            | 126,6          | 388,6%           |
| Mercado de curto prazo                | 115,9          | 122,0          | -5,0%            | 184,8            | 193,3          | -4,4%            |
| Exportação                            | 52,9           | 18,7           | 183,5%           | 52,9             | 61,8           | -14,4%           |
| Trading                               | 10,0           | 30,0           | -66,8%           | 9,3              | 36,8           | -74,8%           |
| Lastro (FID)                          | -              | (6,1)          | N/A              | -                | 5,8            | N/A              |
| Outros                                | 53,1           | 79,4           | -33,2%           | 122,7            | 88,9           | 38,0%            |
| <b>Deduções sobre a Receita Bruta</b> | <b>(109,6)</b> | <b>(82,0)</b>  | <b>33,7%</b>     | <b>(207,6)</b>   | <b>(157,1)</b> | <b>32,2%</b>     |
| Devolução de Receita Fixa             | (12,4)         | (2,3)          | 447,5%           | (12,4)           | (15,3)         | -18,9%           |
| <b>Receita Operacional Líquida</b>    | <b>860,7</b>   | <b>711,7</b>   | <b>20,9%</b>     | <b>1.739,7</b>   | <b>1.254,8</b> | <b>38,6%</b>     |
| <b>Custos Operacionais</b>            | <b>(566,7)</b> | <b>(437,8)</b> | <b>29,4%</b>     | <b>(1.184,1)</b> | <b>(775,1)</b> | <b>52,8%</b>     |
| <b>Custo Fixo</b>                     | <b>(171,6)</b> | <b>(159,2)</b> | <b>7,8%</b>      | <b>(339,7)</b>   | <b>(315,4)</b> | <b>7,7%</b>      |
| Transmissão e encargos regulatórios   | (63,8)         | (55,9)         | 14,2%            | (127,6)          | (111,6)        | 14,4%            |
| O&M                                   | (41,3)         | (33,9)         | 21,6%            | (76,2)           | (65,0)         | 17,1%            |
| Arrendamento fixo UTG                 | (66,5)         | (69,4)         | -4,1%            | (135,9)          | (138,8)        | -2,1%            |
| <b>Custo Variável</b>                 | <b>(323,7)</b> | <b>(217,2)</b> | <b>49,1%</b>     | <b>(701,3)</b>   | <b>(341,0)</b> | <b>105,7%</b>    |
| Gás Natural                           | (176,9)        | (120,2)        | 47,2%            | (365,7)          | (178,6)        | 104,8%           |
| Distribuidora                         | (13,8)         | (10,0)         | 38,5%            | (28,1)           | (13,4)         | 110,5%           |
| Arrendamento variável UTG             | (13,5)         | (17,2)         | -21,3%           | (90,6)           | (23,0)         | 293,9%           |
| Trading <sup>16</sup>                 | (25,4)         | (45,7)         | -44,5%           | (48,8)           | (49,3)         | -1,1%            |
| Lastro (FID) / Ressarcimento          | (89,4)         | (22,5)         | 297,5%           | (160,8)          | (74,4)         | 116,2%           |
| Outros                                | (4,8)          | (1,8)          | 170,9%           | (7,4)            | (2,4)          | 211,1%           |
| <b>Depreciação e amortização</b>      | <b>(71,4)</b>  | <b>(61,5)</b>  | <b>16,1%</b>     | <b>(143,0)</b>   | <b>(118,7)</b> | <b>20,5%</b>     |
| <b>Despesas Operacionais</b>          | <b>(7,8)</b>   | <b>(8,0)</b>   | <b>-2,5%</b>     | <b>(16,8)</b>    | <b>(16,3)</b>  | <b>2,8%</b>      |
| SG&A                                  | (7,3)          | (7,7)          | -4,9%            | (15,9)           | (15,8)         | 0,6%             |
| Depreciação e amortização             | (0,4)          | (0,3)          | 65,7%            | (0,9)            | (0,5)          | 67,4%            |
| <b>Outras Receitas/Despesas</b>       | <b>(4,8)</b>   | <b>(1,8)</b>   | <b>172,5%</b>    | <b>(7,4)</b>     | <b>(2,4)</b>   | <b>213,6%</b>    |
| <b>EBITDA ICVM 527/12</b>             | <b>353,3</b>   | <b>325,9</b>   | <b>8,4%</b>      | <b>675,3</b>     | <b>580,2</b>   | <b>16,4%</b>     |
| <b>Margem EBITDA (%)</b>              | <b>41,0%</b>   | <b>45,8%</b>   | <b>-4,7 p.p.</b> | <b>38,8%</b>     | <b>46,2%</b>   | <b>-7,4 p.p.</b> |

As receitas fixas do Complexo Parnaíba apresentaram crescimento de 4,4% no 2T26 em relação ao 2T25, reflexo, principalmente, da antecipação do CRCAP da UTE Parnaíba IV, antecipado para out/25, e do reajuste contratual aplicado em nov/25 às demais usinas do Complexo.

Os custos fixos totalizaram R\$ 171,6 milhões no 2T26, um aumento de 7,8% versus o 2T25, decorrente de dois fatores principais:

- (i) o reajuste nas despesas com TUST ocorrido no 3T25, impactado pela intensificação do sinal locacional na tarifa de transmissão; e
- (ii) aumento dos custos com O&M em função de um descasamento temporal na contabilização da provisão de Bônus/PLR no 2T25, reduzindo o montante de custos daquele período.

#### Notas

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

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

Como resultado, a margem fixa das usinas do Complexo Parnaíba totalizou R\$ 340,8 milhões no 2T26, um crescimento de R\$ 9,3 milhões em relação ao 2T25. Esse desempenho equivale a uma margem EBITDA fixa de 66,5% no período, evidenciando a capacidade de geração de valor estrutural das usinas do Complexo.

A receita variável, por sua vez, somou R\$ 401,0 milhões no período, um crescimento de R\$ 152,7 milhões em relação ao 2T25, resultado da combinação dos efeitos detalhados a seguir:

- + R\$ 158,8 milhões nas receitas contratuais do ACR, acompanhando o maior despacho por mérito ao longo do 2T26;
- + R\$ 34,2 milhões nas receitas de exportação de energia no 2T26, refletindo o maior volume exportado;
- - R\$ 26,4 milhões de receitas de energia no mercado de curto prazo, refletindo tanto a energia gerada por inflexibilidade nos eventos de modulação de carga liquidada a PLD horário, quanto o volume gerado para cumprir contratos bilaterais de comercialização de energia com preços predefinidos;
- - R\$ 14,0 milhões nas receitas com *trading* de energia e lastro (FID) em relação ao 2T25.

Os custos variáveis somaram R\$ 323,7 milhões no 2T26, aumento de R\$ 106,5 milhões frente ao 2T25, sobretudo em função de:

- Aumento de R\$ 56,7 milhões em gás natural, distribuidora e outros custos de geração, com a maior energia gerada;
- Crescimento de R\$ 66,9 milhões em compras de energia, decorrente: (i) da indisponibilidade da UTE Parnaíba II durante sua *major overhaul*, com contrapartida de receita variável contratual (ACR) em cerca de R\$ 32,0 milhões; (ii) da contabilização retroativa de R\$ 26,7 milhões em custos de indisponibilidades registradas na UTE Parnaíba V no 4T25; e
- Redução de R\$ 20,3 milhões nos custos com as operações de *trading* estruturadas com a comercializadora de energia.

Vale observar que, na visão consolidada, os custos de consumo de gás e do arrendamento variável são eliminados, por serem operações *intercompany*.

Com isso, a margem variável total das usinas do Complexo Parnaíba somou R\$ 24,7 milhões no 2T26, melhoria expressiva frente aos R\$ 3,9 milhões registrados no 2T25. A margem variável de geração, que reflete exclusivamente a atividade operacional do Complexo, desconsiderando apenas efeitos de *trading* de energia, avançou de R\$ 18,2/MWh no 2T25 para R\$ 22,3/MWh no 2T26.

Como resultado dos efeitos mencionados acima, o EBITDA do Complexo Parnaíba alcançou R\$ 353,3 milhões no 2T26, um crescimento de R\$ 27,4 milhões frente ao mesmo período do ano anterior, suportado pelo maior volume de despacho, com margens variáveis positivas, e pela ampliação da margem fixa do segmento, dado o reajuste das receitas fixas contratuais.

Já a rubrica de "Depreciação/Amortização" registrou crescimento de R\$ 10,1 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 Jaguaririca 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 Jaguaririca II <sup>17</sup> | 2T26           | 2T25           | %               | 6M26           | 6M25           | %                |
|----------------------------------------|----------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|------------------|
| (R\$ Milhões)                          |                |                |                 |                |                |                  |
| <b>Receita Operacional Bruta</b>       | <b>200,6</b>   | <b>203,9</b>   | <b>-1,6%</b>    | <b>415,9</b>   | <b>410,4</b>   | <b>1,4%</b>      |
| <b>Receita Fixa</b>                    | <b>155,2</b>   | <b>148,3</b>   | <b>4,7%</b>     | <b>310,4</b>   | <b>296,6</b>   | <b>4,7%</b>      |
| <b>Receita Variável</b>                | <b>45,4</b>    | <b>55,6</b>    | <b>-18,4%</b>   | <b>105,5</b>   | <b>113,8</b>   | <b>-7,3%</b>     |
| Contratual                             | 45,4           | 55,6           | -18,4%          | 105,5          | 113,8          | -7,3%            |
| <b>Deduções sobre a Receita Bruta</b>  | <b>(8,8)</b>   | <b>(11,0)</b>  | <b>-19,8%</b>   | <b>(22,4)</b>  | <b>(22,2)</b>  | <b>0,9%</b>      |
| Indisponibilidade (Ressarcimento)      | 0,6            | (1,4)          | N/A             | (2,9)          | (3,0)          | -3,0%            |
| <b>Receita Operacional Líquida</b>     | <b>191,8</b>   | <b>192,9</b>   | <b>-0,6%</b>    | <b>393,6</b>   | <b>388,2</b>   | <b>1,4%</b>      |
| <b>Custos Operacionais</b>             | <b>(100,1)</b> | <b>(110,3)</b> | <b>-9,3%</b>    | <b>(213,2)</b> | <b>(211,4)</b> | <b>0,9%</b>      |
| <b>Custo Fixo</b>                      | <b>(28,9)</b>  | <b>(28,9)</b>  | <b>0,0%</b>     | <b>(57,8)</b>  | <b>(57,3)</b>  | <b>0,9%</b>      |
| Transmissão e encargos regulatórios    | (3,8)          | (0,9)          | 312,8%          | (7,6)          | (1,6)          | 391,2%           |
| O&M                                    | (25,0)         | (27,9)         | -10,4%          | (50,2)         | (55,7)         | -10,0%           |
| <b>Custo Variável</b>                  | <b>(29,5)</b>  | <b>(44,8)</b>  | <b>-34,1%</b>   | <b>(72,4)</b>  | <b>(82,1)</b>  | <b>-11,8%</b>    |
| Gás Natural                            | (12,6)         | (15,5)         | -18,8%          | (30,5)         | (30,3)         | 0,6%             |
| Transporte                             | (12,3)         | (16,7)         | -26,4%          | (28,4)         | (34,6)         | -17,8%           |
| Outros                                 | (4,6)          | (12,5)         | -63,4%          | (13,5)         | (17,1)         | -21,5%           |
| <b>Depreciação e Amortização</b>       | <b>(41,7)</b>  | <b>(36,6)</b>  | <b>13,9%</b>    | <b>(83,0)</b>  | <b>(72,0)</b>  | <b>15,3%</b>     |
| <b>Despesas Operacionais</b>           | <b>(4,9)</b>   | <b>(4,9)</b>   | <b>-0,8%</b>    | <b>(9,3)</b>   | <b>(10,4)</b>  | <b>-10,0%</b>    |
| SG&A                                   | (4,8)          | (4,9)          | -2,6%           | (9,1)          | (10,4)         | -11,8%           |
| Depreciação e Amortização              | (0,1)          | (0,0)          | N/A             | (0,2)          | (0,0)          | N/A              |
| <b>Outras Receitas/Despesas</b>        | <b>(6,5)</b>   | <b>(0,1)</b>   | <b>N/A</b>      | <b>249,3</b>   | <b>(0,3)</b>   | <b>N/A</b>       |
| <b>EBITDA ICVM 527/12</b>              | <b>122,1</b>   | <b>114,2</b>   | <b>7,0%</b>     | <b>503,5</b>   | <b>238,2</b>   | <b>111,4%</b>    |
| <b>Margem EBITDA (%)</b>               | <b>63,7%</b>   | <b>59,2%</b>   | <b>4,5 p.p.</b> | <b>127,9%</b>  | <b>61,4%</b>   | <b>66,6 p.p.</b> |

No 2T26, a receita líquida da UTE Jaguaririca II totalizou R\$ 191,8 milhões, redução de -0,6% em relação ao 2T25. Esse desempenho é resultado, principalmente, dos seguintes efeitos compensatórios:

- Aumento de R\$ 6,9 milhões de receita fixa na comparação entre os períodos, refletindo o reajuste contratual pelo IPCA, efetivado em nov/25; e
- Queda de R\$ 10,2 milhões das receitas variáveis, reflexo do menor nível de despacho observado ao longo do trimestre, em um contexto de menor demanda por energia no período (60% vs. 76% no 2T25).

Os custos operacionais do segmento, excluindo depreciação e amortização, totalizaram -R\$ 58,4 milhões no 2T26, melhora de R\$ 15,3 milhões (-20,8% vs. 2T25) na comparação entre os períodos, explicada pela redução dos custos variáveis associados à geração da usina, em linha com o menor nível de despacho apresentado no trimestre.

Por sua vez, os custos fixos do período permaneceram estáveis na comparação entre os períodos.

Com isso, a margem fixa do segmento atingiu R\$ 119,5 milhões no 2T26, equivalente a uma margem fixa de 80,6%, apresentando crescimento de R\$ 8,1 milhões na comparação anual, reforçando a capacidade de geração de valor do ativo. Já a margem variável encerrou o 2T26 em R\$ 13,8 milhões (ou R\$ 88,3/MWh), com aumento de R\$ 6,1 milhões em relação ao 2T25, período no qual a margem variável foi de R\$ 7,8 milhões (ou R\$ 38,6/MWh).

No 2T26, a rubrica de “Outras Receitas/Despesas” totalizou -R\$ 6,5 milhões, explicada principalmente por custos com honorários advocatícios relacionados ao êxito do acordo celebrado em fev/26 com fornecedores de serviços de construção e montagem de

### Notas

<sup>17</sup> Os resultados do segmento são considerados na atividade de “Térmicas a Gás” nos valores contábeis divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais.

usinas termelétricas relacionados a contingências passadas, conforme divulgado em Comunicado ao Mercado pela Companhia e com impacto positivo no resultado do 1T26.

A combinação dos efeitos explicados acima culminou no crescimento de 7,0% do EBITDA, totalizando R\$ 122,1 milhões no 2T26 frente aos R\$ 114,2 milhões registrados no 2T25.

Por fim, vale observar que a rubrica de Depreciação e Amortização contabilizou -R\$ 41,7 milhões no 2T26, aumento de 13,9% frente ao montante registrado no 2T25, em função do aumento da base depreciable entre os períodos.

## ► 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 consolidados na Eneva S.A.. No entanto, estes resultados são apresentados separadamente nessa seção, visando facilitar a análise de desempenho do segmento.

| DRE – Hub Sergipe                   | 2T26    | 2T25    | %          | 6M26      | 6M25      | %         |
|-------------------------------------|---------|---------|------------|-----------|-----------|-----------|
| (R\$ Milhões)                       |         |         |            |           |           |           |
| Receita Operacional Bruta           | 1.104,1 | 755,0   | 46,2%      | 2.388,8   | 1.900,8   | 25,7%     |
| Receita Fixa                        | 571,4   | 546,6   | 4,5%       | 1.143,8   | 1.092,5   | 4,7%      |
| Receita Variável                    | 58,8    | 55,9    | 5,2%       | 417,9     | 116,2     | 259,8%    |
| Contratual                          | 0,0     | 0,5     | -100,0%    | 283,1     | 0,5       | N/A       |
| Mercado de curto prazo              | 58,8    | 55,5    | 6,1%       | 134,9     | 115,7     | 16,6%     |
| Lastro (FID)                        | 58,8    | 54,9    | 7,2%       | 134,9     | 115,7     | 17,1%     |
| Outros                              | 0,0     | 0,5     | -          | 0,0       | 0,5       | -         |
| Comercialização de Gás              | 473,8   | 152,4   | 210,8%     | 827,1     | 692,2     | 19,5%     |
| Deduções sobre a Receita Bruta      | (146,8) | (83,3)  | 76,2%      | (301,2)   | (193,1)   | 56,0%     |
| UTE Porto de Sergipe I              | (59,2)  | (55,5)  | 6,7%       | (147,2)   | (113,2)   | 30,0%     |
| Comercialização de Gás              | (87,6)  | (27,8)  | 215,1%     | (154,0)   | (80,0)    | 92,6%     |
| Receita Operacional Líquida         | 957,3   | 671,7   | 42,5%      | 2.087,6   | 1.707,7   | 22,2%     |
| Custos Operacionais                 | (617,5) | (355,7) | 73,6%      | (1.383,0) | (1.036,5) | 33,4%     |
| Custo Fixo                          | (80,6)  | (80,4)  | 0,3%       | (159,6)   | (161,3)   | -1,1%     |
| Transmissão e encargos regulatórios | (39,9)  | (42,1)  | -5,3%      | (81,3)    | (84,1)    | -3,3%     |
| O&M                                 | (37,0)  | (38,3)  | -3,4%      | (71,8)    | (67,9)    | 5,7%      |
| Outros Fixos                        | (3,8)   | (0,0)   | N/A        | (6,5)     | (9,3)     | -30,8%    |
| Custo Variável                      | (57,2)  | (70,2)  | -18,5%     | (382,2)   | (168,6)   | 126,7%    |
| Gás Natural                         | (0,4)   | (1,8)   | -76,9%     | (238,6)   | 0,6       | N/A       |
| Lastro (FID)                        | (56,8)  | (48,3)  | 17,6%      | (138,8)   | (139,9)   | -0,8%     |
| Outros                              | -       | (20,1)  | N/A        | (4,8)     | (29,3)    | -83,5%    |
| Comercialização de Gás              | (378,5) | (106,4) | 255,9%     | (639,9)   | (509,5)   | 25,6%     |
| Depreciação e amortização           | (101,2) | (98,7)  | 2,5%       | (201,3)   | (197,1)   | 2,2%      |
| Despesas Operacionais               | (3,5)   | (3,3)   | 4,3%       | (6,4)     | (7,2)     | -10,9%    |
| SG&A                                | (3,5)   | (3,3)   | 4,5%       | (6,4)     | (7,2)     | -10,8%    |
| Depreciação e amortização           | (0,0)   | (0,0)   | -82,7%     | (0,0)     | (0,0)     | -80,6%    |
| Outras receitas/despesas            | 83,6    | 112,6   | -25,7%     | 259,1     | 191,1     | 35,6%     |
| UTE Porto de Sergipe I              | 2,2     | 0,1     | N/A        | 1,1       | 0,0       | N/A       |
| Comercialização de Gás              | 81,4    | 112,5   | -27,6%     | 258,0     | 191,1     | 35,0%     |
| EBITDA ICVM 527/12                  | 521,0   | 523,9   | -0,6%      | 1.158,5   | 1.052,2   | 10,1%     |
| Margem EBITDA (%)                   | 54,4%   | 78,0%   | -23,6 p.p. | 55,5%     | 61,6%     | -6,1 p.p. |

O EBITDA do Hub Sergipe totalizou R\$ 521,0 milhões no 2T26, frente a R\$ 523,9 milhões no 2T25, refletindo principalmente o menor resultado da Comercialização de Gás, mitigado pelo crescimento do EBITDA da UTE Porto de Sergipe I. Para melhor compreensão dos resultados de cada segmento, os resultados são apresentados de forma segregada abaixo.

### UTE Porto de Sergipe I

No 2T26, a receita fixa bruta da UTE Porto de Sergipe I totalizou R\$ 571,4 milhões no 2T26, avanço de R\$ 24,8 milhões em relação ao 2T25, resultado do reajuste anual dos CCEARs da usina, aplicado em nov/25. Os custos fixos, por sua vez, permaneceram estáveis na comparação entre os trimestres. Dessa forma, a margem fixa da usina totalizou R\$ 437,1 milhões no período,

crescimento de R\$ 21,3 milhões frente ao 2T25, com margem EBITDA fixa de 84,4%, aumento de 0,6 p.p. frente ao 2T25. Esse nível de resultado fixo evidencia a capacidade estrutural de geração de valor do ativo.

As receitas variáveis contabilizaram R\$ 58,8 milhões no 2T26, referentes às operações de comercialização de energia para recomposição de lastro, valor marginalmente superior aos R\$ 55,5 milhões do 2T25. Em ambos os períodos, há contrapartida de valor proporcional na rubrica de Lastro (FID), dentro do grupo de custos variáveis. Com isso, o 2T26 registrou uma melhora de R\$ 15,5 milhões na margem variável total da usina.

Como resultado, o EBITDA da usina totalizou R\$ 432,3 milhões no 2T26, crescimento de 9,9%, ou de R\$ 38,9 milhões, frente ao 2T25, sustentado, sobretudo, pelo reajuste anual da receita fixa.

### Comercialização de Gás

O segmento de Comercialização de Gás *On-Grid* manteve contribuição significativa no 2T26, ainda que em patamar inferior ao do mesmo período de 2025. O desempenho desse segmento apresenta volatilidade, sendo diretamente impactado pelas dinâmicas de preços de *commodities* e pela estruturação de transações oportunísticas nos mercados de gás natural e GNL.

O segmento contabilizou EBITDA de R\$ 88,7 milhões no 2T26, redução de R\$ 41,8 milhões em relação ao 2T25, reflexo, principalmente, da menor captura de oportunidades favoráveis no mercado internacional de GNL frente ao observado no 2T25, e do encerramento do contrato de balanceamento da malha com a TAG, ocorrido em dez/25, que contribuía com componente de receita fixa em 2025. De forma consolidada, as principais variações foram:

- (i) R\$ 81,4 milhões em Outras Receitas, frente aos R\$ 112,5 milhões contabilizados no 2T25, proveniente de operações com cargas de GNL estruturadas no período, com o aproveitamento de oportunidades de arbitragem de preços em momentos em que a usina não esteve em despacho regulatório; e
- (ii) Margem de comercialização de gás na malha de R\$ 7,3 milhões no 2T26, frente aos R\$ 18,0 milhões contabilizados no 2T25, proveniente das vendas *spot* e de contratos firmes e flexíveis de suprimento de gás natural para clientes conectados à malha integrada.

## ► Geração a Gás – Combustível de Terceiros

Este segmento é composto pelos resultados dos seguintes ativos: (i) os ativos operacionais UTE LORM e UTE LORM 1, que possuíam contratos 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, e cujos novos contratos CRCAP iniciaram-se em 01 de jul/26 e 01 de ago/26, respectivamente; (ii) o ativo operacional UTE Povoação 1, com CER vigente até 10 de jan/26, e cujo novo contrato CRCAP iniciou-se em 01 de ago/26; e (iii) o ativo operacional UTE Viana I, com CER vigente até 31 de dez/25, e cujo novo contrato CRCAP iniciou-se em 01 de ago/26.

Vale ressaltar que os resultados das SPEs Linhares, Povoação 1 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 <sup>18</sup> | 2T26          | 2T25           | %              | 6M26          | 6M25           | %             |
|---------------------------------------------------|---------------|----------------|----------------|---------------|----------------|---------------|
| (R\$ Milhões)                                     |               |                |                |               |                |               |
| <b>Receita Operacional Bruta</b>                  | <b>0,3</b>    | <b>690,5</b>   | <b>-100,0%</b> | <b>38,7</b>   | <b>1.356,2</b> | <b>-97,1%</b> |
| <b>Receita Fixa</b>                               | <b>-</b>      | <b>621,4</b>   | <b>N/A</b>     | <b>36,9</b>   | <b>1.237,1</b> | <b>-97,0%</b> |
| <b>Receita Variável</b>                           | <b>0,3</b>    | <b>69,1</b>    | <b>-99,6%</b>  | <b>1,9</b>    | <b>119,1</b>   | <b>-98,4%</b> |
| Contratual                                        | -             | (0,2)          | N/A            | 2,5           | 1,3            | 96,4%         |
| Mercado de curto prazo                            | 0,3           | 69,3           | -99,6%         | (0,6)         | 117,8          | N/A           |
| Lastró (FID)                                      | -             | 65,2           | N/A            | -             | 113,0          | N/A           |
| Outros                                            | 0,3           | 4,1            | -93,7%         | (0,6)         | 4,8            | N/A           |
| <b>Deduções sobre a Receita Bruta</b>             | <b>(0,4)</b>  | <b>(115,7)</b> | <b>-99,6%</b>  | <b>(5,0)</b>  | <b>(228,9)</b> | <b>-97,8%</b> |
| Dedução por Compensação Financeira                | -             | (45,4)         | N/A            | -             | (90,9)         | N/A           |
| <b>Receita Operacional Líquida</b>                | <b>(0,2)</b>  | <b>574,8</b>   | <b>N/A</b>     | <b>33,8</b>   | <b>1.127,3</b> | <b>-97,0%</b> |
| <b>Custos Operacionais</b>                        | <b>(27,9)</b> | <b>(120,0)</b> | <b>-76,8%</b>  | <b>(80,6)</b> | <b>(241,9)</b> | <b>-66,7%</b> |
| <b>Custo Fixo</b>                                 | <b>(16,7)</b> | <b>(77,8)</b>  | <b>-78,5%</b>  | <b>(38,1)</b> | <b>(163,4)</b> | <b>-76,7%</b> |
| TUST/TUSD e Encargos Regulatórios                 | (6,0)         | (7,3)          | -17,1%         | (12,9)        | (13,1)         | -2,2%         |
| Take or Pay e Ship or Pay - Combustível           | -             | (58,8)         | N/A            | (4,9)         | (122,2)        | -96,0%        |
| O&M                                               | (10,6)        | (11,7)         | -8,7%          | (20,4)        | (28,0)         | -27,2%        |
| <b>Custo Variável</b>                             | <b>0,1</b>    | <b>(29,7)</b>  | <b>N/A</b>     | <b>(19,9)</b> | <b>(55,9)</b>  | <b>-64,4%</b> |
| Combustível                                       | -             | (1,1)          | N/A            | (9,5)         | (1,5)          | 546,2%        |
| Lastró (FID)                                      | 0,0           | (28,6)         | N/A            | (0,7)         | (53,9)         | -98,8%        |
| Outros                                            | 0,0           | -              | N/A            | (9,8)         | (0,6)          | N/A           |
| <b>Depreciação e Amortização</b>                  | <b>(11,3)</b> | <b>(12,6)</b>  | <b>-10,3%</b>  | <b>(22,6)</b> | <b>(22,6)</b>  | <b>-0,1%</b>  |
| <b>Despesas Operacionais</b>                      | <b>(0,9)</b>  | <b>(1,0)</b>   | <b>-9,8%</b>   | <b>(2,0)</b>  | <b>(2,4)</b>   | <b>-18,3%</b> |
| SG&A                                              | (0,9)         | (1,0)          | -9,8%          | (2,0)         | (2,4)          | -17,4%        |
| Depreciação e Amortização                         | -             | -              | N/A            | -             | (0,0)          | N/A           |
| <b>Outras Receitas/Despesas</b>                   | <b>0,0</b>    | <b>(0,1)</b>   | <b>N/A</b>     | <b>0,0</b>    | <b>0,4</b>     | <b>-89,1%</b> |
| <b>EBITDA ICVM 527/12</b>                         | <b>(17,6)</b> | <b>466,3</b>   | <b>N/A</b>     | <b>(26,2)</b> | <b>905,9</b>   | <b>N/A</b>    |
| <b>Margem EBITDA (%)</b>                          | <b>N/A</b>    | <b>81,1%</b>   | <b>N/A</b>     | <b>-77,8%</b> | <b>80,4%</b>   | <b>-158,1</b> |

A receita operacional bruta do segmento totalizou R\$ 0,3 milhão no 2T26, refletindo principalmente testes de comprovação de disponibilidade da UTE LORM. A redução da receita no comparativo anual é referente ao período entre o encerramento dos contratos regulados das usinas, no 1T26, e o início de seus respectivos contratos regulados, em 01 de jul/26 para a UTE LORM e a partir de 01 de ago/26 para os demais ativos.

Nesse contexto, os custos fixos do segmento totalizaram R\$ 16,7 milhões no 2T26, refletindo, principalmente, custos de O&M e TUST e TUSD dos ativos.

### Notas

<sup>18</sup> Os resultados do segmento são considerados na atividade de "Térmicas a Gás" nos valores contábeis divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais.

Dessa forma, como reflexo de um trimestre sem contratos regulados vigentes e com as operações comerciais suspensas, o EBITDA do segmento totalizou -R\$ 17,6 milhões no 2T26, ante R\$ 466,3 milhões no 2T25, período em que 100% das usinas estavam em operação comercial, com os CERs vigentes.

Por fim, cabe destacar o início, em 01 de jul/26, do novo contrato regulado da UTE LORM, vencedora do LRCAP 2021, com prazo de suprimento de potência de 15 anos. Além disso, a partir de 01 de ago/26, entraram em vigor os novos contratos regulados das UTEs Viana I, Povoação 1 e LORM 1, vencedoras do Produto 2026 do LRCAP 26, com prazo de suprimento de potência de 10 anos.

## ► Geração Térmica – Outros Combustíveis

Este segmento é composto pelos seguintes ativos:

(i) Usina térmica com geração a carvão da controlada Itaqui 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 Geração de Energia S.A., cuja conclusão está sujeita a determinadas condições precedentes. Assim, ao final de mar/26, a Companhia classificou o referido ativo como “Ativo Mantido para Venda”, em conformidade com a norma contábil aplicável, não sendo mais consolidado na Eneva S.A. desde então. Desta forma, para fins de comparabilidade, foi retirado o detalhamento das rubricas de resultado até o EBITDA da UTE Pecém II do segmento de Geração a Carvão no 2T25, 6M26 e 6M25, mantendo os resultados dessa usina apenas na rubrica de EBITDA total desse segmento; e

(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                                  | 2T26         | 2T25         | %                | 6M26         | 6M25         | %                 |
|---------------------------------------------------------|--------------|--------------|------------------|--------------|--------------|-------------------|
| (R\$ Milhões)                                           |              |              |                  |              |              |                   |
| <b>DRE - Itaqui</b>                                     |              |              |                  |              |              |                   |
| Receita Operacional Bruta                               | 158,9        | 147,8        | 7,4%             | 351,5        | 295,7        | 18,8%             |
| Receita Fixa                                            | 154,7        | 147,8        | 4,7%             | 309,4        | 295,6        | 4,7%              |
| Receita Variável                                        | 4,1          | 0,1          | N/A              | 42,1         | 0,2          | N/A               |
| Contratual                                              | 4,1          | -            | N/A              | 41,6         | 0,0          | N/A               |
| Mercado de curto prazo                                  | 0,0          | 0,1          | -23,1%           | 0,5          | 0,1          | 292,0%            |
| Lastro (FID)                                            | -            | -            | N/A              | -            | -            | N/A               |
| Outros                                                  | 0,0          | 0,1          | -23,1%           | 0,5          | 0,1          | 292,0%            |
| Deduções sobre a Receita Bruta                          | (16,5)       | (15,4)       | 7,4%             | (36,5)       | (30,8)       | 18,5%             |
| Receita Operacional Líquida                             | 142,3        | 132,5        | 7,5%             | 315,0        | 265,0        | 18,9%             |
| Custos Operacionais                                     | (59,5)       | (125,1)      | -52,5%           | (197,2)      | (189,7)      | 4,0%              |
| Custo Fixo                                              | (36,0)       | (34,6)       | 3,9%             | (74,5)       | (69,7)       | 6,9%              |
| Transmissão e encargos regulatórios                     | (9,8)        | (9,5)        | 3,8%             | (19,7)       | (18,8)       | 4,6%              |
| O&M                                                     | (26,1)       | (25,2)       | 3,9%             | (54,8)       | (50,9)       | 7,8%              |
| Custo Variável                                          | (6,4)        | (3,6)        | 79,4%            | (54,0)       | (4,3)        | N/A               |
| Combustível                                             | (4,3)        | (1,4)        | 215,4%           | (47,7)       | (1,4)        | N/A               |
| Lastro (FID)                                            | -            | -            | N/A              | -            | -            | N/A               |
| Outros                                                  | (2,1)        | (2,2)        | -4,3%            | (6,3)        | (2,9)        | 116,5%            |
| Depreciação e amortização                               | (17,1)       | (86,9)       | -80,3%           | (68,6)       | (115,7)      | -40,7%            |
| Despesas Operacionais                                   | (3,6)        | (3,6)        | -0,6%            | (7,7)        | (6,9)        | 11,7%             |
| SG&A                                                    | (3,5)        | (3,5)        | -0,5%            | (7,4)        | (6,7)        | 11,1%             |
| Depreciação e amortização                               | (0,1)        | (0,1)        | -2,6%            | (0,3)        | (0,2)        | 31,5%             |
| Outras Receitas/Despesas                                | (5,8)        | 0,2          | N/A              | (9,5)        | 0,9          | N/A               |
| <b>EBITDA ICVM 527/12</b>                               | <b>90,7</b>  | <b>90,9</b>  | <b>-0,3%</b>     | <b>169,6</b> | <b>185,2</b> | <b>-8,4%</b>      |
| <b>Margem EBITDA (%)</b>                                | <b>63,7%</b> | <b>68,6%</b> | <b>-4,9 p.p.</b> | <b>53,8%</b> | <b>69,9%</b> | <b>-16,1 p.p.</b> |
| <b>DRE – Pecém II</b>                                   |              |              |                  |              |              |                   |
| <b>EBITDA ICVM 527/12</b>                               | <b>-</b>     | <b>75,0</b>  | <b>N/A</b>       | <b>86,8</b>  | <b>152,0</b> | <b>-42,9%</b>     |
| <b>DRE – Geração a Carvão Total (Itaqui e Pecém II)</b> |              |              |                  |              |              |                   |
| <b>EBITDA ICVM 527/12</b>                               | <b>90,7</b>  | <b>165,9</b> | <b>-45,4%</b>    | <b>256,4</b> | <b>337,3</b> | <b>-24,0%</b>     |

O segmento de Geração a Carvão totalizou R\$ 158,9 milhões de receita operacional bruta no 2T26, crescimento de R\$ 11,0 milhões comparado ao resultado do 2T25, impulsionado principalmente pelo reajuste anual da receita fixa, efetivado em nov/25, e pelo aumento de receita variável contratual, decorrente do acionamento da usina no 2T26 para atendimento às necessidades do SIN.

Os custos fixos da UTE Itaquí totalizaram R\$ 36,0 milhões no 2T26. Com isso, no 2T26, Itaquí apresentou uma margem fixa de R\$ 102,7 milhões, R\$ 4,9 milhões superior à margem registrada no 2T25 e uma margem EBITDA fixa de 74,1% no período.

Adicionalmente, os custos variáveis somaram R\$ 6,4 milhões no trimestre, registrando aumento de R\$ 2,8 milhões na comparação com o 2T25, refletindo os custos relativos à geração no 2T26.

Ademais, a rubrica de Outras Receitas e Despesas totalizou -R\$ 5,8 milhões em função de penalidades relativas à disponibilidade referentes ao ano de 2025.

Como resultado dos efeitos elencados acima, o EBITDA do segmento contabilizou resultado de R\$ 90,7 milhões, frente aos R\$ 90,9 milhões registrados no 2T25.

Cabe destacar também que, em 18 de mar/26, a Eneva sagrou-se vitoriosa no LRCAP 2026 e recontratou a UTE Itaquí pelo prazo adicional de 10 anos, com início em ago/31, mantendo o carvão como sua fonte de combustível. Considerando que a recontratação da usina 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. Dessa forma, no 2T26 foi reconhecido o montante de -R\$ 17,1 milhões na rubrica de Depreciação e Amortização, redução frente aos - R\$ 86,9 milhões do 2T25.

## Geração a Óleo

Este segmento é composto pelas usinas a óleo combustível das empresas controladas Gera Maranhão e da usina Viana, 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. Os ativos que compõem o segmento permaneceram sem contratos regulados vigentes entre dez/24 e o início dos contratos firmados no Leilão de Reserva de Capacidade de 2021, em ago/25 para a UTE Viana e out/25 para as UTEs Gera Maranhão I e II. Neste período, ambas as usinas permaneceram disponíveis para o SIN, operando na modalidade *merchant*.

| DRE – Geração a Óleo                | 2T26   | 2T25   | %      | 6M26   | 6M25   | %      |
|-------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| (R\$ Milhões)                       |        |        |        |        |        |        |
| Receita Operacional Bruta           | 105,5  | 0,1    | N/A    | 216,8  | 0,7    | N/A    |
| Receita Fixa                        | 104,3  | -      | N/A    | 214,5  | 0,2    | N/A    |
| Receita Variável                    | 1,2    | 0,1    | N/A    | 2,3    | 0,5    | 326,2% |
| Contratual                          | -      | 0,0    | N/A    | -      | 0,5    | N/A    |
| Mercado de curto prazo              | 1,2    | 0,1    | N/A    | 2,3    | 0,1    | N/A    |
| Deduções sobre a Receita Bruta      | (11,4) | (0,4)  | N/A    | (23,2) | (0,8)  | N/A    |
| Receita Operacional Líquida         | 94,2   | (0,3)  | N/A    | 193,6  | (0,1)  | N/A    |
| Custos Operacionais                 | (46,8) | (40,5) | 15,7%  | (95,5) | (81,4) | 17,3%  |
| Custo Fixo                          | (33,5) | (27,7) | 20,8%  | (66,8) | (55,2) | 21,1%  |
| Transmissão e encargos regulatórios | (14,0) | (13,5) | 3,7%   | (28,0) | (26,2) | 6,7%   |
| O&M                                 | (15,9) | (14,3) | 11,6%  | (31,6) | (29,0) | 9,0%   |
| Take or pay – ToP                   | (3,6)  | -      | N/A    | (7,3)  | -      | N/A    |
| Custo Variável                      | (0,1)  | (0,2)  | -34,3% | (2,0)  | (0,2)  | 856,5% |
| Depreciação e Amortização           | (13,2) | (12,5) | 5,2%   | (26,6) | (26,0) | 2,4%   |
| Despesas Operacionais               | (1,4)  | (2,0)  | -31,4% | (3,2)  | (8,6)  | -63,4% |
| SG&A                                | (1,2)  | (1,9)  | -35,3% | (2,8)  | (5,3)  | -46,7% |
| Depreciação e Amortização           | (0,1)  | (0,1)  | 46,4%  | (0,3)  | (3,3)  | -89,9% |
| Outras Receitas/Despesas            | (0,2)  | (0,5)  | -68,4% | (0,2)  | (0,5)  | -64,0% |
| EBITDA ICVM 527/12                  | 59,1   | (30,6) | N/A    | 121,7  | (61,2) | N/A    |
| Margem EBITDA (%)                   | 62,8%  | N/A    | N/A    | 62,9%  | N/A    | N/A    |

As receitas operacionais brutas do segmento totalizaram R\$ 105,5 milhões no 2T26, decorrentes 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, passando a contribuir para os resultados da Companhia desde então.

Os custos fixos totalizaram R\$ 33,5 milhões no 2T26, refletindo: (i) R\$ 15,9 milhões em custos com O&M; (ii) R\$ 14,0 milhões em custos de TUST; e (iii) R\$ 3,6 milhões em encargos de reserva de capacidade associados aos contratos de fornecimento de combustível firmados com o fornecedor de óleo, em decorrência do início dos CRCAPs das usinas que compõem o segmento de geração a óleo.

Como resultado, a margem fixa do segmento atingiu R\$ 59,6 milhões, alcançando 64,0% no 2T26.

Considerando os efeitos mencionados anteriormente, o segmento de Geração a Óleo apresentou um EBITDA total de R\$ 59,1 milhões, com margem de 62,8%. Desse total, a UTE Viana contribuiu com R\$ 21,2 milhões, enquanto as UTEs Geramar I e II contribuíram com R\$ 38,0 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                   | 2T26           | 2T25           | %                 | 6M26           | 6M25           | %                |
|---------------------------------------|----------------|----------------|-------------------|----------------|----------------|------------------|
| (R\$ Milhões)                         |                |                |                   |                |                |                  |
| <b>Receita Operacional Bruta</b>      | <b>156,7</b>   | <b>124,6</b>   | <b>25,7%</b>      | <b>285,4</b>   | <b>222,5</b>   | <b>28,3%</b>     |
| <b>Receita Fixa</b>                   | <b>83,2</b>    | <b>81,9</b>    | <b>1,5%</b>       | <b>170,7</b>   | <b>164,5</b>   | <b>3,8%</b>      |
| <b>Receita Variável</b>               | <b>73,5</b>    | <b>42,7</b>    | <b>72,1%</b>      | <b>114,7</b>   | <b>57,9</b>    | <b>98,0%</b>     |
| Mercado de curto prazo                | 73,5           | 42,7           | 72,1%             | 114,7          | 57,9           | 98,0%            |
| <b>Deduções sobre a Receita Bruta</b> | <b>(16,2)</b>  | <b>(8,5)</b>   | <b>92,0%</b>      | <b>(29,9)</b>  | <b>(15,6)</b>  | <b>91,4%</b>     |
| <b>Receita Operacional Líquida</b>    | <b>140,5</b>   | <b>116,2</b>   | <b>20,9%</b>      | <b>255,5</b>   | <b>206,8</b>   | <b>23,5%</b>     |
| <b>Custos Operacionais</b>            | <b>(171,7)</b> | <b>(129,1)</b> | <b>33,0%</b>      | <b>(320,1)</b> | <b>(250,0)</b> | <b>28,1%</b>     |
| <b>Custo Fixo</b>                     | <b>(20,6)</b>  | <b>(20,5)</b>  | <b>0,7%</b>       | <b>(40,2)</b>  | <b>(43,2)</b>  | <b>-6,9%</b>     |
| Transmissão e encargos regulatórios   | (11,1)         | (11,3)         | -1,8%             | (22,1)         | (22,5)         | -1,9%            |
| O&M                                   | (9,6)          | (9,2)          | 3,8%              | (18,1)         | (20,6)         | -12,5%           |
| <b>Custo Variável</b>                 | <b>(120,6)</b> | <b>(80,0)</b>  | <b>50,9%</b>      | <b>(219,0)</b> | <b>(149,5)</b> | <b>46,5%</b>     |
| Compra de Energia (Lastro FID)        | (105,7)        | (68,0)         | 55,4%             | (194,2)        | (125,2)        | 55,2%            |
| Ressarcimento Encargos                | (15,0)         | (12,4)         | 20,9%             | (25,0)         | (25,0)         | -0,1%            |
| Outros                                | (0,0)          | 0,4            | N/A               | 0,2            | 0,7            | -71,3%           |
| <b>Depreciação e amortização</b>      | <b>(30,4)</b>  | <b>(28,7)</b>  | <b>6,1%</b>       | <b>(61,0)</b>  | <b>(57,3)</b>  | <b>6,4%</b>      |
| <b>Despesas Operacionais</b>          | <b>(2,4)</b>   | <b>(3,9)</b>   | <b>-38,5%</b>     | <b>(4,9)</b>   | <b>(7,7)</b>   | <b>-36,1%</b>    |
| SG&A                                  | (2,2)          | (3,8)          | -40,7%            | (4,6)          | (7,4)          | -37,8%           |
| Depreciação e amortização             | (0,2)          | (0,1)          | 29,6%             | (0,3)          | (0,2)          | 14,7%            |
| <b>Outras Receitas/Despesas</b>       | <b>(5,5)</b>   | <b>(0,0)</b>   | <b>N/A</b>        | <b>(5,7)</b>   | <b>0,0</b>     | <b>N/A</b>       |
| <b>EBITDA ICVM 527/12</b>             | <b>(8,6)</b>   | <b>12,0</b>    | <b>N/A</b>        | <b>(14,0)</b>  | <b>6,8</b>     | <b>N/A</b>       |
| <b>Margem EBITDA (%)</b>              | <b>-6,1%</b>   | <b>10,3%</b>   | <b>-16,4 p.p.</b> | <b>-5,5%</b>   | <b>3,3%</b>    | <b>-8,7 p.p.</b> |

No 2T26, o segmento de geração solar registrou uma receita operacional bruta de R\$ 156,7 milhões, crescimento de R\$ 32,0 milhões em comparação com o 2T25. No período, as receitas no mercado de curto prazo totalizaram R\$ 73,5 milhões, sobretudo, em função das operações de swap estruturadas entre o segmento e a Comercializadora para mitigar o risco de descolamento de preços entre os submercados NE e SE/CO. A contrapartida dessa receita está contabilizada na rubrica de Compra de Energia (Lastro FID) e o impacto dessa operação, entre receitas e custos, foi negativo em R\$ 3,5 milhões no 2T26.

Os custos fixos do segmento se mantiveram praticamente estáveis, somando R\$ 20,6 milhões no 2T26. Os custos variáveis, por sua vez, totalizaram R\$ 120,6 milhões, aumentando em R\$ 40,7 milhões vs. o 2T25, impactados, sobretudo, pelos seguintes fatores:

- **Geração comprometida e não realizada<sup>19</sup> e efeitos de modulação**, totalizou -R\$ 36,2 milhões, em função, majoritariamente, dos cortes de geração ("curtailment") no período. O impacto do volume de geração comprometida e não realizada foi de -R\$ 18,6 milhões, e o impacto associado à modulação de carga -R\$ 17,6 milhões no 2T26.
- **Custos associados ao descolamento de preços horários entre submercados** somaram -R\$ 69,5 milhões no 2T26 sendo o impacto líquido, considerando as contrapartidas de receita, de -R\$ 3,5 milhões no trimestre, conforme descrito acima.
- **Custos com ressarcimento de encargos às contrapartes** no montante de -R\$ 15,0 milhões no trimestre, tendo em vista as características dos contratos de energia firmados.

A rubrica de Outras Receitas e Despesas totalizou -R\$ 5,5 milhões, principalmente devido a despesas jurídicas pontuais.

Como resultado dos efeitos acima mencionados, o EBITDA do segmento foi de -R\$ 8,6 milhões no 2T26, frente aos R\$ 12,0 milhões registrados no mesmo período de 2025.

### Notas

<sup>19</sup> A geração frustrada não realizada é decorrente, principalmente, dos cortes de geração, mas pode ser também devido a efeitos como indisponibilidade do parque e variações de irradiação.

## ► 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                                      | 2T26           | 2T25          | %                | 6M26           | 6M25           | %                |
|-----------------------------------------------------|----------------|---------------|------------------|----------------|----------------|------------------|
| (R\$ Milhões)                                       |                |               |                  |                |                |                  |
| <b>Receita Operacional Bruta</b>                    | <b>309,4</b>   | <b>251,0</b>  | <b>23,3%</b>     | <b>695,5</b>   | <b>409,9</b>   | <b>69,7%</b>     |
| <b>Receita Fixa</b>                                 | <b>76,5</b>    | <b>76,5</b>   | <b>0,0%</b>      | <b>152,9</b>   | <b>152,9</b>   | <b>0,0%</b>      |
| <b>Receita Variável</b>                             | <b>233,0</b>   | <b>174,6</b>  | <b>33,4%</b>     | <b>542,6</b>   | <b>256,9</b>   | <b>111,2%</b>    |
| Contrato de Venda de Gás                            | 208,4          | 146,6         | 42,2%            | 424,3          | 212,6          | 99,6%            |
| Contrato de Arrendamento                            | 11,7           | 18,9          | -37,9%           | 96,6           | 25,3           | 281,7%           |
| Venda de Condensado                                 | 12,8           | 9,0           | 41,5%            | 21,6           | 19,0           | 13,6%            |
| <b>Deduções sobre a Receita Bruta</b>               | <b>(42,9)</b>  | <b>(32,6)</b> | <b>31,7%</b>     | <b>(109,7)</b> | <b>(61,2)</b>  | <b>79,2%</b>     |
| <b>Receita Operacional Líquida</b>                  | <b>266,6</b>   | <b>218,5</b>  | <b>22,0%</b>     | <b>585,9</b>   | <b>348,6</b>   | <b>68,0%</b>     |
| <b>Custos Operacionais</b>                          | <b>(125,3)</b> | <b>(82,0)</b> | <b>52,8%</b>     | <b>(284,8)</b> | <b>(150,5)</b> | <b>89,3%</b>     |
| <b>Custo Fixo</b>                                   | <b>(29,7)</b>  | <b>(29,2)</b> | <b>1,6%</b>      | <b>(65,4)</b>  | <b>(58,7)</b>  | <b>11,3%</b>     |
| O&M                                                 | (29,7)         | (29,2)        | 1,6%             | (65,4)         | (58,7)         | 11,3%            |
| <b>Custo Variável</b>                               | <b>(29,3)</b>  | <b>(24,8)</b> | <b>18,2%</b>     | <b>(92,5)</b>  | <b>(45,5)</b>  | <b>103,3%</b>    |
| Participações Governamentais                        | (26,3)         | (22,2)        | 18,0%            | (86,3)         | (40,1)         | 115,2%           |
| Custos com Compressores                             | (3,1)          | (2,6)         | 19,2%            | (6,1)          | (5,4)          | 14,8%            |
| <b>Depreciação e Amortização</b>                    | <b>(66,4)</b>  | <b>(28,0)</b> | <b>136,7%</b>    | <b>(127,0)</b> | <b>(46,3)</b>  | <b>174,4%</b>    |
| <b>Despesas Operacionais</b>                        | <b>(25,8)</b>  | <b>(81,6)</b> | <b>-68,4%</b>    | <b>(92,8)</b>  | <b>(126,0)</b> | <b>-26,4%</b>    |
| Despesas com Exploração, Geologia e Geofísica (G&G) | (18,7)         | (78,0)        | -76,0%           | (81,0)         | (117,9)        | -31,3%           |
| Poços Secos                                         | -              | (26,8)        | N/A              | (43,8)         | (26,8)         | 63,5%            |
| SG&A                                                | (1,6)          | 0,2           | N/A              | (3,4)          | (0,3)          | N/A              |
| Depreciação e Amortização                           | (5,6)          | (3,9)         | 43,5%            | (8,3)          | (7,8)          | 7,1%             |
| <b>Outras Receitas/Despesas</b>                     | <b>(4,4)</b>   | <b>0,0</b>    | <b>N/A</b>       | <b>(4,3)</b>   | <b>(0,2)</b>   | <b>N/A</b>       |
| <b>EBITDA ICVM 527/12</b>                           | <b>182,9</b>   | <b>86,8</b>   | <b>110,8%</b>    | <b>339,3</b>   | <b>126,0</b>   | <b>169,2%</b>    |
| <b>EBITDA excluindo poços secos<sup>20</sup></b>    | <b>182,9</b>   | <b>113,5</b>  | <b>61,1%</b>     | <b>383,0</b>   | <b>152,8</b>   | <b>150,7%</b>    |
| <b>Margem EBITDA excluindo poços secos (%)</b>      | <b>68,6%</b>   | <b>52,0%</b>  | <b>16,7 p.p.</b> | <b>65,4%</b>   | <b>43,8%</b>   | <b>21,6 p.p.</b> |

No 2T26, a receita operacional líquida do *Upstream* totalizou R\$ 266,6 milhões, crescimento de R\$ 48,1 milhões (+22,0% vs. 2T25) em comparação ao mesmo período do ano anterior. Este aumento é reflexo das maiores receitas de venda de gás e condensado, dado o maior volume de gás produzido no Complexo Parnaíba, em reposta ao maior despacho para atendimento ao SIN no 2T26.

Os custos operacionais, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 59,0 milhões no 2T26, aumento de R\$ 5,0 milhões em relação ao 2T25, explicado principalmente pelos maiores custos variáveis com Participações Governamentais (*royalties*), em função do volume de gás produzido no trimestre, apesar de parcialmente compensado pelos menores preços de referência para o cálculo dos *royalties* sobre o gás natural no Parnaíba (2T26: R\$ 0,66/m<sup>3</sup> vs. 2T25: R\$ 0,76/m<sup>3</sup>).

A margem variável alcançou R\$ 171,4 milhões ao final do 2T26, aumento de R\$ 44,2 milhões vs. 2T25, com a remuneração unitária de venda de gás (ex-condensado) apresentando aumento de 5,3%, atingindo R\$ 10,9/MMbtu no 2T26.

As despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 20,2 milhões no período, redução de R\$ 57,5 milhões em relação ao 2T25, refletindo, principalmente, um período sem poços secos com a conclusão da campanha de perfuração exploratória na Bacia do Parnaíba no 1T26, além dos menores gastos com Exploração, Geologia e Geofísica em função da conclusão das campanhas sísmicas nas bacias do Amazonas e Paraná ao final de 2025.

Como resultado, o EBITDA do segmento totalizou R\$ 182,9 milhões no 2T26, com aumento de R\$ 96,1 milhões frente ao 2T25.

Por fim, vale destacar que a rubrica de Depreciação e Amortização contabilizou -R\$ 66,4 milhões no 2T26, frente aos -R\$ 28,0 milhões registrados no 2T25. A variação de R\$ 38,3 milhões entre os períodos refletiu o aumento da base de ativos depreciáveis, decorrentes das transferências de imobilizado em andamento para imobilizado em serviço ao longo de 2025.

### Notas

<sup>20</sup> EBITDA calculado conforme orientações da ICVM 527/12 e da Nota Explicativa que a acompanha, ajustado para excluir o impacto de poços secos.

## ► 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 liquefeito para clientes não conectados à malha, 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., mas os resultados de ambas as operações são 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 Off-Grid | 2T26          | 2T25          | %               | 6M26           | 6M25           | %                |
|---------------------------------------|---------------|---------------|-----------------|----------------|----------------|------------------|
| (R\$ Milhões)                         |               |               |                 |                |                |                  |
| <b>Receita Operacional Bruta</b>      | <b>134,1</b>  | <b>144,7</b>  | <b>-7,3%</b>    | <b>266,0</b>   | <b>271,1</b>   | <b>-1,9%</b>     |
| Receita SSLNG                         | 105,8         | 115,2         | -8,2%           | 209,2          | 210,9          | -0,8%            |
| Receita Logística                     | 28,3          | 29,5          | -4,1%           | 56,7           | 60,2           | -5,7%            |
| <b>Deduções sobre a Receita Bruta</b> | <b>(12,7)</b> | <b>(14,3)</b> | <b>-11,0%</b>   | <b>(26,1)</b>  | <b>(27,6)</b>  | <b>-5,4%</b>     |
| <b>Receita Operacional Líquida</b>    | <b>121,3</b>  | <b>130,3</b>  | <b>-6,9%</b>    | <b>239,9</b>   | <b>243,5</b>   | <b>-1,5%</b>     |
| <b>Custos Operacionais</b>            | <b>(58,2)</b> | <b>(53,3)</b> | <b>9,1%</b>     | <b>(113,9)</b> | <b>(110,8)</b> | <b>2,8%</b>      |
| O&M                                   | (27,2)        | (23,9)        | 13,9%           | (44,6)         | (47,9)         | -6,8%            |
| Produção de Gás                       | (1,9)         | (4,8)         | -60,2%          | (4,1)          | (9,2)          | -55,2%           |
| Logística                             | (9,2)         | (11,6)        | -20,4%          | (16,0)         | (24,3)         | -34,2%           |
| Outros                                | (3,6)         | (6,2)         | -42,3%          | (9,6)          | (16,6)         | -42,1%           |
| Depreciação e Amortização             | (16,2)        | (6,8)         | 137,5%          | (39,6)         | (12,8)         | 209,5%           |
| <b>Despesas Operacionais</b>          | <b>(2,3)</b>  | <b>(2,8)</b>  | <b>-18,3%</b>   | <b>(4,9)</b>   | <b>(5,0)</b>   | <b>-1,7%</b>     |
| SG&A                                  | (2,2)         | (2,7)         | -18,6%          | (4,9)          | (5,0)          | -2,0%            |
| Depreciação e amortização             | (0,0)         | (0,0)         | 5,8%            | (0,1)          | (0,0)          | 27,5%            |
| <b>Outras Receitas/Despesas</b>       | <b>(3,2)</b>  | <b>(2,6)</b>  | <b>22,6%</b>    | <b>(4,3)</b>   | <b>(6,7)</b>   | <b>-35,5%</b>    |
| <b>EBITDA ICVM 527/12</b>             | <b>73,9</b>   | <b>78,5</b>   | <b>-5,8%</b>    | <b>156,3</b>   | <b>133,8</b>   | <b>16,8%</b>     |
| <b>Margem EBITDA (%)</b>              | <b>60,9%</b>  | <b>60,2%</b>  | <b>0,7 p.p.</b> | <b>65,2%</b>   | <b>55,0%</b>   | <b>10,2 p.p.</b> |

No 2T26, a receita bruta do segmento de Comercialização *Off-Grid* totalizou R\$ 134,1 milhões, redução de R\$ 10,6 milhões frente ao 2T25.

- Do total de receita, R\$ 105,8 milhões referem-se aos contratos de venda de GNL, com queda de R\$ 9,4 milhões na comparação anual. A redução reflete o encerramento antecipado do contrato de fornecimento de GNL firmado com a Vale S.A., que vigorou até o final de mai/26, sendo parcialmente mitigada pelos maiores preços médios do *Brent* no 2T26 frente ao 2T25. Conforme informado em Comunicado ao Mercado, a Companhia recebeu R\$ 340,0 milhões em jul/26 como parte do acordo consensual para encerramento do contrato, e irá buscar novas oportunidades de comercialização da capacidade de liquefação destravada pelo contrato.
- Adicionalmente, foram registrados R\$ 28,3 milhões em receitas provenientes da prestação de serviços de logística pela GNL Brasil. Desse montante, R\$ 14,2 milhões correspondem ao arrendamento fixo de transporte, enquanto R\$ 13,8 milhões referem-se às receitas variáveis de serviços de logística prestados à UTE Jaguatirica II. Por serem transações *intercompany*, essas receitas e seus respectivos custos são eliminados na visão consolidada da Companhia.

Os custos operacionais, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 42,0 milhões no 2T26, redução de R\$ 4,5 milhões em relação ao 2T25. Esse montante foi composto principalmente por:

- (i) R\$ 27,2 milhões em despesas de O&M, dos quais R\$ 16,5 milhões estão relacionados ao segmento de venda de GNL em pequena escala;
- (ii) R\$ 9,2 milhões referentes aos serviços de logística da GNL Brasil, redução de R\$ 2,4 milhões na comparação anual, em função dos menores custos com diesel e manutenção dos veículos, refletindo a melhor eficiência operacional com a substituição parcial da frota por veículos movidos a GNL ao longo dos últimos trimestres;

- (iii) R\$ 3,6 milhões registrados na rubrica de Outros Custos, redução de R\$ 2,6 milhões em relação ao 2T25; e
- (iv) R\$ 1,9 milhões de custos de produção de gás, redução de R\$ 2,9 milhões na comparação anual, reflexo do menor volume de GNL demandado na comparação dos períodos.

A rubrica de Outras Receitas e Despesas apresentou resultado negativo de R\$ 3,2 milhões no 2T26, refletindo, principalmente, os efeitos contábeis 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 renovação da frota 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.

Como resultado dos fatores descritos acima, o EBITDA do segmento de Comercialização *Off-Grid* totalizou R\$ 73,9 milhões no 2T26, com margem EBITDA de 60,9%.

## ► 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                        | 2T26             | 2T25             | %               | 6M26             | 6M25             | %               |
|---------------------------------------------------------|------------------|------------------|-----------------|------------------|------------------|-----------------|
| (R\$ Milhões)                                           |                  |                  |                 |                  |                  |                 |
| <b>Receita Operacional Líquida (ex-Operações)</b>       | <b>1.941,9</b>   | <b>1.352,6</b>   | <b>43,6%</b>    | <b>4.239,5</b>   | <b>2.752,3</b>   | <b>54,0%</b>    |
| <b>Custos Operacionais (ex-Operações)</b>               | <b>(1.741,5)</b> | <b>(1.304,3)</b> | <b>33,5%</b>    | <b>(3.799,8)</b> | <b>(3.168,8)</b> | <b>19,9%</b>    |
| Energia Elétrica Comprada para Revenda                  | (1.739,1)        | (1.302,3)        | 33,5%           | (3.794,4)        | (3.163,1)        | 20,0%           |
| Outros                                                  | (2,4)            | (2,1)            | 16,4%           | (5,4)            | (5,7)            | -4,6%           |
| <b>Receitas/Custos Líquidos Var. MtM (ex-Operações)</b> | <b>(59,1)</b>    | <b>(17,2)</b>    | <b>242,8%</b>   | <b>(278,4)</b>   | <b>521,0</b>     | <b>N/A</b>      |
| <b>Despesas Operacionais</b>                            | <b>(7,5)</b>     | <b>(11,8)</b>    | <b>-35,8%</b>   | <b>(20,1)</b>    | <b>(27,4)</b>    | <b>-26,6%</b>   |
| SG&A                                                    | (6,8)            | (11,2)           | -39,1%          | (18,5)           | (26,4)           | -29,7%          |
| Depreciação e Amortização                               | (0,7)            | (0,6)            | 28,7%           | (1,6)            | (1,0)            | 52,2%           |
| <b>Outras Receitas/Despesas</b>                         | <b>0,2</b>       | <b>(9,8)</b>     | <b>N/A</b>      | <b>0,2</b>       | <b>(10,1)</b>    | <b>N/A</b>      |
| <b>EBITDA ICVM 527/12</b>                               | <b>134,6</b>     | <b>10,0</b>      | <b>N/A</b>      | <b>143,0</b>     | <b>68,1</b>      | <b>109,9%</b>   |
| <b>Margem EBITDA (%)</b>                                | <b>6,9%</b>      | <b>0,7%</b>      | <b>6,2 p.p.</b> | <b>3,4%</b>      | <b>2,5%</b>      | <b>0,9 p.p.</b> |

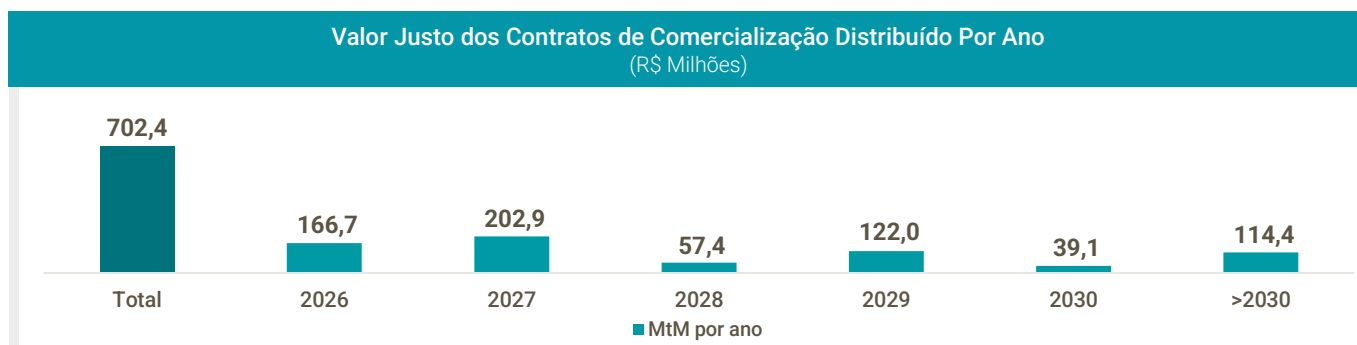
No 2T26, a margem comercial corrente, correspondente ao resultado líquido das receitas e custos operacionais, totalizou R\$ 200,3 milhões, representando um crescimento de R\$ 152,1 milhões em comparação à margem comercial apurada no 2T25. Esse resultado foi impulsionado principalmente pelo efeito positivo da realização do *book* ao longo do trimestre.

A dinâmica positiva da margem comercial no 2T26 foi parcialmente compensada pelo efeito contábil da marcação a mercado dos contratos futuros de energia ("MtM"), que totalizou -R\$ 59,1 milhões no período, variação negativa de R\$ 41,9 milhões frente ao 2T25. O resultado do MtM refletiu, sobretudo, a liquidação das operações realizadas no período, cujo efeito possui contrapartida positiva na margem corrente.

O SG&A do segmento totalizou R\$ 6,8 milhões no 2T26, redução de R\$ 4,4 milhões na comparação anual, impulsionada por um impacto pontual de reversão de provisões no 2T26.

Em função dos efeitos descritos acima, o EBITDA do segmento atingiu R\$ 134,6 milhões no 2T26, representando um crescimento expressivo em relação aos R\$ 10,0 milhões registrados no mesmo período do ano anterior.

Ao final do trimestre, a posição líquida do valor justo dos contratos de comercialização de energia, correspondente ao saldo entre ativos e passivos, totalizou R\$ 702,4 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 presente<sup>21</sup>. 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.



### Notas

<sup>21</sup> As taxas de desconto utilizadas são correspondentes à curva zero cupom de títulos indexados ao IPCA (NTN-B) divulgada pela Anbima (taxas de juros real) e os valores dos fluxos futuros não consideram a expectativa de correção dos preços pelos índices de inflação aplicáveis.

## ► Holding & Outros

Este segmento é composto pelas *holdings* Eneva S.A. e Eneva Participações S.A., além das subsidiárias criadas para a originação e o desenvolvimento de projetos. Até o final do 2T26, 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.

Contudo, no intuito de permitir uma melhor análise do desempenho dos segmentos de negócios da Eneva, optou-se aqui por apresentar os resultados no segmento de *Holding & Outros* apenas das empresas administrativas e projetos não operacionais da Eneva, incluindo a UTE Fortaleza, atualmente em hibernação, e a UTE Azulão I, em processo de comissionamento ao final do 2T26.

| DRE – Holding & Outros            | 2T26    | 2T25    | %      | 6M26    | 6M25    | %      |
|-----------------------------------|---------|---------|--------|---------|---------|--------|
| (R\$ Milhões)                     |         |         |        |         |         |        |
| Receita Operacional Líquida       | 17,5    | 0,0     | N/A    | 17,5    | 0,0     | N/A    |
| Custos Operacionais               | (10,5)  | 0,0     | N/A    | (10,5)  | (0,0)   | N/A    |
| Depreciação e Amortização         | -       | -       | N/A    | -       | -       | N/A    |
| Despesas Operacionais             | (139,3) | (75,1)  | 85,3%  | (229,9) | (152,0) | 51,2%  |
| SG&A                              | (48,2)  | (49,1)  | -1,8%  | (113,5) | (104,0) | 9,2%   |
| SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)   | (91,1)  | (26,1)  | 249,5% | (116,4) | (48,1)  | 142,1% |
| Depreciação e amortização         | (118,3) | (225,7) | -47,6% | (236,8) | (451,6) | -47,6% |
| Mais-Valias, Menos-Valias e Ágios | (93,4)  | (220,5) | -57,6% | (186,8) | (440,9) | -57,6% |
| Outras Receitas/Despesas          | (127,3) | 1,4     | N/A    | (136,5) | (17,3)  | 688,6% |
| Equivalência Patrimonial          | 313,3   | 147,1   | 113,1% | 769,1   | 517,8   | 48,5%  |
| EBITDA ICVM 527/12                | 53,8    | 73,4    | -26,7% | 409,7   | 348,4   | 17,6%  |
| EBITDA ex Equivalência            | (259,6) | (73,7)  | 252,3% | (359,4) | (169,4) | 112,2% |

No 2T26, o segmento de Holding e Outros registrou uma receita operacional líquida equivalente a R\$ 17,5 milhões, referente à geração de energia durante o teste de operação contínua da UTE Azulão I, no âmbito dos comissionamentos necessários para a entrada em operação comercial da usina, em 04 de ago/26. Nesse sentido, foram também contabilizados custos operacionais variáveis relacionados à geração e custos fixos com TUST, totalizando -R\$ 10,5 milhões no período.

Ainda no trimestre, o segmento registrou despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, de R\$ 139,3 milhões, um aumento de R\$ 64,1 milhões na comparação com o mesmo período de 2025, em função, sobretudo, do crescimento de R\$ 65,0 milhões na rubrica de despesas referentes ao Programa de Incentivo de Longo Prazo (ILPs), que totalizou R\$ 91,1 milhões no 2T26. As despesas de ILP, no 2T26, foram compostas por: (i) R\$ 49,2 milhões em desembolsos, direcionados a encargos trabalhistas, relacionados à maturação de ILPs no período, em linha com o cronograma de *vesting* dos programas, cuja maior parte acontece no mês de abril de cada ano, impactados pela valorização significativa do preço das ações da Companhia, que impulsionou a performance dos planos e elevou o montante de encargos devidos; e (ii) R\$ 41,8 milhões referentes à constituição de provisões relacionadas aos planos de ILP outorgados pela Companhia, sem efeito caixa, com aumento de R\$ 18,5 milhões frente ao 2T25, explicado principalmente pelo maior valor justo dos planos de ILP outorgados durante o exercício de 2026.

A rubrica de “Outras Receitas/Despesas” totalizou -R\$ 127,3 milhões no 2T26, refletindo, sobretudo, a atualização do valor justo de ativo disponível para venda de Pecém II, no contexto da transação anunciada em 26 de mar/2026 por meio de Fato Relevante.

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\$ 259,6 milhões.

Por fim, no 2T26, 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 valia de Tevisa e Povoação. Vale observar que a redução da rubrica na comparação anual reflete o encerramento dos contratos do PCS, cuja amortização da mais valia seguiu uma curva não linear, com maior valor amortizado no período de vigência dos referidos contratos, resultando em mudança no patamar de amortização desses ativos a partir do 1T26.

# RESULTADO FINANCEIRO CONSOLIDADO

| Resultado Financeiro                                                      | 2T26           | 2T25           | %             | 6M26             | 6M25             | %             |
|---------------------------------------------------------------------------|----------------|----------------|---------------|------------------|------------------|---------------|
| (R\$ Milhões)                                                             |                |                |               |                  |                  |               |
| <b>Receitas Financeiras</b>                                               | <b>129,3</b>   | <b>150,4</b>   | <b>-14,0%</b> | <b>310,3</b>     | <b>388,3</b>     | <b>-20,1%</b> |
| Receitas de aplicações financeiras                                        | 109,5          | 135,0          | -18,9%        | 226,5            | 273,3            | -17,1%        |
| Multas e juros recebidos                                                  | 1,3            | 0,5            | 163,2%        | 47,3             | 22,8             | 107,3%        |
| Juros entre partes relacionadas                                           | 0,0            | 1,1            | -97,4%        | 0,0              | 2,1              | -97,7%        |
| Outros                                                                    | 18,4           | 13,8           | 33,5%         | 36,4             | 90,2             | -59,6%        |
| <b>Despesas Financeiras</b>                                               | <b>(749,2)</b> | <b>(706,9)</b> | <b>6,0%</b>   | <b>(1.470,1)</b> | <b>(1.577,1)</b> | <b>-6,8%</b>  |
| Encargos de dívida <sup>22</sup>                                          | (42,4)         | (60,8)         | -30,3%        | (83,6)           | (115,6)          | -27,7%        |
| Juros sobre debêntures                                                    | (263,0)        | (268,3)        | -2,0%         | (527,9)          | (526,8)          | 0,2%          |
| Variação monetária                                                        | (242,7)        | (133,0)        | 82,5%         | (444,9)          | (377,3)          | 17,9%         |
| Juros sobre arrendamento e outros <sup>23</sup>                           | (64,2)         | (58,2)         | 10,3%         | (127,6)          | (127,0)          | 0,4%          |
| Variação cambial líquida                                                  | (0,1)          | 12,7           | N/A           | 31,4             | 7,7              | 309,6%        |
| Comissões e corretagens financeiras                                       | (2,9)          | (15,8)         | -81,5%        | (9,1)            | (31,0)           | -70,6%        |
| IOF/IOC                                                                   | (1,5)          | (5,6)          | -73,7%        | (17,0)           | (11,2)           | 51,2%         |
| Apropriação AVP na antecipação de recebíveis                              | (98,7)         | (121,2)        | -18,6%        | (210,9)          | (242,8)          | -13,2%        |
| Outros                                                                    | (33,8)         | (56,7)         | -40,5%        | (80,6)           | (153,0)          | -47,3%        |
| <b>Variação cambial (não-caixa) sobre arrendamento</b>                    | <b>3,0</b>     | <b>200,1</b>   | <b>-98,5%</b> | <b>134,1</b>     | <b>506,5</b>     | <b>-73,5%</b> |
| <b>Variação da marcação a mercado de swaps (não-caixa)</b>                | <b>(20,0)</b>  | <b>104,6</b>   | <b>N/A</b>    | <b>(42,9)</b>    | <b>177,2</b>     | <b>N/A</b>    |
| <b>Resultado Financeiro Líquido</b>                                       | <b>(636,9)</b> | <b>(251,8)</b> | <b>152,9%</b> | <b>(1.068,6)</b> | <b>(505,1)</b>   | <b>111,6%</b> |
| <b>Resultado Ajustado para excluir recorrentes não-caixa<sup>24</sup></b> | <b>(619,9)</b> | <b>(556,5)</b> | <b>11,4%</b>  | <b>(1.159,8)</b> | <b>(1.188,8)</b> | <b>-2,4%</b>  |

O resultado financeiro líquido do 2T26 totalizou -R\$ 636,9 milhões no 2T26, frente a -R\$251,8 milhões no 2T25. Os principais impactos que contribuíram para a variação no período comparativo foram efeitos recorrentes sem impacto caixa, com impactos significativos principalmente no 2T25, que dificultam a análise do desempenho, a saber:

- **Variação Cambial Sobre Arrendamento:** contabilização de R\$ 3,0 milhões de impacto não-caixa da variação cambial reconhecida sobre o passivo em dólar americano no 2T26, reflexo da aplicação da política de *hedge accounting* desde o 4T25, com a exposição cambial do passivo de arrendamento do FSRU do Hub Sergipe compensada com parte das receitas da Eneva, sobretudo dos segmentos *Off-Grid* e *On-Grid*, que possuem componentes denominados em dólar; e
- **Marcação a Mercado de Swaps:** contabilização de -R\$ 20,0 milhões no 2T26, referente à variação a valor justo dos *swaps* vinculados às operações de antecipação de recebíveis da Companhia. Esses instrumentos foram contratados para converter a exposição originalmente prefixada em uma obrigação atrelada ao CDI. O resultado do 2T26 refletiu, principalmente, uma ligeira abertura da curva futura de DI quando comparado ao 1T26. Vale observar que a conversão das obrigações para CDI reduz o descasamento em relação às aplicações financeiras da Companhia, cuja remuneração também é majoritariamente atrelada ao CDI.

## Notas

<sup>22</sup> Inclui amortizações sobre os custos de transação.

<sup>23</sup> Juros sobre arrendamento mercantil, conforme IFRS16/CPC 06. A rubrica inclui também valores de juros de provisão de abandono e juros sobre partes relacionadas.

<sup>24</sup> 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).

Desconsiderando os efeitos sem impacto caixa elencados acima, o resultado financeiro ajustado do 2T26 teria sido de -R\$ 619,9 milhões, frente à -R\$ 556,5 milhões no 2T25. Os principais efeitos que contribuíram para a variação de -R\$ 63,4 milhões foram:

- **Variação Monetária:** variação de -R\$ 109,7 milhões no período, em função, principalmente, do aumento do IPCA acumulado na comparação com o 2T25 (2T26: 1,42% vs. 2T25: 0,93%); e
- **Receitas de Aplicações Financeiras:** redução de R\$ 25,5 milhões em comparação com o 2T25, decorrente, principalmente, da menor posição de média de caixa no 2T26.

Os efeitos negativos foram parcialmente compensados sobretudo por:

- **Outros:** melhoria de R\$ 23,0 milhões em despesas financeiras diversas contabilizadas nessa rubrica;
- **Apropriação AVP na antecipação de recebíveis:** melhoria de R\$ 22,5 milhões na comparação com o 2T25, explicada principalmente pelo encerramento da contabilização da apropriação da UTE Pecém II no resultado da Companhia; e
- **Encargos de dívida:** redução de R\$ 18,4 milhões no comparativo anual, como resultado, principalmente, do encerramento de uma operação de financiamento no 2T25, impactando pontualmente a rubrica no 2T25.

## INVESTIMENTOS

| Investimentos                                   | 2T26           | 1T26           | 4T25           | 3T25           | 2T25           | 1T25         | 6M26           | 6M25           |
|-------------------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|--------------|----------------|----------------|
| (R\$ Milhões)                                   |                |                |                |                |                |              |                |                |
| <b>Geração a Carvão<sup>25</sup></b>            | <b>10,0</b>    | <b>2,2</b>     | <b>11,5</b>    | <b>6,1</b>     | <b>4,3</b>     | <b>14,5</b>  | <b>12,2</b>    | <b>18,9</b>    |
| <b>Geração a Óleo</b>                           | <b>17,0</b>    | <b>0,4</b>     | <b>16,3</b>    | <b>13,3</b>    | <b>15,7</b>    | <b>0,4</b>   | <b>17,3</b>    | <b>16,1</b>    |
| <b>Geração a Gás</b>                            | <b>73,7</b>    | <b>48,1</b>    | <b>60,7</b>    | <b>47,5</b>    | <b>38,6</b>    | <b>35,0</b>  | <b>121,8</b>   | <b>73,5</b>    |
| Parnaíba I <sup>26</sup>                        | 4,7            | 4,2            | 3,8            | 1,4            | 3,2            | 0,8          | 8,9            | 4,0            |
| Parnaíba II                                     | 53,8           | 29,5           | 10,3           | 12,0           | 13,7           | 9,3          | 83,3           | 23,0           |
| Parnaíba III <sup>27</sup>                      | -              | -              | -              | -              | -              | -            | -              | -              |
| Parnaíba IV                                     | -              | -              | 0,1            | 0,3            | 0,1            | -            | -              | 0,1            |
| Parnaíba V <sup>26</sup>                        | 5,3            | 5,5            | 11,1           | 9,9            | 17,4           | 4,6          | 10,7           | 22,1           |
| Parnaíba VI <sup>27</sup>                       | 0,9            | -              | 8,1            | 19,4           | 2,8            | 20,0         | 0,9            | 22,8           |
| UTE Fortaleza                                   | (0,9)          | 0,1            | (0,3)          | 0,6            | 0,7            | 0,3          | (0,7)          | 1,0            |
| UTES Gás Espírito Santo                         | 9,9            | 8,8            | 27,8           | 4,0            | 0,7            | -            | 18,7           | 0,7            |
| <b>Hub Sergipe</b>                              | <b>5,4</b>     | <b>13,5</b>    | <b>81,6</b>    | <b>78,5</b>    | <b>7,2</b>     | <b>(2,4)</b> | <b>18,9</b>    | <b>4,9</b>     |
| <b>Azulão-Jaguatirica</b>                       | <b>33,6</b>    | <b>32,2</b>    | <b>32,8</b>    | <b>55,7</b>    | <b>19,9</b>    | <b>7,3</b>   | <b>65,8</b>    | <b>27,2</b>    |
| <b>Azulão 950</b>                               | <b>492,4</b>   | <b>929,5</b>   | <b>739,0</b>   | <b>839,0</b>   | <b>639,8</b>   | <b>528,7</b> | <b>1.421,8</b> | <b>1.168,5</b> |
| E&P                                             | 0,3            | 21,7           | 7,0            | 6,7            | 25,1           | 28,5         | 22,0           | 53,6           |
| UTE                                             | 492,1          | 907,8          | 732,0          | 832,2          | 614,7          | 500,2        | 1.399,9        | 1.114,9        |
| <b>Futura 1</b>                                 | <b>6,0</b>     | <b>0,3</b>     | <b>2,0</b>     | <b>1,0</b>     | <b>5,1</b>     | <b>1,5</b>   | <b>6,2</b>     | <b>6,6</b>     |
| <b>Upstream</b>                                 | <b>204,2</b>   | <b>190,0</b>   | <b>111,0</b>   | <b>284,1</b>   | <b>233,7</b>   | <b>77,8</b>  | <b>394,2</b>   | <b>311,4</b>   |
| Desenvolvimento <sup>28</sup>                   | 138,8          | 156,6          | 62,7           | 203,6          | 196,3          | 45,4         | 295,4          | 241,7          |
| Exploração <sup>28</sup>                        | 65,4           | 33,4           | 48,4           | 80,5           | 37,4           | 32,4         | 98,8           | 69,8           |
| <b>Plantas de Liquefação de Gás</b>             | <b>69,7</b>    | <b>41,3</b>    | <b>173,6</b>   | <b>72,3</b>    | <b>58,5</b>    | <b>35,9</b>  | <b>111,0</b>   | <b>94,4</b>    |
| Plantas Operacionais (1º e 2º Trens)            | -              | 3,2            | 66,2           | 16,4           | 36,2           | 35,9         | 3,2            | 72,1           |
| Planta em Construção (3º Trem)                  | 69,7           | 38,2           | 107,3          | 55,9           | 22,4           | -            | 107,9          | 22,4           |
| <b>Novos Projetos – LRCAP 2026<sup>29</sup></b> | <b>616,3</b>   | <b>728,7</b>   | <b>717,7</b>   | <b>73,7</b>    | <b>544,7</b>   | <b>143,7</b> | <b>1.345,0</b> | <b>688,4</b>   |
| <b>Holding e Outros<sup>30</sup></b>            | <b>61,9</b>    | <b>64,8</b>    | <b>120,9</b>   | <b>87,6</b>    | <b>21,7</b>    | <b>17,1</b>  | <b>126,6</b>   | <b>38,8</b>    |
| <b>Total</b>                                    | <b>1.590,2</b> | <b>2.050,9</b> | <b>2.067,2</b> | <b>1.558,7</b> | <b>1.589,2</b> | <b>859,6</b> | <b>3.641,1</b> | <b>2.448,8</b> |

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

No segundo trimestre de 2026, os investimentos somaram R\$ 1.590,2 milhões. Desse montante, 86,9% foram destinados aos principais projetos da Companhia e ao desenvolvimento no *Upstream*, como detalhado abaixo:

- **LRCAP 2026:** investimento de R\$ 616,3 milhões no trimestre para a construção dos projetos vencedores do leilão. Desse valor, R\$ 527,0 milhões foram destinados à aquisição das turbinas da Siemens e da GE e R\$ 89,3 milhões direcionados à execução dos projetos de engenharia.
- **Azulão 950:** total de R\$ 492,4 milhões no 2T26. Desse montante, R\$ 415,0 milhões foram destinados aos serviços de construção e montagem realizados na UTE, UTG, Subestação e gasodutos, bem como às atividades relacionadas à captação de água. Adicionalmente, R\$ 35,4 milhões foram destinados às atividades de poços, seguros e aos demais serviços de engenharia especializada, R\$ 22,0 milhões aos gastos com pessoal e R\$ 13,0 milhões aos custos de operação e manutenção. Outros R\$ 7,0 milhões foram direcionados aos marcos finais de serviços e equipamentos relativos ao contrato com a GE.
- **Upstream:** os investimentos relacionados às atividades de exploração e desenvolvimento (ex-Azulão 950) somaram R\$ 204,2 milhões no segundo trimestre de 2026. No âmbito das atividades de exploração, os investimentos totalizaram R\$ 65,4 milhões, dos quais R\$ 26,5 milhões foram relativos à mobilização da sonda

### Notas

<sup>25</sup>Contempla apenas o capex da UTE Itaquí, desconsiderando valores da UTE Pecém II, em função da desconsolidação do ativo da Eneva ao final do 1T26, no âmbito do processo de venda em andamento. Para melhor comparabilidade, o capex da UTE Pecém II foi excluído dos demais períodos.

<sup>26</sup>O capex da Parnaíba I é apresentado separadamente ao da Parnaíba V.

<sup>27</sup>O capex da Parnaíba III é apresentado separadamente ao da Parnaíba VI.

<sup>28</sup>Números do 2T25 e 1T25 foram alterados para melhor comparabilidade entre os trimestres, tendo em vista mudança de classificação na abertura entre linhas.

<sup>29</sup>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.

<sup>30</sup>Rubrica ajustada no 1T26 para expurgar os valores associados aos 3 novos projetos contratados no LRCAP 2026.

Eneva Explorer, deslocada do Maranhão para o Amazonas no 2T26 e R\$ 13,4 milhões destinados ao início da perfuração de um poço de exploração na Bacia do Amazonas durante o 2T26. Em relação às atividades de desenvolvimento, os investimentos somaram R\$ 138,8 milhões, sendo: (i) R\$ 82,0 milhões em desenvolvimento, dos quais R\$ 79,3 milhões na Bacia de Barreirinhas e outros R\$ 2,7 milhões relacionados ao início do desenvolvimento de um poço na Bacia do Amazonas, na Área de Japiim; e (ii) R\$ 56,8 milhões destinados ao desenvolvimento dos campos de Gavião Belo e Gavião Mateiro.

- **3º Trem das Plantas de Liquefação de Gás no Maranhão:** foram investidos R\$ 69,7 milhões no projeto do 3º trem no 2T26. Desse valor, R\$ 29,8 milhões foram destinados à aquisição dos equipamentos de liquefação, R\$ 25,0 milhões ao EPCista responsável pela implantação do projeto, enquanto os R\$ 15,0 milhões remanescentes corresponderam a custos de implantação diversos.

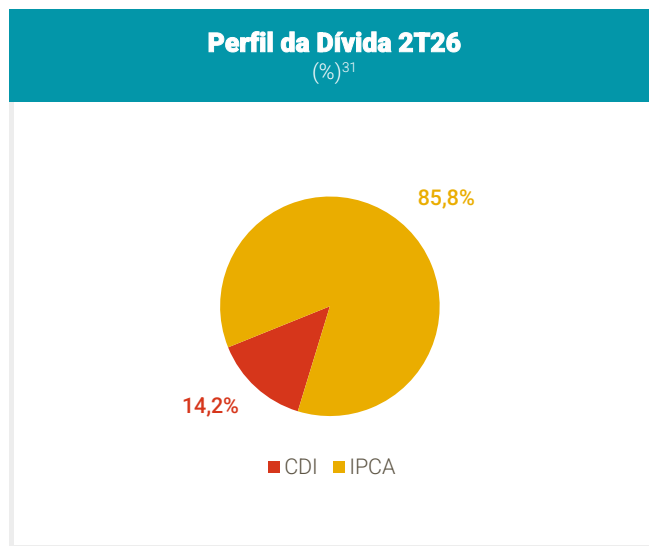
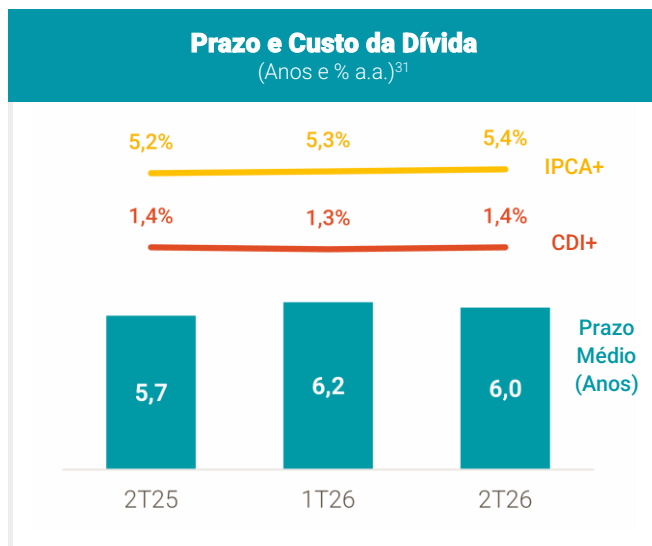
No 2T26, os valores investidos em **Sustaining**, referentes às operações correntes da Companhia, totalizaram R\$ 145,7 milhões. Desse montante, os investimentos foram direcionados, majoritariamente, à UTE Parnaíba II, ao Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica e ao segmento de Geração à Óleo. Na UTE Parnaíba II foram capitalizados R\$ 53,8 milhões, sendo R\$ 36,0 milhões relativos às manutenções programadas na usina. No Sistema Integrado Azulão-Jaguatirica, foram investidos R\$ 33,6 milhões no trimestre, dos quais R\$ 26,0 milhões corresponderam a valores para a manutenção programada das turbinas, que ocorrerá no 3T26, enquanto R\$ 7,6 milhões foram relativos à aquisição de sobressalentes e às melhorias diversas na planta. Por fim, foram capitalizados R\$ 17,0 milhões no segmento de Geração à Óleo, principalmente relacionados a manutenções programadas nas UTEs Gera Maranhão I e II.

Em **Holding e Outros**, foram investidos R\$ 61,9 milhões no trimestre. Desse montante, R\$ 27,1 milhões foram direcionados aos projetos de TI e aos serviços corporativos, R\$ 19,7 milhões foram investidos em projetos de engenharia diversos da Companhia e R\$ 15,1 milhões restantes foram direcionados à aquisição de cavalos mecânicos e ao estudo de novos projetos de GNL.

## ENDIVIDAMENTO

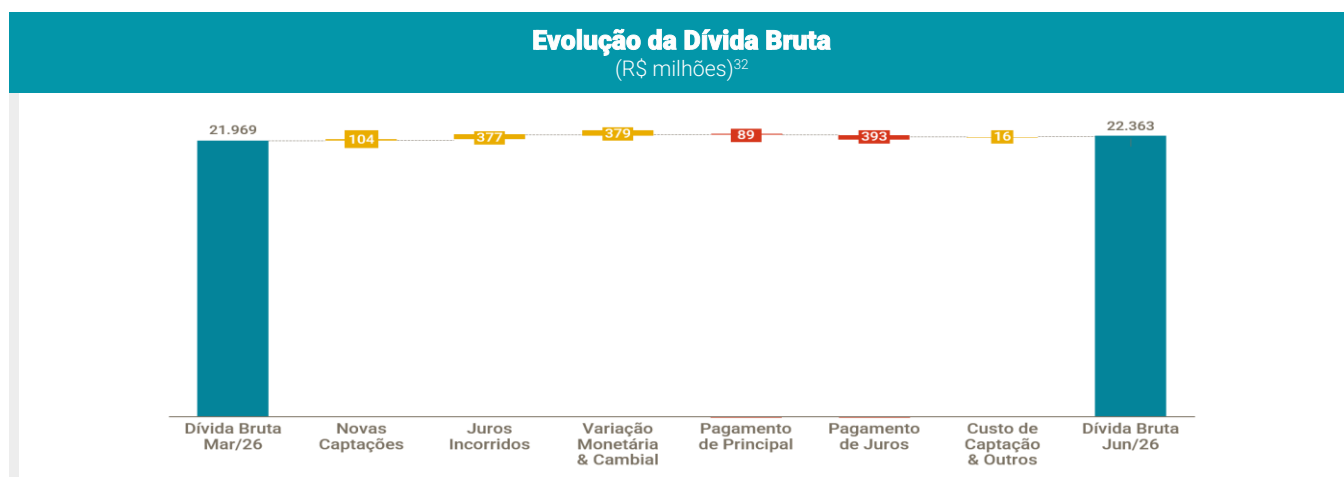
### ► Perfil da Dívida

Ao final do 2T26, a dívida bruta consolidada (líquida do saldo de depósitos vinculados aos contratos de financiamento e custos de transação) totalizou R\$ 22.363 milhões, frente a R\$ 21.969 milhões em março de 2026, e R\$ 19.171 milhões no mesmo período do ano anterior.



O prazo médio de vencimento da dívida consolidada era de cerca de 6,0 anos ao final do período, representando um encurtamento em relação ao prazo apresentado no 1T26, e um alongamento frente ao 2T25. Além disso, o *spread*<sup>31</sup> médio das dívidas atreladas ao IPCA foi de 5,4%, enquanto o *spread*<sup>31</sup> médio das dívidas indexadas ao CDI foi de 1,4% no 2T26.

### ► Movimentação da Dívida Bruta



Os principais efeitos que impactaram a variação da dívida bruta no 2T26 foram:

- R\$ 481 milhões em pagamentos de principal e juros e constituição de depósitos vinculados em linha com o cronograma das dívidas;
- + R\$ 379 milhões em Variação Monetária e Cambial;

#### Notas

<sup>31</sup> 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.

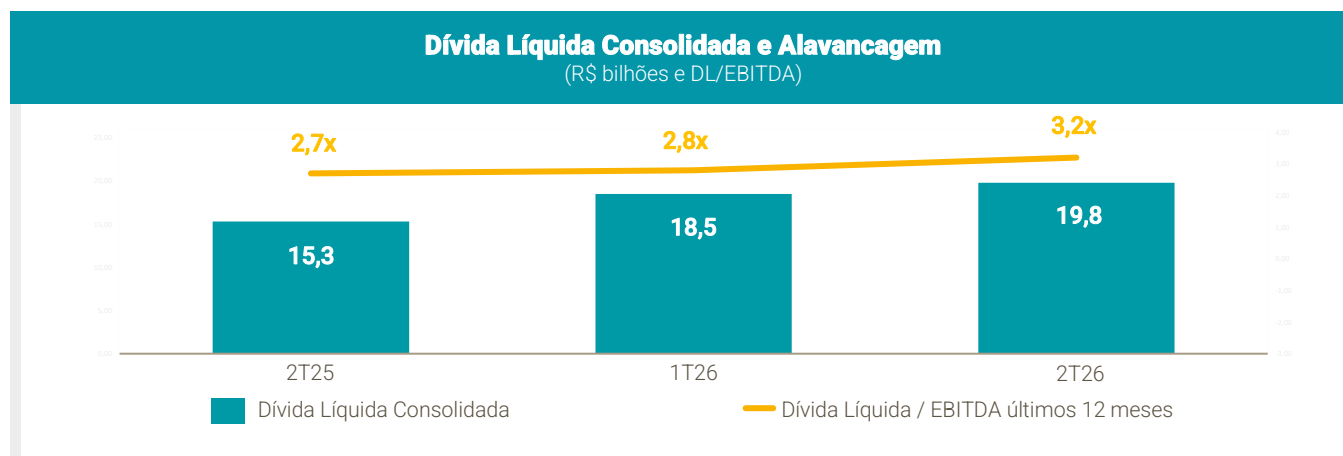
<sup>32</sup> Os valores de pagamentos de principal e juros incluem também os valores constituídos ou liberados (pagos) de depósitos vinculados.

- + R\$ 377 milhões em Juros Incorridos sobre Debêntures e Financiamentos; e
- + R\$ 104 milhões referentes a desembolsos, sendo: (i) R\$ 94 milhões referentes ao último desembolso do financiamento junto ao BB/FDA, totalizando R\$ 1,0 bilhão contratado, destinado à construção da UTE Azulão II, com taxa média de IPCA +3,68%, e (ii) R\$ 9 milhões referentes ao financiamento da GNL Brasil junto ao BNB, destinados à aquisição de 12 cavalos mecânicos, ao custo de IPCA + 3,84%.

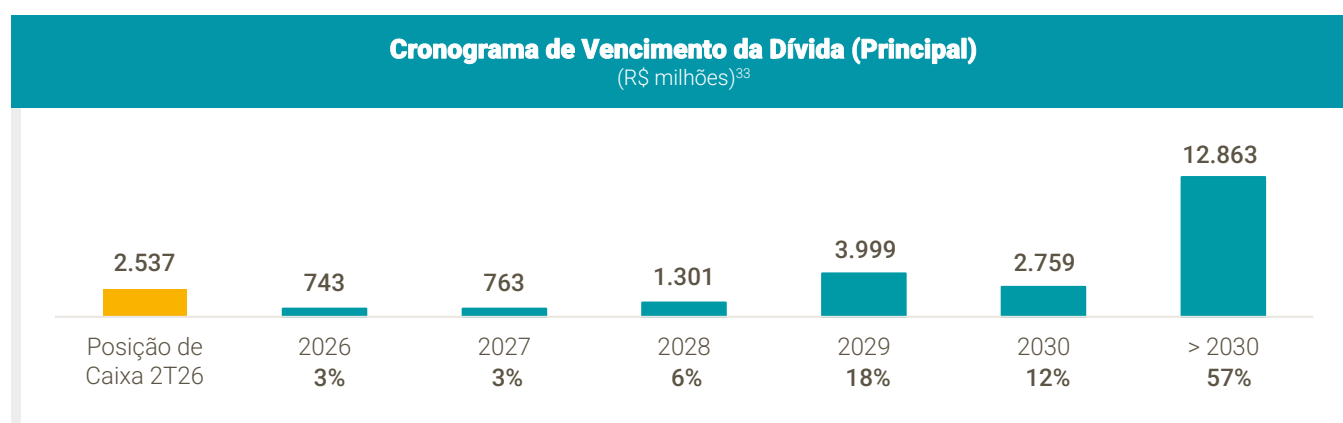
Cabe ressaltar que, ao final de junho/26, foi concluída a contratação do financiamento BNB Inovação, no montante de R\$ 501 milhões, junto ao Banco do Nordeste, cujos recursos serão direcionados à construção do 3º Trem das Plantas de Liquefação de Gás no Maranhão. A operação foi contratada ao custo de IPCA + 3,49%, com prazo total de 15 anos, incluindo 5 anos de carência, e vencimento final em julho de 2041.

### ► Dívida Líquida e Alavancagem

O saldo de caixa (incluindo caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários) totalizou R\$ 2.537 milhões ao final do 2T26. A dívida líquida consolidada totalizou R\$ 19.826 milhões ao final do 2T26, com alavancagem, medida pela relação de dívida líquida/EBITDA nos últimos 12 meses, em 3,2x.



No final do segundo trimestre de 2026, os vencimentos<sup>33</sup> das dívidas da Eneva estavam concentrados, em sua grande maioria, no médio e longo prazo, principalmente a partir de 2029, conforme apresentado no gráfico abaixo.



#### Notas

<sup>33</sup> 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                                                        | 2T26          | 1T26          | 2T25          |
|--------------------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Nº de ações - final período                                  | 1.937.029.517 | 1.936.973.658 | 1.932.591.767 |
| Cotação fechamento - final período (R\$/ação)                | 26,72         | 24,54         | 13,65         |
| Ações negociadas (Milhões) - média diária                    | 10,4          | 20,0          | 11,6          |
| Volume financeiro (R\$ Milhões) - média diária               | 212,0         | 351,1         | 132,8         |
| Valor de Mercado - final período (R\$ Milhões) <sup>34</sup> | 51.115        | 47.014        | 26.090        |
| Enterprise Value - final período (R\$ Milhões) <sup>35</sup> | 70.941        | 65.481        | 41.406        |

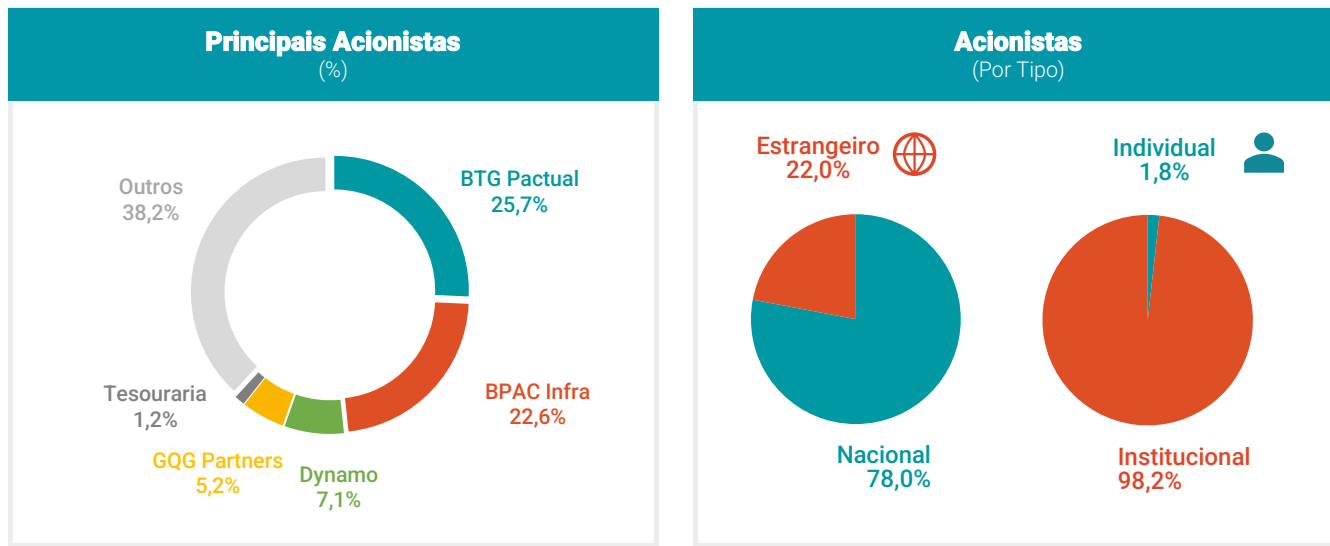
### Composição Acionária

Conforme divulgado em Aviso aos Acionistas de 20 de maio de 2026, foi realizado aumento de capital social dentro do limite do capital autorizado, com a consequente emissão de 55.859 novas ações ordinárias da Eneva, decorrente do exercício de opções outorgadas no âmbito do Quinto Plano de Opção de Compra ou Subscrição de Ações da Companhia aprovados pelo Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 11 de fevereiro de 2021 e pelos acionistas da Companhia na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 02 de agosto de 2016.

Ao final de junho de 2026, o capital social da Eneva era composto por 1.937.029.517 ações ordinárias, com 98,56% de ações em circulação<sup>36</sup>. A composição acionária está detalhada abaixo:

#### ► Perfil do Capital Social da Eneva

Em 30 de junho de 2026:



#### Notas

<sup>34</sup> Desconsidera valor de ações em tesouraria, a preço de fechamento do período.

<sup>35</sup> Enterprise Value equivale à soma do valor de mercado e da dívida líquida da Companhia, ambas do final do período. Valores do 2T25 foram alterados para desconsiderar as ações em tesouraria, conforme Valor de Mercado.

<sup>36</sup> 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 - 2T26                         | Geração Parnaíba | Geração Roraima | Geração Gás de Terceiros | Total Geração Gás | Upstream       | Elimin. entre Segmentos | Total Elimin. Gás/ Upstream | HUB Sergipe    | Geração Carvão | Geração Óleo  | Geração Solar  | Comercia- lizadora | SSLNG & GNL    | Holding e Outros | Elimin. Segmentos | Total            |
|------------------------------------|------------------|-----------------|--------------------------|-------------------|----------------|-------------------------|-----------------------------|----------------|----------------|---------------|----------------|--------------------|----------------|------------------|-------------------|------------------|
| (R\$ Milhões)                      |                  |                 |                          |                   |                |                         |                             |                |                |               |                |                    |                |                  |                   |                  |
| <b>Receita Operacional Bruta</b>   | <b>970,4</b>     | <b>200,6</b>    | <b>0,3</b>               | <b>1.171,2</b>    | <b>309,4</b>   | <b>(334,4)</b>          | <b>1.146,3</b>              | <b>1.104,1</b> | <b>158,9</b>   | <b>105,5</b>  | <b>156,7</b>   | <b>2.081,7</b>     | <b>134,1</b>   | <b>19,3</b>      | <b>(481,3)</b>    | <b>4.425,3</b>   |
| Deduções da Receita Bruta          | (109,6)          | (8,8)           | (0,4)                    | (118,9)           | (42,9)         | 66,5                    | (95,3)                      | (146,8)        | (16,5)         | (11,4)        | (16,2)         | (199,0)            | (12,7)         | (1,8)            | 50,2              | (448,5)          |
| <b>Receita Operacional Líquida</b> | <b>860,7</b>     | <b>191,8</b>    | <b>(0,2)</b>             | <b>1.052,3</b>    | <b>266,6</b>   | <b>(267,9)</b>          | <b>1.051,0</b>              | <b>957,3</b>   | <b>142,3</b>   | <b>94,2</b>   | <b>140,5</b>   | <b>1.882,8</b>     | <b>121,3</b>   | <b>17,5</b>      | <b>(431,0)</b>    | <b>3.975,8</b>   |
| <b>Custos Operacionais</b>         | <b>(566,7)</b>   | <b>(100,1)</b>  | <b>(27,9)</b>            | <b>(694,7)</b>    | <b>(125,3)</b> | <b>267,9</b>            | <b>(552,1)</b>              | <b>(617,5)</b> | <b>(59,5)</b>  | <b>(46,8)</b> | <b>(171,7)</b> | <b>(1.741,5)</b>   | <b>(58,2)</b>  | <b>(10,5)</b>    | <b>426,3</b>      | <b>(2.831,7)</b> |
| Depreciação e amortização          | (71,4)           | (41,7)          | (11,3)                   | (124,4)           | (66,4)         | -                       | (190,7)                     | (101,2)        | (17,1)         | (13,2)        | (30,4)         | -                  | (16,2)         | -                | 8,2               | (360,7)          |
| <b>Despesas Operacionais</b>       | <b>(7,8)</b>     | <b>(4,9)</b>    | <b>(0,9)</b>             | <b>(13,5)</b>     | <b>(25,8)</b>  | <b>3,3</b>              | <b>(36,0)</b>               | <b>(3,6)</b>   | <b>(1,4)</b>   | <b>(2,4)</b>  | <b>(7,5)</b>   | <b>(2,3)</b>       | <b>(257,6)</b> | <b>(3,7)</b>     | <b>(318,0)</b>    |                  |
| SG&A e Despesas de Exploração¹     | (7,3)            | (4,8)           | (0,8)                    | (13,0)            | (20,2)         | 3,3                     | (29,9)                      | (3,5)          | (3,5)          | (1,2)         | (2,2)          | (6,8)              | (2,2)          | (139,3)          | (3,1)             | (191,9)          |
| Depreciação e amortização          | (0,4)            | (0,1)           | -                        | (0,5)             | (5,6)          | -                       | (6,1)                       | (0,0)          | (0,1)          | (0,1)         | (0,2)          | (0,7)              | (0,0)          | (118,3)          | (0,6)             | (126,1)          |
| <b>Outras receitas/despesas</b>    | <b>(4,8)</b>     | <b>(6,5)</b>    | <b>0,0</b>               | <b>(11,3)</b>     | <b>(4,4)</b>   | <b>0,0</b>              | <b>(15,7)</b>               | <b>83,6</b>    | <b>(5,8)</b>   | <b>(0,2)</b>  | <b>(5,5)</b>   | <b>0,2</b>         | <b>(3,2)</b>   | <b>(127,3)</b>   | <b>43,5</b>       | <b>(30,4)</b>    |
| <b>Equivalência Patrimonial</b>    | <b>-</b>         | <b>-</b>        | <b>-</b>                 | <b>-</b>          | <b>-</b>       | <b>(86,3)</b>           | <b>(86,3)</b>               | <b>-</b>       | <b>-</b>       | <b>-</b>      | <b>-</b>       | <b>-</b>           | <b>-</b>       | <b>313,3</b>     | <b>(270,8)</b>    | <b>(43,8)</b>    |
| <b>EBITDA ICYM 527/12</b>          | <b>353,3</b>     | <b>122,1</b>    | <b>(17,6)</b>            | <b>457,8</b>      | <b>182,9</b>   | <b>(83,0)</b>           | <b>557,7</b>                | <b>521,0</b>   | <b>90,7</b>    | <b>59,1</b>   | <b>(8,6)</b>   | <b>134,6</b>       | <b>73,9</b>    | <b>53,8</b>      | <b>(243,4)</b>    | <b>1.238,8</b>   |
| Resultado Financeiro Líquido       | (25,0)           | (19,0)          | (0,1)                    | (44,1)            | (13,3)         | -                       | (57,4)                      | (244,4)        | (4,8)          | 1,6           | (4,8)          | 0,9                | (9,3)          | (323,4)          | 4,8               | (636,9)          |
| <b>EBT</b>                         | <b>256,4</b>     | <b>61,3</b>     | <b>(28,9)</b>            | <b>288,8</b>      | <b>97,6</b>    | <b>(83,0)</b>           | <b>303,4</b>                | <b>175,4</b>   | <b>68,7</b>    | <b>47,4</b>   | <b>(44,0)</b>  | <b>134,8</b>       | <b>48,3</b>    | <b>(387,9)</b>   | <b>(231,1)</b>    | <b>115,0</b>     |
| Impostos Correntes                 | (39,4)           | (5,4)           | -                        | (44,8)            | -              | -                       | (44,8)                      | -              | (3,2)          | (1,9)         | -              | (2,4)              | (0,5)          | (1,7)            | -                 | (54,6)           |
| Impostos Diferidos                 | (6,3)            | (3,5)           | -                        | (9,9)             | -              | -                       | (9,9)                       | -              | (11,1)         | (0,0)         | 14,5           | 26,3               | 0,2            | 82,5             | -                 | 102,6            |
| <b>Resultado Líq. Período</b>      | <b>210,7</b>     | <b>52,3</b>     | <b>(28,9)</b>            | <b>234,1</b>      | <b>97,6</b>    | <b>(83,0)</b>           | <b>248,7</b>                | <b>175,4</b>   | <b>54,4</b>    | <b>45,4</b>   | <b>(29,5)</b>  | <b>158,6</b>       | <b>48,1</b>    | <b>(307,1)</b>   | <b>(231,1)</b>    | <b>163,0</b>     |
| Participações Minoritárias         | -                | -               | -                        | -                 | -              | -                       | -                           | -              | -              | -             | -              | -                  | -              | -                | 131,8             | 131,8            |
| <b>Resultado Líq. Eneva</b>        | <b>210,7</b>     | <b>52,3</b>     | <b>(28,9)</b>            | <b>234,1</b>      | <b>97,6</b>    | <b>(83,0)</b>           | <b>248,7</b>                | <b>175,4</b>   | <b>54,4</b>    | <b>45,4</b>   | <b>(29,5)</b>  | <b>158,6</b>       | <b>48,1</b>    | <b>(307,1)</b>   | <b>(362,9)</b>    | <b>31,2</b>      |

1- No SG&amp;A também estão contidas despesas com ILP.

| DRE - 2T25                         | Geração Parnaíba | Geração Roraima | Geração Gás de Terceiros | Total Geração Gás | Upstream      | Elimin. entre Segmentos | Total Elimin. Gás/ Upstream | HUB Sergipe    | Geração Carvão | Geração Óleo  | Geração Solar  | Comercia- lizadora | SSLNG & GNL   | Holding e Outros | Elimin. Segmentos | Total            |
|------------------------------------|------------------|-----------------|--------------------------|-------------------|---------------|-------------------------|-----------------------------|----------------|----------------|---------------|----------------|--------------------|---------------|------------------|-------------------|------------------|
| R\$ Milhões                        |                  |                 |                          |                   |               |                         |                             |                |                |               |                |                    |               |                  |                   |                  |
| <b>Receita Operacional Bruta</b>   | <b>793,7</b>     | <b>203,9</b>    | <b>690,5</b>             | <b>1.688,0</b>    | <b>251,0</b>  | <b>(322,0)</b>          | <b>1.617,1</b>              | <b>755,0</b>   | <b>280,5</b>   | <b>0,1</b>    | <b>124,6</b>   | <b>1.481,8</b>     | <b>144,7</b>  | <b>0,0</b>       | <b>(463,7)</b>    | <b>3.939,9</b>   |
| Deduções da Receita Bruta          | (82,0)           | (11,0)          | (115,7)                  | (208,7)           | (32,6)        | 53,9                    | (187,4)                     | (83,3)         | (28,7)         | (0,4)         | (8,5)          | (146,5)            | (14,3)        | (0,0)            | 43,0              | (426,0)          |
| <b>Receita Operacional Líquida</b> | <b>711,7</b>     | <b>192,9</b>    | <b>574,8</b>             | <b>1.479,4</b>    | <b>218,5</b>  | <b>(268,1)</b>          | <b>1.429,7</b>              | <b>671,7</b>   | <b>251,8</b>   | <b>(0,3)</b>  | <b>116,2</b>   | <b>1.335,3</b>     | <b>130,3</b>  | <b>0,0</b>       | <b>(420,7)</b>    | <b>3.514,0</b>   |
| <b>Custos Operacionais</b>         | <b>(437,8)</b>   | <b>(110,3)</b>  | <b>(120,0)</b>           | <b>(668,1)</b>    | <b>(82,0)</b> | <b>268,5</b>            | <b>(481,6)</b>              | <b>(355,7)</b> | <b>(229,1)</b> | <b>(40,5)</b> | <b>(129,1)</b> | <b>(1.304,3)</b>   | <b>(53,3)</b> | <b>0,0</b>       | <b>418,2</b>      | <b>(2.175,5)</b> |
| Depreciação e amortização          | (61,5)           | (36,6)          | (12,6)                   | (110,7)           | (28,0)        | -                       | (138,7)                     | (98,7)         | (152,4)        | (12,5)        | (28,7)         | -                  | (6,8)         | -                | 9,4               | (428,4)          |
| <b>Despesas Operacionais</b>       | <b>(8,0)</b>     | <b>(4,9)</b>    | <b>(1,0)</b>             | <b>(13,9)</b>     | <b>(81,6)</b> | <b>2,7</b>              | <b>(92,8)</b>               | <b>(3,3)</b>   | <b>(7,0)</b>   | <b>(2,0)</b>  | <b>(3,9)</b>   | <b>(11,8)</b>      | <b>(2,8)</b>  | <b>(300,8)</b>   | <b>(4,8)</b>      | <b>(429,3)</b>   |
| SG&A e Despesas de Exploração¹     | (7,7)            | (4,9)           | (1,0)                    | (13,6)            | (77,8)        | 2,7                     | (88,7)                      | (3,3)          | (6,4)          | (1,9)         | (3,8)          | (11,2)             | (2,7)         | (75,1)           | (2,7)             | (195,9)          |
| Depreciação e amortização          | (0,3)            | (0,0)           | -                        | (0,3)             | (3,9)         | -                       | (4,1)                       | (0,0)          | (0,6)          | (0,1)         | (0,1)          | (0,6)              | (0,0)         | (225,7)          | (2,2)             | (233,4)          |
| <b>Outras receitas/despesas</b>    | <b>(1,8)</b>     | <b>(0,1)</b>    | <b>(0,1)</b>             | <b>(2,0)</b>      | <b>0,0</b>    | <b>(0,4)</b>            | <b>(2,3)</b>                | <b>112,6</b>   | <b>(2,7)</b>   | <b>(0,5)</b>  | <b>(0,0)</b>   | <b>(9,8)</b>       | <b>(2,6)</b>  | <b>1,4</b>       | <b>1,6</b>        | <b>97,7</b>      |
| <b>Equivalência Patrimonial</b>    | <b>-</b>         | <b>-</b>        | <b>-</b>                 | <b>-</b>          | <b>-</b>      | <b>(19,5)</b>           | <b>(19,5)</b>               | <b>-</b>       | <b>-</b>       | <b>-</b>      | <b>-</b>       | <b>-</b>           | <b>-</b>      | <b>147,1</b>     | <b>(127,9)</b>    | <b>(0,4)</b>     |
| <b>EBITDA ICYM 527/12</b>          | <b>325,9</b>     | <b>114,2</b>    | <b>466,3</b>             | <b>906,4</b>      | <b>86,8</b>   | <b>(16,9)</b>           | <b>976,2</b>                | <b>523,9</b>   | <b>165,9</b>   | <b>(30,6)</b> | <b>12,0</b>    | <b>10,0</b>        | <b>78,5</b>   | <b>73,4</b>      | <b>(140,9)</b>    | <b>1.668,4</b>   |
| Resultado Financeiro Líquido       | (34,7)           | (24,6)          | 6,5                      | (52,8)            | (3,8)         | 1,0                     | (55,7)                      | (31,8)         | (29,4)         | (2,0)         | (10,2)         | 1,3                | (12,8)        | (112,4)          | 1,1               | (251,8)          |
| <b>EBT</b>                         | <b>229,4</b>     | <b>53,0</b>     | <b>460,3</b>             | <b>742,6</b>      | <b>51,0</b>   | <b>(15,9)</b>           | <b>777,7</b>                | <b>393,4</b>   | <b>(16,4)</b>  | <b>(45,3)</b> | <b>(27,0)</b>  | <b>10,8</b>        | <b>58,8</b>   | <b>(264,7)</b>   | <b>(132,6)</b>    | <b>754,8</b>     |
| Impostos Correntes                 | (30,5)           | (3,6)           | -                        | (34,1)            | -             | -                       | (34,1)                      | -              | (2,4)          | -             | (4,6)          | 6,5                | (2,1)         | (0,0)            | -                 | (36,8)           |
| Impostos Diferidos                 | (7,6)            | (3,9)           | -                        | (11,5)            | -             | -                       | (11,5)                      | -              | 7,2            | 0,6           | 3,0            | 10,0               | (0,4)         | (240,9)          | -                 | (232,0)          |
| <b>Resultado Líq. Período</b>      | <b>191,2</b>     | <b>45,4</b>     | <b>460,3</b>             | <b>697,0</b>      | <b>51,0</b>   | <b>(15,9)</b>           | <b>732,1</b>                | <b>393,4</b>   | <b>(11,6)</b>  | <b>(44,7)</b> | <b>(28,7)</b>  | <b>27,3</b>        | <b>56,4</b>   | <b>(505,6)</b>   | <b>(132,6)</b>    | <b>485,9</b>     |
| Participações Minoritárias         | -                | -               | -                        | -                 | -             | -                       | -                           | -              | -              | -             | -              | -                  | -             | -                | 121,5             | 121,5            |
| <b>Resultado Líq. Eneva</b>        | <b>191,2</b>     | <b>45,4</b>     | <b>460,3</b>             | <b>697,0</b>      | <b>51,0</b>   | <b>(15,9)</b>           | <b>732,1</b>                | <b>393,4</b>   | <b>(11,6)</b>  | <b>(44,7)</b> | <b>(28,7)</b>  | <b>27,3</b>        | <b>56,4</b>   | <b>(505,6)</b>   | <b>(254,1)</b>    | <b>364,5</b>     |

1- No SG&amp;A também estão contidas despesas com ILP.

| DRE - 6M26                         | Geração Parnaíba | Geração Roraima | Geração Gás de Terceiros | Total Geração Gás | Upstream       | Elimin. entre Segmentos | Total Elimin. Gás/ Upstream | HUB Sergipe      | Geração Carvão | Geração Óleo  | Geração Solar  | Comercia- lizadora | SSLNG & GNL    | Holding e Outros | Elimin. Segmentos | Total            |
|------------------------------------|------------------|-----------------|--------------------------|-------------------|----------------|-------------------------|-----------------------------|------------------|----------------|---------------|----------------|--------------------|----------------|------------------|-------------------|------------------|
| R\$ Milhões                        |                  |                 |                          |                   |                |                         |                             |                  |                |               |                |                    |                |                  |                   |                  |
| <b>Receita Operacional Bruta</b>   | <b>1.947,3</b>   | <b>415,9</b>    | <b>38,7</b>              | <b>2.402,0</b>    | <b>695,5</b>   | <b>(739,3)</b>          | <b>2.358,3</b>              | <b>2.388,8</b>   | <b>536,2</b>   | <b>216,8</b>  | <b>285,4</b>   | <b>4.402,0</b>     | <b>266,0</b>   | <b>19,3</b>      | <b>(836,0)</b>    | <b>9.636,8</b>   |
| Deduções da Receita Bruta          | (207,6)          | (22,4)          | (5,0)                    | (235,0)           | (108,7)        | 193,4                   | (205,2)                     | (301,2)          | (55,1)         | (23,2)        | (23,9)         | (440,9)            | (26,1)         | (1,8)            | 104,8             | (978,7)          |
| <b>Receita Operacional Líquida</b> | <b>1.739,7</b>   | <b>393,6</b>    | <b>33,8</b>              | <b>2.167,0</b>    | <b>586,9</b>   | <b>(595,8)</b>          | <b>2.153,1</b>              | <b>2.087,6</b>   | <b>481,1</b>   | <b>193,6</b>  | <b>255,5</b>   | <b>3.961,1</b>     | <b>239,9</b>   | <b>17,5</b>      | <b>(731,2)</b>    | <b>8.658,1</b>   |
| <b>Custos Operacionais</b>         | <b>(1.184,1)</b> | <b>(213,2)</b>  | <b>(80,6)</b>            | <b>(1.477,9)</b>  | <b>(284,8)</b> | <b>589,5</b>            | <b>(1.173,2)</b>            | <b>(1.383,0)</b> | <b>(316,1)</b> | <b>(95,5)</b> | <b>(320,1)</b> | <b>(3.799,8)</b>   | <b>(113,9)</b> | <b>(10,5)</b>    | <b>732,5</b>      | <b>(6.479,7)</b> |
| Depreciação e amortização          | (143,0)          | (83,0)          | (22,6)                   | (248,6)           | (127,0)        | -                       | (375,6)                     | (201,3)          | (111,5)        | (26,6)        | (61,0)         | -                  | (39,6)         | -                | 15,8              | (799,6)          |
| <b>Despesas Operacionais</b>       | <b>(16,8)</b>    | <b>(9,3)</b>    | <b>(2,0)</b>             | <b>(28,1)</b>     | <b>(92,8)</b>  | <b>5,1</b>              | <b>(115,7)</b>              | <b>(6,4)</b>     | <b>(11,3)</b>  | <b>(3,2)</b>  | <b>(4,9)</b>   | <b>(20,1)</b>      | <b>(4,9)</b>   | <b>(466,7)</b>   | <b>(6,5)</b>      | <b>(639,8)</b>   |
| SG&A e Despesas de Exploração¹     | (15,9)           | (9,1)           | (2,0)                    | (27,0)            | (84,4)         | 5,1                     | (106,3)                     | (6,4)            | (10,6)         | (2,8)         | (4,6)          | (18,5)             | (4,9)          | (229,9)          | (5,0)             | (389,1)          |
| Depreciação e amortização          | (0,9)            | (0,2)           | -                        | (1,1)             | (8,3)          | -                       | (9,4)                       | (0,0)            | (0,7)          | (0,3)         | (0,3)          | (1,6)              | (0,1)          | (236,8)          | (1,5)             | (250,7)          |
| <b>Outras receitas/despesas</b>    | <b>(7,4)</b>     | <b>249,3</b>    | <b>0,0</b>               | <b>242,0</b>      | <b>(4,3)</b>   | <b>0,0</b>              | <b>237,6</b>                | <b>259,1</b>     | <b>(9,5)</b>   | <b>(0,2)</b>  | <b>(5,7)</b>   | <b>0,2</b>         | <b>(4,3)</b>   | <b>(136,5)</b>   | <b>81,9</b>       | <b>422,7</b>     |
| <b>Equivalência Patrimonial</b>    | <b>-</b>         | <b>-</b>        | <b>-</b>                 | <b>-</b>          | <b>-</b>       | <b>(427,1)</b>          | <b>(427,1)</b>              | <b>-</b>         | <b>-</b>       | <b>-</b>      | <b>-</b>       | <b>-</b>           | <b>-</b>       | <b>769,1</b>     | <b>(424,3)</b>    | <b>(82,3)</b>    |
| <b>EBITDA ICYM 527/12</b>          | <b>675,3</b>     | <b>503,5</b>    | <b>(26,2)</b>            | <b>1.152,6</b>    | <b>339,3</b>   | <b>(432,3)</b>          | <b>1.059,6</b>              | <b>1.158,5</b>   | <b>256,4</b>   | <b>121,7</b>  | <b>(14,0)</b>  | <b>143,0</b>       | <b>156,3</b>   | <b>409,7</b>     | <b>(362,0)</b>    | <b>2.923,4</b>   |
| Resultado Financeiro Líquido       | (55,4)           | (33,2)          | (0,1)                    | (88,7)            | (25,6)         | -                       | (114,3)                     | (164,5)          | (27,0)         | 2,3           | (6,8)          | 1,7                | (19,0)         | (750,0)          | 9,0               | (1.068,8)        |
| <b>EBT</b>                         | <b>476,0</b>     | <b>387,2</b>    | <b>(48,9)</b>            | <b>814,2</b>      | <b>178,4</b>   | <b>(432,3)</b>          | <b>560,3</b>                | <b>792,7</b>     | <b>117,2</b>   | <b>97,1</b>   | <b>(82,0)</b>  | <b>143,1</b>       | <b>97,7</b>    | <b>(577,1)</b>   | <b>(338,7)</b>    | <b>810,4</b>     |
| Impostos Correntes                 | (70,4)           | (12,7)          | -                        | (83,1)            | -              | -                       | (83,1)                      | -                | (5,0)          | (3,8)         | -              | (7,4)              | (1,4)          | (1,8)            | -                 | (102,4)          |
| Impostos Diferidos                 | (15,1)           | (10,4)          | -                        | (25,5)            | -              | -                       | (25,5)                      | -                | (20,7)         | (0,8)         | 40,6           | 71,3               | 0,3            | 25,7             | -                 | 90,7             |
| <b>Resultado Líq. Período</b>      | <b>390,5</b>     | <b>364,1</b>    | <b>(48,9)</b>            | <b>705,7</b>      | <b>178,4</b>   | <b>(432,3)</b>          | <b>451,8</b>                | <b>792,7</b>     | <b>91,5</b>    | <b>92,5</b>   | <b>(41,4)</b>  | <b>207,0</b>       | <b>96,5</b>    | <b>(553,2)</b>   | <b>(338,7)</b>    | <b>798,7</b>     |
| Participações Minoritárias         | -                | -               | -                        | -                 | -              | -                       | -                           | -                | -              | -             | -              | -                  | -              | -                | 244,8             | 244,8            |
| <b>Resultado Líq. Eneva</b>        | <b>390,5</b>     | <b>364,1</b>    | <b>(48,9)</b>            | <b>705,7</b>      | <b>178,4</b>   | <b>(432,3)</b>          | <b>451,8</b>                | <b>792,7</b>     | <b>91,5</b>    | <b>92,5</b>   | <b>(41,4)</b>  | <b>207,0</b>       | <b>96,5</b>    | <b>(553,2)</b>   | <b>(583,5)</b>    | <b>553,9</b>     |

1- No SG&amp;A também estão contidas despesas com ILP.

| DRE - 6M25                      | Geração Parnaíba | Geração Roraima | Geração Gás de Terceiros | Total Geração Gás | Upstream | Elimin. entre Segmentos | Total Elimin. Gás/ Upstream | HUB Sergipe | Geração Carvão | Geração Óleo | Geração Solar | Comercia-<br>lizadora | SSLNG & GNL | Holding e Outros | Elimin. Segmentos | Total     |
|---------------------------------|------------------|-----------------|--------------------------|-------------------|----------|-------------------------|-----------------------------|-------------|----------------|--------------|---------------|-----------------------|-------------|------------------|-------------------|-----------|
| R\$ Milhões                     |                  |                 |                          |                   |          |                         |                             |             |                |              |               |                       |             |                  |                   |           |
| Receita Operacional Bruta       | 1.411,9          | 410,4           | 1.356,2                  | 3.178,5           | 409,9    | (453,0)                 | 3.135,3                     | 1.900,8     | 561,5          | 0,7          | 222,5         | 3.571,2               | 271,1       | 0,0              | (814,7)           | 8.848,4   |
| Deduções da Receita Bruta       | (157,1)          | (22,2)          | (128,3)                  | (408,2)           | (61,2)   | 75,6                    | (393,8)                     | (193,1)     | (57,7)         | (0,8)        | (15,6)        | (237,9)               | (27,6)      | (0,0)            | 75,6              | (910,9)   |
| Receita Operacional Líquida     | 1.254,8          | 388,2           | 1.227,9                  | 2.770,3           | 348,6    | (377,5)                 | 2.741,5                     | 1.707,7     | 503,8          | (0,1)        | 206,8         | 3.273,3               | 243,5       | 0,0              | (739,1)           | 7.937,5   |
| Custos Operacionais             | (775,1)          | (211,4)         | (241,9)                  | (1.228,4)         | (150,5)  | 377,9                   | (1.001,0)                   | (1.036,5)   | (361,9)        | (81,4)       | (250,0)       | (3.168,8)             | (110,8)     | (0,0)            | 732,9             | (5.277,5) |
| Depreciação e amortização       | (118,7)          | (72,0)          | (22,6)                   | (213,3)           | (46,3)   | -                       | (259,6)                     | (197,1)     | (208,4)        | (26,0)       | (57,3)        | -                     | (12,8)      | -                | 16,8              | (745,3)   |
| Despesas Operacionais           | (16,3)           | (10,4)          | (2,4)                    | (29,2)            | (126,0)  | 5,4                     | (149,7)                     | (7,2)       | (13,6)         | (8,6)        | (7,7)         | (27,4)                | (5,0)       | (603,6)          | (11,3)            | (834,2)   |
| SG&A e Despesas de Exploração * | (15,8)           | (10,4)          | (2,4)                    | (28,6)            | (118,2)  | 5,4                     | (141,4)                     | (7,2)       | (12,7)         | (5,3)        | (7,4)         | (26,4)                | (5,0)       | (152,0)          | (5,4)             | (362,7)   |
| Depreciação e amortização       | (0,5)            | (0,0)           | (0,0)                    | (0,6)             | (7,8)    | -                       | (8,4)                       | (0,0)       | (0,9)          | (3,3)        | (0,2)         | (1,0)                 | (0,0)       | (451,6)          | (5,9)             | (471,4)   |
| Outras receitas/despesas        | (2,4)            | (0,3)           | 0,4                      | (2,3)             | (0,2)    | (0,4)                   | (2,9)                       | 191,1       | (1,4)          | (0,5)        | 0,0           | (10,1)                | (6,7)       | (17,3)           | 3,7               | 156,0     |
| Equivalência Patrimonial        | -                | -               | -                        | -                 | -        | (131,1)                 | (131,1)                     | -           | -              | -            | -             | -                     | -           | -                | 517,8             | (389,2)   |
| EBITDA ICVM 527H2               | 580,2            | 238,2           | 905,9                    | 1.724,3           | 126,0    | (125,7)                 | 1.724,7                     | 1.052,2     | 337,3          | (61,2)       | 6,8           | 68,1                  | 133,8       | 348,4            | (413,9)           | 3.196,1   |
| Resultado Financeiro Líquido    | (75,4)           | (46,6)          | 4,3                      | (117,6)           | 238,1    | 1,0                     | 121,5                       | (68,9)      | (60,5)         | 0,5          | (19,3)        | 1,2                   | (24,5)      | (460,4)          | 5,2               | (505,1)   |
| EBT                             | 395,6            | 119,6           | 897,6                    | 1.392,9           | 310,1    | (124,7)                 | 1.578,3                     | 786,2       | 66,5           | (90,0)       | (70,1)        | 68,3                  | 96,5        | (563,6)          | (397,7)           | 1.474,3   |
| Impostos Correntes              | (48,3)           | (8,2)           | (20,2)                   | (76,7)            | -        | -                       | (76,7)                      | -           | (6,4)          | 1,4          | (8,2)         | (11,1)                | (4,2)       | (0,0)            | -                 | (105,1)   |
| Impostos Diferidos              | (15,1)           | (9,3)           | (2,2)                    | (26,6)            | -        | -                       | (26,6)                      | -           | (5,9)          | 0,7          | 5,6           | (10,2)                | (1,3)       | (376,7)          | -                 | (414,4)   |
| Resultado LÍq. Período          | 322,2            | 102,2           | 865,3                    | 1.289,6           | 310,1    | (124,7)                 | 1.475,0                     | 786,2       | 54,2           | (87,9)       | (72,7)        | 47,0                  | 91,0        | (340,4)          | (397,7)           | 954,8     |
| Participações Minoritárias      | -                | -               | -                        | -                 | -        | -                       | -                           | -           | -              | -            | -             | -                     | -           | -                | 205,9             | 205,9     |
| Resultado LÍq. Nueva            | 322,2            | 102,2           | 865,3                    | 1.289,6           | 310,1    | (124,7)                 | 1.475,0                     | 786,2       | 54,2           | (87,9)       | (72,7)        | 47,0                  | 91,0        | (340,4)          | (603,7)           | 748,9     |



**ENEVA S.A.**

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

# EARNINGS

## RELEASE **2Q26**



### 2Q26 Earnings Conference Call

Thursday, August 13<sup>th</sup>, 2026

10:00 a.m. (US EDT) / 11:00 a.m. (BRT)

[Click here](#) to register for the call



[ri.eneva.com.br](http://ri.eneva.com.br)



Rio de Janeiro, August 12<sup>th</sup>, 2026 - ENEVA S.A. (B3: ENEV3) ("Company" or "Eneva"), an integrated power generation company, with complementary businesses in electric power generation and trading, hydrocarbon exploration and production, and other activities in Brazil's natural gas chain, announces today the results for the second quarter ended June 30<sup>th</sup>, 2026 ("2Q26"). The following information is presented on a consolidated basis in accordance with the accounting practices adopted in Brazil, except where otherwise stated.

## ENEVA DISCLOSES RESULTS FOR THE SECOND QUARTER OF 2026

- Consolidated EBITDA of R\$1,239 million, reaching R\$1,366 million when adjusted for the write-down of Pecém's carrying value;
- Record Operating Cash Flow (OCF) for a second quarter and the second highest level in the Company's history, reflecting solid operating performance; and
- COD of Azulão I TPP and start of the regulated contracts for the new plant and the gas-fired thermal plants in the State of Espírito Santo between July and August 2026, adding R\$762.6 million in annual fixed revenue to Eneva's contracted portfolio from 3Q26 onwards.

## 2Q26 HIGHLIGHTS

- Consolidated EBITDA totaled R\$1,238.7 million in 2Q26, down by R\$429.6 million from 2Q25, mainly reflecting the end of the PCS contracts for the Espírito Santo plants, the effects related to the sale of Pecém II TPP, and higher Long Term Incentive expenses associated with the vesting of programs during the period;
- Continued merit-order regulatory dispatch in 2Q26, especially at the Parnaíba Complex, supporting the results of the Parnaíba Gas Fired Generation and Upstream segments, which together reported a R\$123.6 million increase in EBITDA in 2Q26;
- R\$124.6 million increase in Energy Trading segment EBITDA in 2Q26, mainly driven by stronger trading margins from book realization;
- Start of the regulated contracts for the Oil Generation assets throughout 2H25, resulting in EBITDA of R\$59.1 million in 2Q26, compared with negative EBITDA of R\$30.6 million in 2Q25;
- Gas Trading Desk (On-Grid) EBITDA totaled R\$88.7 million in 2Q26, driven by the structuring of opportunistic transactions in the natural gas and LNG markets, leveraging the contracts portfolio and price arbitrage opportunities in a dynamic environment;
- Record operating cash generation for the second quarter and the second-highest OCF in the Company's history, driven by the operating performance across the asset base, reaching R\$1,680 million in 2Q26;
- Financing agreement with Banco do Nordeste in the amount of R\$500.9 million for the 3<sup>rd</sup> SSLNG Train project, at a rate of IPCA + 3.4907%, with a grace period through July 2031 and amortization through July 2041, strengthening the Company's capital structure;
- Leverage (Net Debt/LTM EBITDA) at 3.2x at the end of 2Q26, with balance sheet capacity to support contracted growth;
- Subsequent events to the quarter include:
  - Start of the Capacity Reserve Contracts (CRCAP) for the Espírito Santo TPPs, adding fixed revenue from 2H26 onwards: (i) LORM TPP from July 2026, with a 15-year term and annual fixed revenue of R\$201.2 million (December 2025 reference date); and (ii) LORM 1, Viana 1 and Povoação 1 TPPs from August 2026, with a 10-year term and annual fixed revenue of R\$283.1 million (July 2026 reference date);
  - Start of commercial operations at Azulão I TPP, the first asset of the Azulão Complex, with 295 MW contracted under the 2021 Capacity Reserve Auction for a 15-year term and annual fixed revenue of R\$278.3 million (December 2025 reference date), adding resilience and flexibility to the SIN; and
  - Approval of a Capital Increase through the issuance of 7,341,755 Eneva shares related to the earn-outs agreed in connection with the acquisitions of the TPPs in 4Q24, following the successful recontracting of Viana 1 and Povoação 1 TPPs. In addition, the Company approved a cash payment of approximately R\$77.9 million related to the Linhares earn-out, following the recontracting of LORM TPP.

## MAIN INDICATORS

| Consolidated (R\$ million)               | 2Q26           | 2Q25           | Var. %        | 1H26           | 1H25           | Var. %       |
|------------------------------------------|----------------|----------------|---------------|----------------|----------------|--------------|
| Net Operating Revenues                   | 3,975.8        | 3,514.0        | 13.1%         | 8,658.1        | 7,937.5        | 9.1%         |
| <b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>        | <b>1,238.7</b> | <b>1,668.3</b> | <b>-25.8%</b> | <b>2,929.3</b> | <b>3,196.1</b> | <b>-8.3%</b> |
| EBITDA Margin (%)                        | 31.2%          | 47.5%          | -16.3 p.p.    | 33.8%          | 40.3%          | -6.4 p.p.    |
| Eneva Net Income                         | 31.2           | 364.5          | -91.4%        | 553.9          | 748.9          | -26.0%       |
| Investments (Accrual basis) <sup>1</sup> | 1,590.2        | 1,589.2        | 0.1%          | 3,641.1        | 2,448.8        | 48.7%        |
| Operating Cash Flow                      | 1,679.6        | 1,268.4        | 32.4%         | 3,192.0        | 2,286.7        | 39.6%        |
| Net Debt (R\$ Billion) <sup>2</sup>      | 19.8           | 15.3           | 29.4%         | N/A            | N/A            | N/A          |
| Net Debt/EBITDA LTM <sup>3</sup>         | 3.18x          | 2.71 x         | 0.47x         | N/A            | N/A            | N/A          |

### Notes

<sup>1</sup> Excludes the Capex for the Pecém II TPP, following the asset's deconsolidation from Eneva at the end of 1Q26, as part of its ongoing sale process. For better comparability, Pecém II TPP Capex was excluded from the other periods.

<sup>2</sup> The calculation of net debt considers the gross debt balance minus the balance of cash, cash equivalents and securities.

<sup>3</sup> Considers the accumulated EBITDA as per the guidelines of ICVM 527/12 for the last 12 months. In 2Q25, also considers the 12-month EBITDA result of the assets acquired in 4Q24, including pre-acquisition, as per the conditions of covenants approved by the Company's creditors at the General Meetings of Debenture Holders in 2022.

## OPERATIONAL PERFORMANCE

### Operational Data

| Upstream                                            | 2Q26 | 1Q26 | 4Q25  | 3Q25  | 2Q25 |
|-----------------------------------------------------|------|------|-------|-------|------|
| <b>Parnaíba</b>                                     |      |      |       |       |      |
| Production (bcm of natural gas)                     | 0.42 | 0.45 | 0.63  | 0.63  | 0.31 |
| Remaining reserves (bcm of natural gas)             | 37.1 | 37.5 | 37.9  | 35.0  | 35.7 |
| <b>Amazonas</b>                                     |      |      |       |       |      |
| Production (bcm of natural gas)                     | 0.05 | 0.06 | 0.06  | 0.06  | 0.06 |
| Remaining reserves (bcm of natural gas)             | 9.5  | 9.5  | 9.6   | 9.6   | 9.7  |
| Off-Grid Gas Trading: SSLNG                         | 2Q26 | 1Q26 | 4Q25  | 3Q25  | 2Q25 |
| <b>Parnaíba</b>                                     |      |      |       |       |      |
| Produced volume (MM m³ of natural gas) <sup>4</sup> | 21.2 | 16.5 | 15.1  | 15.8  | 24.6 |
| Sold volume (MM m³ of natural gas) <sup>5</sup>     | 29.6 | 35.8 | 37.8  | 36.6  | 35.7 |
| Gas Thermal Generation - Parnaíba                   | 2Q26 | 1Q26 | 4Q25  | 3Q25  | 2Q25 |
| <b>Parnaíba I TPP</b>                               |      |      |       |       |      |
| Availability (%)                                    | 99%  | 99%  | 97%   | 100%  | 97%  |
| Dispatch (%)                                        | 56%  | 43%  | 84%   | 78%   | 32%  |
| Net Generation (GWh)                                | 786  | 598  | 1,114 | 1,070 | 455  |
| Gross Generation (GWh)                              | 828  | 628  | 1,161 | 1,114 | 473  |
| <b>Parnaíba II TPP</b>                              |      |      |       |       |      |
| Availability (%)                                    | 44%  | 94%  | 96%   | 100%  | 99%  |
| Dispatch (%) <sup>6</sup>                           | 31%  | 85%  | 97%   | 91%   | 52%  |
| Net Generation (GWh)                                | 327  | 904  | 997   | 989   | 553  |
| Gross Generation (GWh)                              | 348  | 953  | 1,044 | 1,036 | 582  |
| <b>Parnaíba III and Parnaíba VI TPPs</b>            |      |      |       |       |      |
| Availability (%)                                    | 92%  | 98%  | 95%   | 100%  | 93%  |
| Dispatch (%)                                        | 46%  | 52%  | 62%   | 81%   | 32%  |
| Net Generation (GWh)                                | 255  | 284  | 346   | 460   | 180  |
| Gross Generation (GWh)                              | 270  | 300  | 364   | 483   | 191  |
| <b>Parnaíba IV TPP</b>                              |      |      |       |       |      |
| Availability (%)                                    | 100% | 96%  | 100%  | 100%  | 100% |
| Dispatch (%)                                        | 27%  | 7%   | 2%    | 26%   | 11%  |
| Net Generation (GWh)                                | 32   | 8    | 2     | 31    | 14   |
| Gross Generation (GWh)                              | 33   | 9    | 2     | 32    | 14   |

#### Notes

<sup>4</sup> The volume of natural gas produced for Off-Grid gas trading is included in the total gas volume produced in the Parnaíba Basin presented in the Upstream section.

<sup>5</sup> The total volume sold may differ from the volume produced due to any take-or-pay clauses, reflecting the minimum contractual amounts.

<sup>6</sup> The Parnaíba II TPP's contractual inflexibility period was set at 100% in January and 100% between August and December for 2025 and 2026.

| Gas Thermal Generation - Parnaíba                            | 2026  | 1Q26  | 4Q25  | 3Q25  | 2Q25  |
|--------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| <b>Parnaíba V TPP</b>                                        |       |       |       |       |       |
| Availability (%)                                             | 99%   | 45%   | 60%   | 60%   | 55%   |
| Dispatch (%)                                                 | 59%   | 30%   | 54%   | 46%   | 6%    |
| Net Generation (GWh)                                         | 439   | 220   | 388   | 341   | 39    |
| Gross Generation (GWh)                                       | 468   | 236   | 418   | 367   | 43    |
| Gas Thermal Generation - Roraima                             | 2026  | 1Q26  | 4Q25  | 3Q25  | 2Q25  |
| <b>Jaguaririca II TPP</b>                                    |       |       |       |       |       |
| Availability (%)                                             | 100%  | 98%   | 96%   | 100%  | 100%  |
| Dispatch (%)                                                 | 60%   | 80%   | 71%   | 78%   | 76%   |
| Net Generation (GWh)                                         | 157   | 208   | 196   | 207   | 201   |
| Gross Generation (GWh)                                       | 166   | 217   | 205   | 217   | 209   |
| Gas Thermal Generation – Third-party LNG                     | 2026  | 1Q26  | 4Q25  | 3Q25  | 2Q25  |
| <b>Porto de Sergipe I TPP (Sergipe Hub)</b>                  |       |       |       |       |       |
| Availability (%)                                             | 97%   | 98%   | 95%   | 88%   | 84%   |
| Dispatch (%)                                                 | 0%    | 27%   | 52%   | 1%    | 0%    |
| Net Generation (GWh)                                         | 2     | 894   | 1,682 | 43    | 4     |
| Gross Generation (GWh)                                       | 2     | 938   | 1,756 | 46    | 5     |
| <b>Viana 1, Povoação 1, LORM and LORM 1 TPPs<sup>7</sup></b> |       |       |       |       |       |
| Availability (%)                                             | N/A   | 94%   | 99%   | 100%  | 100%  |
| Dispatch (%)                                                 | 1%    | 0%    | 45%   | 1%    | 1%    |
| Net Generation (GWh)                                         | 1     | 2     | 347   | 7     | 14    |
| Gross Generation (GWh)                                       | 1     | 2     | 349   | 7     | 15    |
| Coal Thermal Generation <sup>8</sup>                         | 2026  | 1Q26  | 4Q25  | 3Q25  | 2Q25  |
| <b>Itaqui TPP</b>                                            |       |       |       |       |       |
| Availability (%)                                             | 28%   | 70%   | 94%   | 96%   | 99%   |
| Dispatch (%)                                                 | 2%    | 19%   | 57%   | 32%   | 0%    |
| Net Generation (GWh)                                         | 15    | 126   | 369   | 226   | 0     |
| Gross Generation (GWh)                                       | 17    | 144   | 418   | 256   | 0     |
| Total Coal Inventory - Beginning of Period (kt)              | 129.0 | 97.8  | 52.7  | 153.8 | 153.9 |
| Total Coal Inventory - End of Period (kt)                    | 121.7 | 129.0 | 97.8  | 52.7  | 153.8 |
| Oil Thermal Generation <sup>9</sup>                          | 2026  | 1Q26  | 4Q25  | 3Q25  | 2Q25  |
| <b>Viana and Geramar I and II TPPs</b>                       |       |       |       |       |       |
| Availability (%)                                             | 100%  | 100%  | 100%  | 99%   | 100%  |
| Dispatch (%)                                                 | 0%    | 0%    | 0%    | 0%    | 0%    |
| Net Generation (GWh)                                         | 0     | 1     | 0     | 0     | 0     |
| Gross Generation (GWh)                                       | 0     | 1     | 0     | 0     | 0     |

#### Notes

<sup>7</sup> The 2025 historical figures consider the LORM TPP's CEEAR regulated contracts and the Viana 1 PCS, which ended on December 31<sup>st</sup>, 2025, and the Povoação 1 and LORM 1 PCS contracts, which ended on January 10<sup>th</sup>, 2026.

<sup>8</sup> As of 2Q26, following the deconsolidation of Pecém II from Eneva S.A. as part of its ongoing sale process, the plant has been excluded from the Coal Thermal Generation segment breakdown in the Operational Release, to improve comparability across reporting periods. To view the plant's individual historical operational data until 1Q26, see the Quarterly Operational Data Spreadsheet, available at <https://ri.eneva.com.br/informacoes-financeiras/planilhas-iterativas/>.

<sup>9</sup> The Viana and Geramar I and II TPPs' CCEARs ended in December 2024, and the plants remained available to be dispatched by the ONS to generate on a merchant basis until the start of their respective regulated contracts under the 2021 Capacity Reserve Auction, in August 2025 and October 2025, respectively. Individual generation data for the Viana and Geramar I and II plants are presented in the Quarterly Operational Data Spreadsheet, available at <https://ri.eneva.com.br/informacoes-financeiras/planilhas-iterativas/>.

| Solar Generation                                      | 2Q26       | 1Q26 | 4Q25 | 3Q25 | 2Q25 |
|-------------------------------------------------------|------------|------|------|------|------|
| <b>Futura 1 Solar Complex</b>                         |            |      |      |      |      |
| Availability (%)                                      | <b>99%</b> | 98%  | 98%  | 98%  | 98%  |
| Capacity Factor (%) <sup>10,11</sup>                  | <b>26%</b> | 28%  | 32%  | 32%  | 28%  |
| Generation Curtailed by Restriction (GWh)             | <b>-87</b> | -58  | -131 | -173 | -69  |
| Gross Generation post-Restriction (GWh) <sup>12</sup> | <b>306</b> | 351  | 350  | 311  | 351  |
| Net Generation (GWh)                                  | <b>294</b> | 340  | 338  | 301  | 338  |

Operating data for each asset are available on the Investor Relations website, in the [Interactive Spreadsheets](#).

Source: ONS, CCEE, Reserve Certifications disclosed by Eneva, and the Company's internal analyses and controls. Generation data for the current quarter also include provisional amounts that will be subsequently confirmed.

#### Notes

<sup>10</sup> Capacity factor aims to measure the total generation capacity of the operating park during the period. It considers generation of the quarter, adjusted to include generation curtailed by restriction in the period, regarding the operational installed capacity (adjusted for availability).

<sup>11</sup> Gross Generation post-Restriction and Capacity Factor data for the 2025 quarters were retroactively revised to also consider the generation volumes allocated to internal consumption.

## FINANCIAL PERFORMANCE

| Consolidated                                         | 2Q26             | 2Q25             | %             | 1H26             | 1H25             | %             |
|------------------------------------------------------|------------------|------------------|---------------|------------------|------------------|---------------|
| (R\$ million)                                        |                  |                  |               |                  |                  |               |
| <b>Net Operating Revenues</b>                        | <b>3,975.8</b>   | <b>3,514.0</b>   | <b>13.1%</b>  | <b>8,658.1</b>   | <b>7,937.5</b>   | <b>9.1%</b>   |
| <b>Operating Costs</b>                               | <b>(2,471.0)</b> | <b>(1,747.1)</b> | <b>41.4%</b>  | <b>(5,680.0)</b> | <b>(4,532.2)</b> | <b>25.3%</b>  |
| <b>Operating Expenses</b>                            | <b>(191.9)</b>   | <b>(195.9)</b>   | <b>-2.0%</b>  | <b>(389.1)</b>   | <b>(362.7)</b>   | <b>7.3%</b>   |
| SG&A                                                 | (173.2)          | (117.9)          | 46.9%         | (308.1)          | (244.8)          | 25.9%         |
| SOP/Long-Term Incentive (LTI)                        | (94.9)           | (26.1)           | 262.9%        | (122.3)          | (49.9)           | 145.1%        |
| Other Expenses                                       | (78.3)           | (91.7)           | -14.6%        | (185.9)          | (194.9)          | -4.7%         |
| Exploration Expenses, G&G                            | (18.7)           | (78.0)           | -76.0%        | (81.0)           | (117.9)          | -31.3%        |
| Dry wells and provisions for doubtful accounts       | -                | (29.6)           | N/A           | (43.8)           | (30.7)           | 42.6%         |
| <b>Depreciation and Amortization Costs</b>           | <b>(360.7)</b>   | <b>(428.4)</b>   | <b>-15.8%</b> | <b>(799.6)</b>   | <b>(745.3)</b>   | <b>7.3%</b>   |
| <b>Depreciation and Amortization Expenses</b>        | <b>(126.2)</b>   | <b>(233.4)</b>   | <b>-45.9%</b> | <b>(250.7)</b>   | <b>(471.4)</b>   | <b>-46.8%</b> |
| Capital Gains, Losses and Goodwill                   | (95.2)           | (222.7)          | -57.2%        | (13.3)           | (446.8)          | -97.0%        |
| <b>Other Revenue/Expenses</b>                        | <b>(73.9)</b>    | <b>96.5</b>      | <b>N/A</b>    | <b>340.7</b>     | <b>152.3</b>     | <b>123.7%</b> |
| <b>Equity Income</b>                                 | <b>(0.3)</b>     | <b>0.8</b>       | <b>N/A</b>    | <b>(0.4)</b>     | <b>1.2</b>       | <b>N/A</b>    |
| <b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>                    | <b>1,238.7</b>   | <b>1,668.3</b>   | <b>-25.8%</b> | <b>2,929.3</b>   | <b>3,196.1</b>   | <b>-8.3%</b>  |
| Net Financial Result                                 | (636.9)          | (251.8)          | 152.9%        | (1,068.6)        | (505.1)          | 111.6%        |
| <b>EBT</b>                                           | <b>115.0</b>     | <b>754.8</b>     | <b>-84.8%</b> | <b>810.4</b>     | <b>1,474.3</b>   | <b>-45.0%</b> |
| Current Taxes                                        | (54.6)           | (36.8)           | 48.3%         | (102.4)          | (105.1)          | -2.5%         |
| Deferred Taxes                                       | 102.6            | (232.0)          | N/A           | 90.7             | (414.4)          | N/A           |
| <b>Net Income for the Period</b>                     | <b>163.0</b>     | <b>485.9</b>     | <b>-66.5%</b> | <b>798.7</b>     | <b>954.8</b>     | <b>-16.3%</b> |
| Net Income Attributable to Non-controlling Interests | 131.8            | 121.5            | 8.5%          | 244.8            | 205.9            | 18.8%         |
| <b>Eneva Net Income</b>                              | <b>31.2</b>      | <b>364.5</b>     | <b>-91.4%</b> | <b>553.9</b>     | <b>748.9</b>     | <b>-26.0%</b> |

Eneva ended 2Q26 with Consolidated EBITDA of R\$1,238.7 million, 25.8% lower than in the same period of 2025, mainly reflecting the termination of regulated contracts under the 2021 Simplified Competitive Bidding Process ("PCS 2021") and the deconsolidation of Pecém II TPP results as part of the asset sale process. Conversely, the negative variation was partially offset by increased merit-order dispatch at the Parnaíba Complex plants, better Upstream results following the completion of the seismic campaign underway in 2025, stronger energy trading margins, and improved fixed margins from the thermal generation assets.

The key highlights behind Consolidated EBITDA performance in 2Q26 versus 2Q25 include:

- R\$124.6 million EBITDA growth in the Energy Trading segment, reflecting higher trading margins in the period;
- R\$89.8 million EBITDA growth in Oil-Fired Generation assets, reflecting the early commencement of 2021 LRCAP regulated contracts (August 2025 for Viana TPP and October 2025 for Geramar I and II TPPs) compared to 2Q25, when the plants were operating without valid contracts; and
- R\$123.6 million EBITDA growth in the Upstream and Gas-Fired Generation TPPs - Parnaíba Complex segments, driven by higher fixed margins following contractual adjustments and by the generation variable margin resulting from higher regulatory dispatch.

Conversely, the positive EBITDA performance in 2Q26 was mainly offset by the following effects:

- R\$483.9 million EBITDA decline in the Third-Party Gas-Fired Generation segment, reflecting the termination of regulated contracts for the Espírito Santo TPPs between December 2025 and January 2026, until the start of the new regulated contracts in 3Q26;
- The deconsolidation of Pecém II from Eneva S.A. at the end of 1Q26, with a R\$75.0 million impact in the year-over-year comparison;
- Recognition of a non-cash expense of R\$127.7 million in the Holding segment in 2Q26, also related to the Pecém II sale, referring to the fair value adjustment of the asset held for sale<sup>12</sup>; and

### Notes

<sup>12</sup> The accounting impact represents the recognition of the difference between the amount recorded as an investment and classified as an asset held for sale in the Holding balance sheet and the sale price established for Pecém II.

- R\$68.7 million increase in expenses related to the Company's Long-Term Incentive Plans (LTIPs), reflecting charges on the vesting of certain plans, as well as the higher amount of provisions associated with plans granted in 2026, amid the appreciation of the Company's share price.

In 2Q26, Depreciation and Amortization ("D&A"), including costs and expenses, totaled negative R\$486.9 million, a significant decrease of R\$174.9 million compared to 2Q25. The variation mainly reflects two effects: (i) the deconsolidation of Pecém II TPP, with an impact of R\$65.9 million; and (ii) the lower depreciation curve of the capital gain related to Linhares, Tevisa and Povoação as of December 2025, following the termination of the PCS contracts, which reduced this line by R\$124.5 million year-over-year.

In 2Q26, the net financial result totaled negative R\$636.9 million, down R\$385.1 million year-over-year. The variation is mainly driven by two non-cash accounting effects: (i) lower FX variation impact on the FSRU lease, reflecting the smaller appreciation of the Brazilian Real in 2Q26 compared to 2Q25 and the implementation of a hedge accounting policy as of 4Q25, resulting in -R\$ 197.0 million in the FX variation line between the periods.; and (ii) the higher positive mark-to-market result from the Company's debt swaps in 2Q25 compared to 2Q26, resulting in a negative R\$124.7 million variation between the periods.

Current and deferred taxes totaled R\$48.0 million in 2Q26, a R\$316.8 million year-over-year improvement. This result mainly reflects the R\$334.6 million decrease in deferred taxes, driven primarily by higher recognition of deferred tax credits in 2Q26, due to the supported by improved tax utilization at the parent company level, the lower foreign exchange result on the FSRU lease agreement, and the fair value provision recognized on the partial write-down of the Pecém II asset held for sale.

Against this backdrop, Eneva's net income totaled R\$31.2 million in 2Q26, compared to R\$364.5 million in 2Q25.

## CONSOLIDATED CASH FLOW

| Free Cash Flow                                        | 2Q26             | 2Q25             | Var. Abs.        | 1H26             | 1H25             | Var.             |
|-------------------------------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| (R\$ million)                                         |                  |                  |                  |                  |                  |                  |
| <b>Beginning of Period Cash Position<sup>13</sup></b> | <b>3,502.3</b>   | <b>4,765.8</b>   | <b>(1,263.5)</b> | <b>2,650.9</b>   | <b>3,866.3</b>   | <b>(1,215.4)</b> |
| <b>(+) Cash Flow from Operating Activities (OCF)</b>  | <b>1,679.6</b>   | <b>1,300.9</b>   | <b>378.7</b>     | <b>3,192.0</b>   | <b>2,319.1</b>   | <b>872.9</b>     |
| EBITDA (as of ICVM 527/12)                            | 1,238.7          | 1,668.3          | (429.6)          | 2,929.3          | 3,196.1          | (266.8)          |
| Accounting Effect - Asset Held for Sale Adjustment    | 127.7            | -                | 127.7            | 127.7            | -                | 127.7            |
| Working Capital Variation                             | 172.2            | (177.8)          | 350.0            | 88.7             | (575.4)          | 664.1            |
| Income Tax and Social Contribution                    | (31.2)           | (34.6)           | 3.4              | (95.1)           | (133.5)          | 38.4             |
| Variation in Other Assets and Liabilities             | 172.1            | (155.1)          | 327.2            | 141.3            | (168.1)          | 309.4            |
| <b>(+) Cash Flow from Investing Activities (CFI)</b>  | <b>(1,768.8)</b> | <b>(1,471.8)</b> | <b>(296.9)</b>   | <b>(3,740.8)</b> | <b>(2,388.2)</b> | <b>(1,352.5)</b> |
| <b>(+) Cash Flow from Financing Activities (CFF)</b>  | <b>(876.2)</b>   | <b>(739.0)</b>   | <b>(137.2)</b>   | <b>434.8</b>     | <b>58.6</b>      | <b>376.2</b>     |
| Debt Funding/Disbursements                            | 103.5            | 5.4              | 98.1             | 2,503.5          | 1,799.3          | 704.2            |
| Principal Amortization <sup>14</sup>                  | (88.5)           | (223.5)          | 135.0            | (257.6)          | (457.4)          | 199.8            |
| Interest Amortization <sup>14</sup>                   | (392.8)          | (348.8)          | (43.9)           | (798.5)          | (733.0)          | (65.5)           |
| Lease                                                 | (105.0)          | (98.4)           | (6.6)            | (207.6)          | (203.1)          | (4.5)            |
| Others                                                | (393.5)          | (73.6)           | (319.9)          | (805.0)          | (347.1)          | (457.9)          |
| <b>(=) Total Cash Generation in the Period</b>        | <b>(965.4)</b>   | <b>(910.0)</b>   | <b>(55.4)</b>    | <b>(114.0)</b>   | <b>(10.5)</b>    | <b>(103.5)</b>   |
| <b>End of Period Cash Position<sup>13</sup></b>       | <b>2,536.9</b>   | <b>3,855.8</b>   | <b>(1,318.9)</b> | <b>2,536.9</b>   | <b>3,855.8</b>   | <b>(1,318.9)</b> |

In 2Q26, the Company's Cash Flow from Operating Activities ("CFO") totaled R\$1,679.6 million, driven by the quarterly operating results and the following positive effects:

- Positive working capital variation of R\$172.2 million, reflecting a combination of effects, particularly R\$109.5 million in income from financial investments and a positive R\$59.1 million counterpart to the negative non-cash amount recognized in EBITDA related to the mark-to-market of energy trading contracts;
- Positive R\$127.7 million accounting counterpart to the negative non-cash amount recognized in EBITDA related to the fair value adjustment of the Pecém II asset held for sale in 2Q26; and
- R\$172.1 million positive impact from the variation in Other Assets and Liabilities, mainly reflecting the receipt of previously provisioned amounts related to LNG cargo optimization activities with QET Energy, and the release of funds from a CCEE guarantee account.

Cash Flow from Investing Activities ("CFI") posted a total outflow of R\$1,768.8 million in 2Q26, mainly allocated to the Company's projects under construction, particularly the projects contracted under the 2026 Auction, the Azulão 950 Project, construction of the third liquefaction train at the Complex, and field development in the Parnaíba and Amazonas basins.

In 2Q26, the Cash Flow from Financing Activities ("CFF") totaled a net cash outflow of R\$876.2 million, resulting from:

- Amortization of principal, interest payments, and the provision for restricted deposits related to the Company's financing, totaling R\$481.3 million, following the expected debt payment schedule;
- Negative R\$393.5 million under the "Other" line, mainly reflecting: (i) payments of R\$256.0 million in principal and interest related to the partial receivables anticipation from the Itaqui and Porto de Sergipe I TPPs, with payments for the latter starting in January 2026 and a disbursement schedule through February 2030; and (ii) R\$127.1 million in semiannual dividends paid to Itaú Unibanco S.A. related to its preferred shareholding in Eneva Participações III S.A.;
- R\$105.0 million in lease payments, of which R\$75.1 million related to Sergipe Hub operations; and
- The cash outflow was partially offset by R\$103.5 million in debt funding, mainly related to the BB/FDA financing, with proceeds allocated to commitments under the Azulão 950 Project.

As a result, Eneva ended 2Q26 with a consolidated free cash balance of R\$2,536.9 million.

### Notes

<sup>13</sup> Includes cash, cash equivalents, and securities.

<sup>14</sup> In addition to interest and principal repayments, this item includes transactions involving earmarked deposits that have been established or released for principal and interest payments.

## ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE BY SEGMENT

### ► Gas-Fired Thermal Generation - Parnaíba

This segment is comprised of the following subsidiaries:

- (i) Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. – PGC, which owns Parnaíba I and Parnaíba V TPPs; and
- (ii) Parnaíba II Geração de Energia S.A., which owns Parnaíba II, Parnaíba III, Parnaíba IV and Parnaíba VI TPPs.

| Income Statement – Parnaíba Generation <sup>15</sup> | 2Q26           | 2Q25           | %                | 1H26             | 1H25           | %                |
|------------------------------------------------------|----------------|----------------|------------------|------------------|----------------|------------------|
| (R\$ million)                                        |                |                |                  |                  |                |                  |
| <b>Gross Operating Revenues</b>                      | <b>970.4</b>   | <b>793.7</b>   | <b>22.3%</b>     | <b>1,947.3</b>   | <b>1,411.9</b> | <b>37.9%</b>     |
| <b>Fixed Revenues</b>                                | <b>569.4</b>   | <b>545.4</b>   | <b>4.4%</b>      | <b>1,144.0</b>   | <b>1,092.0</b> | <b>4.8%</b>      |
| <b>Variable Revenues</b>                             | <b>401.0</b>   | <b>248.3</b>   | <b>61.5%</b>     | <b>803.4</b>     | <b>319.8</b>   | <b>151.2%</b>    |
| Contractual                                          | 285.1          | 126.3          | 125.8%           | 618.5            | 126.6          | 388.6%           |
| Spot Market                                          | 115.9          | 122.0          | -5.0%            | 184.8            | 193.3          | -4.4%            |
| Exports                                              | 52.9           | 18.7           | 183.5%           | 52.9             | 61.8           | -14.4%           |
| Trading                                              | 10.0           | 30.0           | -66.8%           | 9.3              | 36.8           | -74.8%           |
| Reestablishment of commercial backing (FID)          | -              | (6.1)          | N/A              | -                | 5.8            | N/A              |
| Others                                               | 53.1           | 79.4           | -33.2%           | 122.7            | 88.9           | 38.0%            |
| <b>Deductions from Gross Revenues</b>                | <b>(109.6)</b> | <b>(82.0)</b>  | <b>33.7%</b>     | <b>(207.6)</b>   | <b>(157.1)</b> | <b>32.2%</b>     |
| Fixed Revenues Return                                | (12.4)         | (2.3)          | 447.5%           | (12.4)           | (15.3)         | -18.9%           |
| <b>Net Operating Revenues</b>                        | <b>860.7</b>   | <b>711.7</b>   | <b>20.9%</b>     | <b>1,739.7</b>   | <b>1,254.8</b> | <b>38.6%</b>     |
| <b>Operating Costs</b>                               | <b>(566.7)</b> | <b>(437.8)</b> | <b>29.4%</b>     | <b>(1,184.1)</b> | <b>(775.1)</b> | <b>52.8%</b>     |
| <b>Fixed Costs</b>                                   | <b>(171.6)</b> | <b>(159.2)</b> | <b>7.8%</b>      | <b>(339.7)</b>   | <b>(315.4)</b> | <b>7.7%</b>      |
| Transmission and regulatory charges                  | (63.8)         | (55.9)         | 14.2%            | (127.6)          | (111.6)        | 14.4%            |
| O&M                                                  | (41.3)         | (33.9)         | 21.6%            | (76.2)           | (65.0)         | 17.1%            |
| Fixed GTU lease                                      | (66.5)         | (69.4)         | -4.1%            | (135.9)          | (138.8)        | -2.1%            |
| <b>Variable Costs</b>                                | <b>(323.7)</b> | <b>(217.2)</b> | <b>49.1%</b>     | <b>(701.3)</b>   | <b>(341.0)</b> | <b>105.7%</b>    |
| Fuel (natural gas)                                   | (176.9)        | (120.2)        | 47.2%            | (365.7)          | (178.6)        | 104.8%           |
| Gas distribution tariff                              | (13.8)         | (10.0)         | 38.5%            | (28.1)           | (13.4)         | 110.5%           |
| Variable GTU lease                                   | (13.5)         | (17.2)         | -21.3%           | (90.6)           | (23.0)         | 293.9%           |
| Trading <sup>16</sup>                                | (25.4)         | (45.7)         | -44.5%           | (48.8)           | (49.3)         | -1.1%            |
| Reestablishment of commercial backing (FID) / Refund | (89.4)         | (22.5)         | 297.5%           | (160.8)          | (74.4)         | 116.2%           |
| Others                                               | (4.8)          | (1.8)          | 170.9%           | (7.4)            | (2.4)          | 211.1%           |
| <b>Depreciation and Amortization</b>                 | <b>(71.4)</b>  | <b>(61.5)</b>  | <b>16.1%</b>     | <b>(143.0)</b>   | <b>(118.7)</b> | <b>20.5%</b>     |
| <b>Operating Expenses</b>                            | <b>(7.8)</b>   | <b>(8.0)</b>   | <b>-2.5%</b>     | <b>(16.8)</b>    | <b>(16.3)</b>  | <b>2.8%</b>      |
| SG&A                                                 | (7.3)          | (7.7)          | -4.9%            | (15.9)           | (15.8)         | 0.6%             |
| Depreciation and Amortization                        | (0.4)          | (0.3)          | 65.7%            | (0.9)            | (0.5)          | 67.4%            |
| <b>Other Revenue/Expenses</b>                        | <b>(4.8)</b>   | <b>(1.8)</b>   | <b>172.5%</b>    | <b>(7.4)</b>     | <b>(2.4)</b>   | <b>213.6%</b>    |
| <b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>                    | <b>353.3</b>   | <b>325.9</b>   | <b>8.4%</b>      | <b>675.3</b>     | <b>580.2</b>   | <b>16.4%</b>     |
| <b>EBITDA Margin (%)</b>                             | <b>41.0%</b>   | <b>45.8%</b>   | <b>-4.7 p.p.</b> | <b>38.8%</b>     | <b>46.2%</b>   | <b>-7.4 p.p.</b> |

The Parnaíba Complex's fixed revenues increased by 4.4% in 2Q26 compared to 2Q25, mainly driven by the early commencement of the Parnaíba IV TPP regulated capacity contract, brought forward to October 2025, and the contractual adjustment applied to the remaining plants in the Complex in November 2025.

Fixed costs totaled R\$171.6 million in 2Q26, an increase of 7.8% compared to 2Q25, mainly driven by two factors: (i) the adjustment in TUST charges implemented in 3Q25, reflecting the stronger locational signal in transmission tariffs; and (ii) higher O&M costs

#### Notes

<sup>15</sup> The segment's results are considered within the "Gas-Fired Power Plants" activity in the accounting figures disclosed in the Quarterly Financial Information.

<sup>16</sup> In addition to trading costs, it considers energy purchase transactions based on the specific needs of the assets during the quarter.

due to a timing mismatch in the recognition of the PLR/Bonus provision in 2Q25, which reduced the cost base in the comparable period.

As a result, the fixed margin of the Parnaíba Complex plants totaled R\$340.8 million in 2Q26, an increase of R\$9.3 million compared to 2Q25. This corresponds to a fixed EBITDA margin of 66.5% during the quarter, highlighting the structural value creation capacity of the Parnaíba Complex plants.

Variable revenues totaled R\$401.0 million during the quarter, an increase of R\$152.7 million compared to 2Q25, reflecting the combined effects detailed below:

- +R\$158.8 million in regulated market's contractual revenues (ACR), following higher merit-order dispatch throughout 2Q26;
- +R\$34.2 million in export revenues in 2Q26, reflecting higher export volumes;
- -R\$26.4 million in spot market revenues, reflecting both energy generated under operational inflexibility during load modulation events and settled at the hourly PLD, as well as the volume generated to fulfill bilateral energy sales contracts with predetermined prices;
- -R\$14.0 million in revenues from energy trading and the reestablishment of commercial backing (FID) compared to 2Q25.

Variable costs totaled R\$323.7 million in 2Q26, an increase of R\$106.5 million compared to 2Q25, mainly due to:

- R\$56.7 million increase in natural gas, distribution and other generation costs, reflecting higher dispatched generation volumes;
- R\$66.9 million increase in energy purchase costs, resulting from: (i) the unavailability of Parnaíba II TPP during its major overhaul, offset by approximately R\$32.0 million in contractual variable revenues; and (ii) the retroactive recognition of R\$26.7 million in costs related to unavailability events recorded at Parnaíba V TPP in 4Q25;
- R\$20.3 million reduction in costs associated with structured trading transactions carried out with the energy trading company.

On a consolidated basis, natural gas consumption and variable lease costs are eliminated, given their intercompany nature.

As a result, the Parnaíba Complex's total variable margin reached R\$24.7 million in 2Q26, a significant improvement versus the R\$3.9 million recorded in 2Q25. The generation variable margin, which reflects only the operating performance of the Complex, excluding trading effects, increased from R\$18.2/MWh in 2Q25 to R\$22.3/MWh in 2Q26.

Taking these effects into account, the Parnaíba Complex's EBITDA reached R\$353.3 million in 2Q26, a R\$27.4 million year-over-year increase, driven by higher dispatch volumes, which supported positive variable margins, as well as a stronger fixed margin following the contractual adjustment of fixed revenues.

Depreciation and Amortization increased by R\$10.1 million in the year-over-year comparison, due to the revaluation of asset depreciation criteria, conducted during 4Q25, with no cash effect.

## ► Gas-Fired Thermal Generation in Roraima

This segment is comprised of subsidiary Azulão Geração de Energia S.A., which includes the result of the Jaguatirica II TPP and encompasses the entire operation from natural gas liquefaction to power generation at the plant. The state of Roraima, previously an isolated system, was connected to the Manaus-Boa Vista transmission line on September 10<sup>th</sup>, 2025, and the plant has been centrally dispatched in the SIN – National Interconnected System since then.

| Income Statement - Jaguatirica II TPP <sup>17</sup> | 2Q26           | 2Q25           | %               | 1H26           | 1H25           | %                |
|-----------------------------------------------------|----------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|------------------|
| (R\$ million)                                       |                |                |                 |                |                |                  |
| <b>Gross Operating Revenues</b>                     | <b>200.6</b>   | <b>203.9</b>   | <b>-1.6%</b>    | <b>415.9</b>   | <b>410.4</b>   | <b>1.4%</b>      |
| <b>Fixed Revenues</b>                               | <b>155.2</b>   | <b>148.3</b>   | <b>4.7%</b>     | <b>310.4</b>   | <b>296.6</b>   | <b>4.7%</b>      |
| <b>Variable Revenues</b>                            | <b>45.4</b>    | <b>55.6</b>    | <b>-18.4%</b>   | <b>105.5</b>   | <b>113.8</b>   | <b>-7.3%</b>     |
| Contractual                                         | 45.4           | 55.6           | -18.4%          | 105.5          | 113.8          | -7.3%            |
| <b>Deductions from Gross Revenues</b>               | <b>(8.8)</b>   | <b>(11.0)</b>  | <b>-19.8%</b>   | <b>(22.4)</b>  | <b>(22.2)</b>  | <b>0.9%</b>      |
| Unavailability (Refund)                             | 0.6            | (1.4)          | N/A             | (2.9)          | (3.0)          | -3.0%            |
| <b>Net Operating Revenues</b>                       | <b>191.8</b>   | <b>192.9</b>   | <b>-0.6%</b>    | <b>393.6</b>   | <b>388.2</b>   | <b>1.4%</b>      |
| <b>Operating Costs</b>                              | <b>(100.1)</b> | <b>(110.3)</b> | <b>-9.3%</b>    | <b>(213.2)</b> | <b>(211.4)</b> | <b>0.9%</b>      |
| <b>Fixed Costs</b>                                  | <b>(28.9)</b>  | <b>(28.9)</b>  | <b>0.0%</b>     | <b>(57.8)</b>  | <b>(57.3)</b>  | <b>0.9%</b>      |
| Transmission and regulatory charges                 | (3.8)          | (0.9)          | 312.8%          | (7.6)          | (1.6)          | 391.2%           |
| O&M                                                 | (25.0)         | (27.9)         | -10.4%          | (50.2)         | (55.7)         | -10.0%           |
| <b>Variable Costs</b>                               | <b>(29.5)</b>  | <b>(44.8)</b>  | <b>-34.1%</b>   | <b>(72.4)</b>  | <b>(82.1)</b>  | <b>-11.8%</b>    |
| Fuel (natural gas)                                  | (12.6)         | (15.5)         | -18.8%          | (30.5)         | (30.3)         | 0.6%             |
| Transportation                                      | (12.3)         | (16.7)         | -26.4%          | (28.4)         | (34.6)         | -17.8%           |
| Others                                              | (4.6)          | (12.5)         | -63.4%          | (13.5)         | (17.1)         | -21.5%           |
| <b>Depreciation and Amortization</b>                | <b>(41.7)</b>  | <b>(36.6)</b>  | <b>13.9%</b>    | <b>(83.0)</b>  | <b>(72.0)</b>  | <b>15.3%</b>     |
| <b>Operating Expenses</b>                           | <b>(4.9)</b>   | <b>(4.9)</b>   | <b>-0.8%</b>    | <b>(9.3)</b>   | <b>(10.4)</b>  | <b>-10.0%</b>    |
| SG&A                                                | (4.8)          | (4.9)          | -2.6%           | (9.1)          | (10.4)         | -11.8%           |
| Depreciation and Amortization                       | (0.1)          | (0.0)          | N/A             | (0.2)          | (0.0)          | N/A              |
| <b>Other Revenue/Expenses</b>                       | <b>(6.5)</b>   | <b>(0.1)</b>   | <b>N/A</b>      | <b>249.3</b>   | <b>(0.3)</b>   | <b>N/A</b>       |
| <b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>                   | <b>122.1</b>   | <b>114.2</b>   | <b>7.0%</b>     | <b>503.5</b>   | <b>238.2</b>   | <b>111.4%</b>    |
| <b>EBITDA Margin (%)</b>                            | <b>63.7%</b>   | <b>59.2%</b>   | <b>4.5 p.p.</b> | <b>127.9%</b>  | <b>61.4%</b>   | <b>66.6 p.p.</b> |

Net revenue at Jaguatirica II TPP totaled R\$191.8 million in 2Q26, a decrease of 0.6% compared to 2Q25, mainly reflecting the following offsetting effects:

- Increase of R\$6.9 million in fixed revenues compared to 2Q25, reflecting the IPCA contractual adjustment implemented in November 2025; and
- Reduction of R\$10.2 million in variable revenues, reflecting the lower dispatch level during the quarter, in line with lower power demand in the period (60% versus 76% in 2Q25).

Operating costs, excluding depreciation and amortization, totaled R\$58.4 million in 2Q26, an improvement of R\$15.3 million (-20.8% versus 2Q25), reflecting lower variable generation costs associated with the lower dispatch level during the quarter.

Fixed costs, meanwhile, remained broadly stable year-over-year.

As a result, the segment's fixed margin reached R\$119.5 million in 2Q26, corresponding to a fixed margin of 80.6%, an increase of R\$8.1 million compared to 2Q25, reinforcing the asset's capacity to create value. Variable margin totaled R\$13.8 million (or R\$88.3/MWh) in 2Q26, an increase of R\$6.1 million compared to 2Q25, when variable margin reached R\$7.8 million (or R\$38.6/MWh).

Other Income (Expenses) totaled negative R\$6.5 million in 2Q26, mainly reflecting legal fees associated with the successful agreement settled in February 2026 with construction and assembly vendors for thermal power plants in connection with past contingencies, as disclosed by the Company in a Notice to the Market and recognized as a positive effect on 1Q26 results.

### Notes

<sup>17</sup> The segment results are considered in the "Gas Thermal Power Plants" activity in the accounting values disclosed in the Quarterly Financial Information.

Reflecting these effects, EBITDA increased by 7.0%, reaching R\$122.1 million in 2Q26, compared to R\$114.2 million in 2Q25.

Depreciation and Amortization totaled R\$41.7 million in 2Q26, an increase of 13.9% compared to 2Q25, reflecting the larger depreciable asset base between the periods.

## ► Sergipe Hub

This segment is comprised of the results from: (i) the Porto de Sergipe I TPP asset; and (ii) Eneva's Gas Trading Desk, responsible for the On-Grid Gas Trading segment, which involves the gas purchase and sale from third parties and the trading of short and long-term firm and flexible gas supply solutions.

The results of Porto de Sergipe I TPP and On-Grid Gas Trading have been consolidated at Eneva S.A. However, these results are reported separately in this section to simplify analysis of the segment's performance.

| Income Statement - Sergipe Hub              | 2Q26           | 2Q25           | %                 | 1H26             | 1H25             | %                |
|---------------------------------------------|----------------|----------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|
| (R\$ million)                               |                |                |                   |                  |                  |                  |
| <b>Gross Operating Revenues</b>             | <b>1,104.1</b> | <b>755.0</b>   | <b>46.2%</b>      | <b>2,388.8</b>   | <b>1,900.8</b>   | <b>25.7%</b>     |
| <b>Fixed Revenues</b>                       | <b>571.4</b>   | <b>546.6</b>   | <b>4.5%</b>       | <b>1,143.8</b>   | <b>1,092.5</b>   | <b>4.7%</b>      |
| <b>Variable Revenues</b>                    | <b>58.8</b>    | <b>55.9</b>    | <b>5.2%</b>       | <b>417.9</b>     | <b>116.2</b>     | <b>259.8%</b>    |
| <b>Contractual</b>                          | <b>0.0</b>     | <b>0.5</b>     | <b>-100.0%</b>    | <b>283.1</b>     | <b>0.5</b>       | <b>NA%</b>       |
| <b>Spot market</b>                          | <b>58.8</b>    | <b>55.5</b>    | <b>6.1%</b>       | <b>134.9</b>     | <b>115.7</b>     | <b>16.6%</b>     |
| Reestablishment of commercial backing (FID) | 58.8           | 54.9           | 7.2%              | 134.9            | 115.77           | 17.1%            |
| Others                                      | 0.0            | 0.5            | -                 | 0.0              | 0.5              | -                |
| <b>Gas Trading</b>                          | <b>473.8</b>   | <b>152.4</b>   | <b>210.8%</b>     | <b>827.1</b>     | <b>692.2</b>     | <b>19.5%</b>     |
| <b>Deductions from Gross Revenues</b>       | <b>(146.8)</b> | <b>(83.3)</b>  | <b>76.2%</b>      | <b>(301.2)</b>   | <b>(193.1)</b>   | <b>56.0%</b>     |
| Porto de Sergipe I TPP                      | (59.2)         | (55.5)         | 6.7%              | (147.2)          | (113.2)          | 30.0%            |
| Gas Trading                                 | (87.6)         | (27.8)         | 215.1%            | (154.0)          | (80.0)           | 92.6%            |
| <b>Net Operating Revenues</b>               | <b>957.3</b>   | <b>671.7</b>   | <b>42.5%</b>      | <b>2,087.6</b>   | <b>1,707.7</b>   | <b>22.2%</b>     |
| <b>Operating Costs</b>                      | <b>(617.5)</b> | <b>(355.7)</b> | <b>73.6%</b>      | <b>(1,383.0)</b> | <b>(1,036.5)</b> | <b>33.4%</b>     |
| <b>Fixed Costs</b>                          | <b>(80.6)</b>  | <b>(80.4)</b>  | <b>0.3%</b>       | <b>(159.6)</b>   | <b>(161.3)</b>   | <b>-1.1%</b>     |
| Transmission and regulatory charges         | (39.9)         | (42.1)         | -5.3%             | (81.3)           | (84.1)           | -3.3%            |
| O&M                                         | (37.0)         | (38.3)         | -3.4%             | (71.8)           | (67.9)           | 5.7%             |
| Other Fixed Costs                           | (3.8)          | (0.0)          | N/A               | (6.5)            | (9.3)            | -30.8%           |
| <b>Variable Costs</b>                       | <b>(57.2)</b>  | <b>(70.2)</b>  | <b>-18.5%</b>     | <b>(382.2)</b>   | <b>(168.6)</b>   | <b>126.7%</b>    |
| Natural Gas                                 | (0.4)          | (1.8)          | -76.9%            | (238.6)          | 0.6              | N/A              |
| Reestablishment of commercial backing (FID) | (56.8)         | (48.3)         | 17.6%             | (138.8)          | (139.9)          | -0.8%            |
| Others                                      | -              | (20.1)         | N/A               | (4.8)            | (29.3)           | -83.5%           |
| <b>Gas Trading</b>                          | <b>(378.5)</b> | <b>(106.4)</b> | <b>255.9%</b>     | <b>(639.9)</b>   | <b>(509.5)</b>   | <b>25.6%</b>     |
| <b>Depreciation and Amortization</b>        | <b>(101.2)</b> | <b>(98.7)</b>  | <b>2.5%</b>       | <b>(201.3)</b>   | <b>(197.1)</b>   | <b>2.2%</b>      |
| <b>Operating Expenses</b>                   | <b>(3.5)</b>   | <b>(3.3)</b>   | <b>4.3%</b>       | <b>(6.4)</b>     | <b>(7.2)</b>     | <b>-10.9%</b>    |
| SG&A                                        | (3.5)          | (3.3)          | 4.5%              | (6.4)            | (7.2)            | -10.8%           |
| Depreciation and Amortization               | (0.0)          | (0.0)          | -82.7%            | (0.0)            | (0.0)            | -80.6%           |
| <b>Other Revenue/Expenses</b>               | <b>83.6</b>    | <b>112.6</b>   | <b>-25.7%</b>     | <b>259.1</b>     | <b>191.1</b>     | <b>35.6%</b>     |
| Porto de Sergipe I TPP                      | 2.2            | 0.1            | N/A               | 1.1              | 0.0              | N/A              |
| Gas Trading                                 | 81.4           | 112.5          | -27.6%            | 258.0            | 191.1            | 35.0%            |
| <b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>           | <b>521.0</b>   | <b>523.9</b>   | <b>-0.6%</b>      | <b>1,158.5</b>   | <b>1,052.2</b>   | <b>10.1%</b>     |
| <b>EBITDA Margin (%)</b>                    | <b>54.4%</b>   | <b>78.0%</b>   | <b>-23.6 p.p.</b> | <b>55.5%</b>     | <b>61.6%</b>     | <b>-6.1 p.p.</b> |

Sergipe Hub's EBITDA totaled R\$521.0 million in 2Q26, compared to R\$523.9 million in 2Q25, mainly reflecting the weaker performance of the Gas Trading business, partially offset by the higher EBITDA reported by Porto de Sergipe I TPP. To facilitate the analysis of each business, their results are presented separately below.

### Porto de Sergipe I TPP

Gross fixed revenue totaled R\$571.4 million in 2Q26, an increase of R\$24.8 million compared to 2Q25, reflecting the annual adjustment of the plant's CCEARs, implemented in November 2025. Fixed costs remained broadly stable year-over-year. As a result, the plant's fixed margin totaled R\$437.1 million during the quarter, an increase of R\$21.3 million compared to 2Q25,

corresponding to a fixed EBITDA margin of 84.4%, up 0.6 p.p. year-over-year. This level of fixed profitability highlights the asset's structural value creation capacity.

Variable revenues totaled R\$58.8 million in 2Q26, related to energy trading backing transactions, slightly above the R\$55.5 million recorded in 2Q25. In both periods, these revenues were offset by a corresponding amount recorded under Reestablishment of commercial backing (FID) within variable costs. As a result, the plant's total variable margin improved by R\$15.5 million in 2Q26.

Accordingly, EBITDA totaled R\$432.3 million in 2Q26, an increase of 9.9%, or R\$38.9 million, compared to 2Q25, mainly supported by the annual adjustment of fixed revenues.

### Gas Trading

The On-Grid Gas Trading segment continued to make a significant contribution in 2Q26, although at a lower level than in the same period of 2025. The performance of this segment is inherently volatile, as it is directly affected by commodity price dynamics and the structuring of opportunistic transactions in the natural gas and LNG markets.

The segment reported EBITDA of R\$88.7 million in 2Q26, down R\$41.8 million compared to 2Q25, mainly reflecting fewer opportunities captured in the international LNG market than in 2Q25, as well as the termination of the gas balancing agreement with TAG in December 2025, which contributed with a fixed revenue component in 2025. On a consolidated basis, the main drivers were:

- (i) Other Revenues of R\$81.4 million, compared to R\$112.5 million in 2Q25, generated by LNG cargo transactions structured during the period, capturing price arbitrage opportunities when the plant was not under regulatory dispatch; and
- (ii) Gas trading margin of R\$7.3 million in 2Q26, compared to R\$18.0 million in 2Q25, reflecting spot sales and firm and flexible natural gas supply contracts with customers connected to the integrated grid.

## ► Gas-Fired Thermal Generation –Third-party Fuel

This segment comprises the results of the following assets: (i) the operating assets LORM TPP and LORM 1 TPP, whose energy availability agreements remained in effect under the Regulated Market Commercialization Agreement ("CCEAR") through December 31<sup>st</sup>, 2025, and under the Energy Reserve Agreement ("CER") through Jan. 10<sup>th</sup>, 2026, respectively, with their new Capacity Reserve Contracts (CRCAP) commencing on July 1<sup>st</sup>, 2026 and August 1<sup>st</sup>, 2026, respectively; (ii) the operating asset Povoação 1 TPP, whose CER remained in effect through Jan. 10<sup>th</sup>, 2026 and whose new CRCAP commenced on Aug. 1<sup>st</sup>, 2026; and (iii) the operating asset Viana I TPP, whose CER remained in effect through December 31<sup>st</sup>, 2025 and whose new CRCAP commenced on Aug. 1<sup>st</sup>, 2026.

The results for SPEs Linhares, Povoação and Tevisa have been consolidated in Eneva S.A since January 25<sup>th</sup>, 2025, when the merger of these subsidiaries into the Holding was completed. However, these results are reported separately in this section, to simplify analysis of the segment's performance.

| Income Statement - ES Gas-Fired Thermal Plants <sup>18</sup> | 2Q26          | 2Q25           | %              | 1H26          | 1H25           | %             |
|--------------------------------------------------------------|---------------|----------------|----------------|---------------|----------------|---------------|
| (R\$ million)                                                |               |                |                |               |                |               |
| <b>Gross Operating Revenues</b>                              | <b>0.3</b>    | <b>690.5</b>   | <b>-100.0%</b> | <b>38.7</b>   | <b>1,356.2</b> | <b>-97.1%</b> |
| <b>Fixed Revenues</b>                                        | <b>-</b>      | <b>621.4</b>   | <b>N/A</b>     | <b>36.9</b>   | <b>1,237.1</b> | <b>-97.0%</b> |
| <b>Variable Revenues</b>                                     | <b>0.3</b>    | <b>69.1</b>    | <b>-99.6%</b>  | <b>1.9</b>    | <b>119.1</b>   | <b>-98.4%</b> |
| Contractual                                                  | -             | (0.2)          | N/A            | 2.5           | 1.3            | 96.4%         |
| Spot Market                                                  | 0.3           | 69.3           | -99.6%         | (0.6)         | 117.8          | N/A           |
| Reestablishment of commercial backing (FID)                  | -             | 65.2           | N/A            | -             | 113.0          | N/A           |
| Others                                                       | 0.3           | 4.1            | -93.7%         | (0.6)         | 4.8            | N/A           |
| <b>Deductions from Gross Revenues</b>                        | <b>(0.4)</b>  | <b>(115.7)</b> | <b>-99.6%</b>  | <b>(5.0)</b>  | <b>(228.9)</b> | <b>-97.8%</b> |
| Deduction by Financial Compensation                          | -             | (45.4)         | N/A            | -             | (90.9)         | N/A           |
| <b>Net Operating Revenues</b>                                | <b>(0.2)</b>  | <b>574.8</b>   | <b>N/A</b>     | <b>33.8</b>   | <b>1,127.3</b> | <b>-97.0%</b> |
| <b>Operating Costs</b>                                       | <b>(27.9)</b> | <b>(120.0)</b> | <b>-76.8%</b>  | <b>(80.6)</b> | <b>(241.9)</b> | <b>-66.7%</b> |
| <b>Fixed Costs</b>                                           | <b>(16.7)</b> | <b>(77.8)</b>  | <b>-78.5%</b>  | <b>(38.1)</b> | <b>(163.4)</b> | <b>-76.7%</b> |
| TUST/TUSD and Regulatory Charges                             | (6.0)         | (7.3)          | -17.1%         | (12.9)        | (13.1)         | -2.2%         |
| Take or Pay & Ship or Pay - Fuel                             | -             | (58.8)         | N/A            | (4.9)         | (122.2)        | -96.0%        |
| O&M                                                          | (10.6)        | (11.7)         | -8.7%          | (20.4)        | (28.0)         | -27.2%        |
| <b>Variable Costs</b>                                        | <b>0.1</b>    | <b>(29.7)</b>  | <b>N/A</b>     | <b>(19.9)</b> | <b>(55.9)</b>  | <b>-64.4%</b> |
| Fuel                                                         | -             | (1.1)          | N/A            | (9.5)         | (1.5)          | 546.2%        |
| Reestablishment of commercial backing (FID)                  | 0.0           | (28.6)         | N/A            | (0.7)         | (53.9)         | -98.8%        |
| Other                                                        | 0.0           | -              | N/A            | (9.8)         | (0.6)          | N/A           |
| <b>Depreciation and Amortization</b>                         | <b>(11.3)</b> | <b>(12.6)</b>  | <b>-10.3%</b>  | <b>(22.6)</b> | <b>(22.6)</b>  | <b>-0.1%</b>  |
| <b>Operating Expenses</b>                                    | <b>(0.9)</b>  | <b>(1.0)</b>   | <b>-9.8%</b>   | <b>(2.0)</b>  | <b>(2.4)</b>   | <b>-18.3%</b> |
| SG&A                                                         | (0.9)         | (1.0)          | -9.8%          | (2.0)         | (2.4)          | -17.4%        |
| Depreciation and Amortization                                | -             | -              | N/A            | -             | (0.0)          | N/A           |
| <b>Other Revenue/Expenses</b>                                | <b>0.0</b>    | <b>(0.1)</b>   | <b>N/A</b>     | <b>0.0</b>    | <b>0.4</b>     | <b>-89.1%</b> |
| <b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>                            | <b>(17.6)</b> | <b>466.3</b>   | <b>N/A</b>     | <b>(26.2)</b> | <b>905.9</b>   | <b>N/A</b>    |
| <b>EBITDA Margin (%)</b>                                     | <b>N/A</b>    | <b>81.1%</b>   | <b>N/A</b>     | <b>-77.8%</b> | <b>80.4%</b>   | <b>-158.1</b> |

Gross operating revenue totaled R\$0.3 million in 2Q26, mainly reflecting availability tests carried out at LORM TPP. The year-over-year decline reflects the period between the expiration of the plants' regulated contracts in 1Q26 and the commencement of their new regulated contracts, effective Jul. 1<sup>st</sup>, 2026 for LORM TPP and Aug. 1<sup>st</sup>, 2026 for the remaining assets.

Against this backdrop, fixed costs totaled R\$16.7 million in 2Q26, mainly reflecting O&M expenses and TUST/TUSD charges associated with the assets.

### Notes

<sup>18</sup> The segment results are considered in the "Gas Thermal Power Plants" activity in the accounting values disclosed in the Quarterly Financial Information.

As a result of a quarter without regulated contracts in effect and with commercial operations suspended, the segment reported EBITDA of negative R\$17.6 million in 2Q26, compared to positive R\$466.3 million in 2Q25, when all plants were operating commercially under their Energy Reserve Agreements (CERs).

Finally, on Jul. 1<sup>st</sup>, 2026, LORM TPP commenced its new regulated contract awarded under the 2021 Auction, with a 15-year capacity supply term. In addition, effective Aug. 1<sup>st</sup>, 2026, the new regulated contracts for Viana I TPP, Povoação 1 TPP and LORM 1 TPP, awarded under the 2026 Auction, entered into force, each with a 10-year capacity supply term.

## ► Thermal Generation – Other Fuels

This segment comprises the following assets:

(i) Coal-fired thermal generation plant of the Itaquí Geração de Energia S.A. subsidiary, with CCEARs for the trading of energy availability in force. As disclosed in a Material Fact released to the market on March 26<sup>th</sup>, 2026, Eneva entered into a purchase and sale agreement for the shares representing 100% of the share capital of Pecém II Geração de Energia S.A., the closing of which is subject to certain customary conditions precedent for this type of transaction. Consequently, at the end of March 2026, the Company classified the asset as “Held for Sale”, in accordance with the applicable accounting standards, and discontinued its consolidation into Eneva S.A. For comparability purposes, the Coal Generation segment no longer includes the detailed operating results of Pecém II through EBITDA in 2Q25, 1H26 and 1H25, while the plant's contribution remains reflected within the segment's total EBITDA; and

(ii) Geramar I and II oil-fired plants of Gera Maranhão subsidiary, and Viana, with results recorded in Eneva S.A. as of Jan/25, when its merger into the Holding was completed. Also, between Jan/25 and the enforcement of the contracts signed in the 2021 Capacity Reserve Auction (“2021 Auction”) (“2021 regulated capacity contracts”), which took place in August 2025 for the Viana TPP and October 2025 for the Geramar I and II TPPs, the plants were available to the SIN in merchant operations.

## Coal-Fired Generation

| Income Statement - Coal-Fired Generation                | 2Q26   | 2Q25    | %         | 1H26    | 1H25    | %          |
|---------------------------------------------------------|--------|---------|-----------|---------|---------|------------|
| (R\$ million)                                           |        |         |           |         |         |            |
| <b>Income Statement - Itaquí</b>                        |        |         |           |         |         |            |
| Gross Operating Revenues                                | 158.9  | 147.8   | 7.4%      | 351.5   | 295.7   | 18.8%      |
| Fixed Revenues                                          | 154.7  | 147.8   | 4.7%      | 309.4   | 295.6   | 4.7%       |
| Variable Revenues                                       | 4.1    | 0.1     | N/A       | 42.1    | 0.2     | N/A        |
| Contractual                                             | 4.1    | -       | N/A       | 41.6    | 0.0     | N/A        |
| Spot Market                                             | 0.0    | 0.1     | -23.1%    | 0.5     | 0.1     | 292.0%     |
| Reestablishment of Commercial Backing (FID)             | -      | -       | N/A       | -       | -       | N/A        |
| Others                                                  | 0.0    | 0.1     | -23.1%    | 0.5     | 0.1     | 292.0%     |
| Deductions from Gross Revenues                          | (16.5) | (15.4)  | 7.4%      | (36.5)  | (30.8)  | 18.5%      |
| Net Operating Revenues                                  | 142.3  | 132.5   | 7.5%      | 315.0   | 265.0   | 18.9%      |
| Operating Costs                                         | (59.5) | (125.1) | -52.5%    | (197.2) | (189.7) | 4.0%       |
| Fixed Costs                                             | (36.0) | (34.6)  | 3.9%      | (74.5)  | (69.7)  | 6.9%       |
| Transmission and regulatory charges                     | (9.8)  | (9.5)   | 3.8%      | (19.7)  | (18.8)  | 4.6%       |
| O&M                                                     | (26.1) | (25.2)  | 3.9%      | (54.8)  | (50.9)  | 7.8%       |
| Variable Costs                                          | (6.4)  | (3.6)   | 79.4%     | (54.0)  | (4.3)   | N/A        |
| Fuel                                                    | (4.3)  | (1.4)   | 215.4%    | (47.7)  | (1.4)   | N/A        |
| Reestablishment of commercial backing (FID)             | -      | -       | N/A       | -       | -       | N/A        |
| Others                                                  | (2.1)  | (2.2)   | -4.3%     | (6.3)   | (2.9)   | 116.5%     |
| Depreciation and Amortization                           | (17.1) | (86.9)  | -80.3%    | (68.6)  | (115.7) | -40.7%     |
| Operating Expenses                                      | (3.6)  | (3.6)   | -0.6%     | (7.7)   | (6.9)   | 11.7%      |
| SG&A                                                    | (3.5)  | (3.5)   | -0.5%     | (7.4)   | (6.7)   | 11.1%      |
| Depreciation and Amortization                           | (0.1)  | (0.1)   | -2.6%     | (0.3)   | (0.2)   | 31.5%      |
| Other Revenue/Expenses                                  | (5.8)  | 0.2     | N/A       | (9.5)   | 0.9     | N/A        |
| EBITDA (as of ICVM 527/12)                              | 90.7   | 90.9    | -0.3%     | 169.6   | 185.2   | -8.4%      |
| EBITDA Margin (%)                                       | 63.7%  | 68.6%   | -4.9 p.p. | 53.8%   | 69.9%   | -16.1 p.p. |
| <b>Income Statement – Pecém II</b>                      |        |         |           |         |         |            |
| EBITDA (as of ICVM 527/12)                              | -      | 75.0    | N/A       | 86.8    | 152.0   | -42.9%     |
| <b>Income Statement – Total (Itaquí &amp; Pecém II)</b> |        |         |           |         |         |            |
| EBITDA (as of ICVM 527/12)                              | 90.7   | 165.9   | -45.4%    | 256.4   | 337.3   | -24.0%     |

The Coal-Fired Generation segment reported gross operating revenue of R\$158.9 million in 2Q26, an increase of R\$11.0 million compared to 2Q25, mainly driven by the annual adjustment of fixed revenues, implemented in November 2025, and higher contractual variable revenues resulting from the plant's dispatch during 2Q26 to meet the requirements of the National Interconnected System (SIN).

Fixed costs at Itaquí TPP totaled R\$36.0 million in 2Q26. As a result, the plant reported a fixed margin of R\$102.7 million, R\$4.9 million higher than in 2Q25, corresponding to a fixed EBITDA margin of 74.1% during the quarter.

Variable costs totaled R\$6.4 million in the quarter, an increase of R\$2.8 million compared to 2Q25, reflecting generation costs associated with the plant's dispatch during 2Q26.

Other Revenue/Expenses totaled negative R\$5.8 million, reflecting availability penalties related to 2025.

Against this backdrop, the segment's EBITDA totaled R\$90.7 million in 2Q26, compared to R\$90.9 million in 2Q25.

On March 18<sup>th</sup>, 2026, Eneva was awarded a new contract for Itaquí TPP in the 2026 Auction, extending the plant's capacity supply agreement by an additional 10 years, beginning in August 2031, maintaining coal as its fuel source. As the new contract did not require any change in the plant's fuel source, the useful life of certain components that would not have been reused under a fuel conversion scenario was reassessed. As a result, the accelerated accounting depreciation previously applied to these components since 2Q25 was discontinued. Consequently, Depreciation and Amortization totaled negative R\$17.1 million in 2Q26, compared to negative R\$86.9 million in 2Q25.

## Oil-Fired Generation

This segment comprises the oil-fired plants of subsidiaries Gera Maranhão and the Viana TPP, the latter having its results consolidated into Eneva S.A. as of January 25<sup>th</sup>, 2025, following the completion of its merger into the Holding. The assets that comprise the segment remained without regulated contracts in force between December 2024 and the commencement of the contracts awarded under the 2021 Auction, which became effective in August 2025 for Viana TPP and in October 2025 for Geramar I and II TPPs. During this period, all plants remained available to the SIN, operating on a merchant basis.

| Income Statement - Oil-Fired Generation | 2Q26   | 2Q25   | %      | 1H26   | 1H25   | %      |
|-----------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| (R\$ million)                           |        |        |        |        |        |        |
| Gross Operating Revenues                | 105.5  | 0.1    | N/A    | 216.8  | 0.7    | N/A    |
| Fixed Revenues                          | 104.3  | -      | N/A    | 214.5  | 0.2    | N/A    |
| Variable Revenues                       | 1.2    | 0.1    | N/A    | 2.3    | 0.5    | 326.2% |
| Contractual                             | -      | 0.0    | N/A    | -      | 0.5    | N/A    |
| Spot market                             | 1.2    | 0.1    | N/A    | 2.3    | 0.1    | N/A    |
| Deductions from Gross Revenues          | (11.4) | (0.4)  | N/A    | (23.2) | (0.8)  | N/A    |
| Net Operating Revenues                  | 94.2   | (0.3)  | N/A    | 193.6  | (0.1)  | N/A    |
| Operating Costs                         | (46.8) | (40.5) | 15.7%  | (95.5) | (81.4) | 17.3%  |
| Fixed Costs                             | (33.5) | (27.7) | 20.8%  | (66.8) | (55.2) | 21.1%  |
| Transmission and regulatory charges     | (14.0) | (13.5) | 3.7%   | (28.0) | (26.2) | 6.7%   |
| O&M                                     | (15.9) | (14.3) | 11.6%  | (31.6) | (29.0) | 9.0%   |
| Take or Pay - ToP                       | (3.6)  | -      | N/A    | (7.3)  | -      | N/A    |
| Variable Costs                          | (0.1)  | (0.2)  | -34.3% | (2.0)  | (0.2)  | 856.5% |
| Depreciation and Amortization           | (13.2) | (12.5) | 5.2%   | (26.6) | (26.0) | 2.4%   |
| Operating Expenses                      | (1.4)  | (2.0)  | -31.4% | (3.2)  | (8.6)  | -63.4% |
| SG&A                                    | (1.2)  | (1.9)  | -35.3% | (2.8)  | (5.3)  | -46.7% |
| Depreciation and Amortization           | (0.1)  | (0.1)  | 46.4%  | (0.3)  | (3.3)  | -89.9% |
| Other Revenue/Expenses                  | (0.2)  | (0.5)  | -68.4% | (0.2)  | (0.5)  | -64.0% |
| EBITDA (as of ICVM 527/12)              | 59.1   | (30.6) | N/A    | 121.7  | (61.2) | N/A    |
| EBITDA Margin (%)                       | 62.8%  | N/A    | N/A    | 62.9%  | N/A    | N/A    |

The segment's gross operating revenues totaled R\$105.5 million in 2Q26, mainly reflecting the fixed revenues associated with the regulated contracts awarded under the 2021 Auction for Viana TPP and Geramar I and II TPPs, whose contract start dates were

brought forward to August 2025 and October 2025, respectively, and have therefore contributed to the Company's results since then.

Fixed costs totaled R\$33.5 million in 2Q26, reflecting: (i) R\$15.9 million in O&M costs; (ii) R\$14.0 million in TUST charges; and (iii) R\$3.6 million in capacity reserve charges associated with the fuel supply agreements entered into with the fuel supplier, following the commencement of the CRCAP contracts for the oil-fired generation assets.

As a result, the segment's fixed margin reached R\$59.6 million, corresponding to a fixed margin of 64.0% in 2Q26.

Based on the effects described above, the Oil-Fired Generation segment reported EBITDA of R\$59.1 million, corresponding to a margin of 62.8%. Of this total, Viana TPP contributed R\$21.2 million, while Geramar I and II TPPs contributed R\$38.0 million.

## ► Solar Generation

This segment is comprised of subsidiaries SPE Futura 1, SPE Futura 2, SPE Futura 3, SPE Futura 4, SPE Futura 5, SPE Futura 6 and Tauá Geração de Energia Ltda.

| Income Statement - Solar Generation   | 2Q26           | 2Q25           | %                 | 1H26           | 1H25           | %                |
|---------------------------------------|----------------|----------------|-------------------|----------------|----------------|------------------|
| (R\$ million)                         |                |                |                   |                |                |                  |
| <b>Gross Operating Revenues</b>       | <b>156.7</b>   | <b>124.6</b>   | <b>25.7%</b>      | <b>285.4</b>   | <b>222.5</b>   | <b>28.3%</b>     |
| <b>Fixed Revenues</b>                 | <b>83.2</b>    | <b>81.9</b>    | <b>1.5%</b>       | <b>170.7</b>   | <b>164.5</b>   | <b>3.8%</b>      |
| <b>Variable Revenues</b>              | <b>73.5</b>    | <b>42.7</b>    | <b>72.1%</b>      | <b>114.7</b>   | <b>57.9</b>    | <b>98.0%</b>     |
| Spot Market                           | 73.5           | 42.7           | 72.1%             | 114.7          | 57.9           | 98.0%            |
| <b>Deductions from Gross Revenues</b> | <b>(16.2)</b>  | <b>(8.5)</b>   | <b>92.0%</b>      | <b>(29.9)</b>  | <b>(15.6)</b>  | <b>91.4%</b>     |
| <b>Net Operating Revenues</b>         | <b>140.5</b>   | <b>116.2</b>   | <b>20.9%</b>      | <b>255.5</b>   | <b>206.8</b>   | <b>23.5%</b>     |
| <b>Operating Costs</b>                | <b>(171.7)</b> | <b>(129.1)</b> | <b>33.0%</b>      | <b>(320.1)</b> | <b>(250.0)</b> | <b>28.1%</b>     |
| <b>Fixed Costs</b>                    | <b>(20.6)</b>  | <b>(20.5)</b>  | <b>0.7%</b>       | <b>(40.2)</b>  | <b>(43.2)</b>  | <b>-6.9%</b>     |
| Transmission and regulatory charges   | (11.1)         | (11.3)         | -1.8%             | (22.1)         | (22.5)         | -1.9%            |
| O&M                                   | (9.6)          | (9.2)          | 3.8%              | (18.1)         | (20.6)         | -12.5%           |
| <b>Variable Costs</b>                 | <b>(120.6)</b> | <b>(80.0)</b>  | <b>50.9%</b>      | <b>(219.0)</b> | <b>(149.5)</b> | <b>46.5%</b>     |
| Energy Purchase (Backing - FID)       | (105.7)        | (68.0)         | 55.4%             | (194.2)        | (125.2)        | 55.2%            |
| Charges Reimbursement                 | (15.0)         | (12.4)         | 20.9%             | (25.0)         | (25.0)         | -0.1%            |
| Others                                | (0.0)          | 0.4            | N/A               | 0.2            | 0.7            | -71.3%           |
| <b>Depreciation and Amortization</b>  | <b>(30.4)</b>  | <b>(28.7)</b>  | <b>6.1%</b>       | <b>(61.0)</b>  | <b>(57.3)</b>  | <b>6.4%</b>      |
| <b>Operating Expenses</b>             | <b>(2.4)</b>   | <b>(3.9)</b>   | <b>-38.5%</b>     | <b>(4.9)</b>   | <b>(7.7)</b>   | <b>-36.1%</b>    |
| SG&A                                  | (2.2)          | (3.8)          | -40.7%            | (4.6)          | (7.4)          | -37.8%           |
| Depreciation and Amortization         | (0.2)          | (0.1)          | 29.6%             | (0.3)          | (0.2)          | 14.7%            |
| <b>Other Revenue/Expenses</b>         | <b>(5.5)</b>   | <b>(0.0)</b>   | <b>N/A</b>        | <b>(5.7)</b>   | <b>0.0</b>     | <b>N/A</b>       |
| <b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>     | <b>(8.6)</b>   | <b>12.0</b>    | <b>N/A</b>        | <b>(14.0)</b>  | <b>6.8</b>     | <b>N/A</b>       |
| <b>EBITDA Margin (%)</b>              | <b>-6.1%</b>   | <b>10.3%</b>   | <b>-16.4 p.p.</b> | <b>-5.5%</b>   | <b>3.3%</b>    | <b>-8.7 p.p.</b> |

In 2Q26, the Solar Generation segment reported gross operating revenues of R\$156.7 million, an increase of R\$32.0 million compared to 2Q25. During the quarter, spot market revenues totaled R\$73.5 million, mainly reflecting swap transactions structured between the segment and the Trading Company to mitigate the risk arising from price differences between the Brazilian Northeast (NE) and Southeast/Midwest (SE/CO) submarkets. The offsetting entry for this revenue is recorded under Energy Purchase (Backing - FID), resulting in a net negative impact of R\$3.5 million on revenues and costs combined in 2Q26.

Fixed costs remained virtually flat year-over-year, totaling R\$20.6 million in 2Q26. Meanwhile, variable costs totaled R\$120.6 million, an increase of R\$40.7 million compared to 2Q25, mainly reflecting the following factors:

- **Committed and unrealized<sup>19</sup> generation and modulation effects** totaled negative R\$36.2 million, primarily due to curtailments during the quarter. Of this amount, negative R\$18.6 million was related to committed but undelivered generation, while negative R\$17.6 million resulted from load modulation effects in 2Q26.
- **Costs associated with hourly price decoupling between submarkets** totaled negative R\$69.5 million in 2Q26. Considering the corresponding revenue effects described above, the net impact of these transactions was negative R\$3.5 million during the quarter.
- **Costs related to reimbursement of charges to counterparties** totaled negative R\$15.0 million during the quarter, reflecting the contractual terms of the energy supply agreements.

Other Revenue/Expenses totaled negative R\$5.5 million, mainly due to one-off legal expenses.

As a result, the segment reported negative EBITDA of R\$8.6 million in 2Q26, compared to positive R\$12.0 million year-over-year.

### Notes

<sup>19</sup> The unrealized frustrated generation mainly derives from curtailments but may also be due to effects such as the Complex's unavailability and irradiance variations.

## ► Upstream – E&P

This segment is reported within Eneva S.A. However, the results of the Upstream operations (Parnaíba, Amazonas and Paraná Basins) are presented separately in this section to enable the analysis of the segment's performance.

| Income Statement – Upstream                     | 2Q26           | 2Q25          | %                | 1H26           | 1H25           | %                |
|-------------------------------------------------|----------------|---------------|------------------|----------------|----------------|------------------|
| (R\$ million)                                   |                |               |                  |                |                |                  |
| <b>Gross Operating Revenues</b>                 | <b>309.4</b>   | <b>251.0</b>  | <b>23.3%</b>     | <b>695.5</b>   | <b>409.9</b>   | <b>69.7%</b>     |
| <b>Fixed Revenues</b>                           | <b>76.5</b>    | <b>76.5</b>   | <b>0.0%</b>      | <b>152.9</b>   | <b>152.9</b>   | <b>0.0%</b>      |
| <b>Variable Revenues</b>                        | <b>233.0</b>   | <b>174.6</b>  | <b>33.4%</b>     | <b>542.6</b>   | <b>256.9</b>   | <b>111.2%</b>    |
| Gas Trading Contract                            | 208.4          | 146.6         | 42.2%            | 424.3          | 212.6          | 99.6%            |
| Lease Contract                                  | 11.7           | 18.9          | -37.9%           | 96.6           | 25.3           | 281.7%           |
| Condensate Sales                                | 12.8           | 9.0           | 41.5%            | 21.6           | 19.0           | 13.6%            |
| <b>Deduction from Gross Revenues</b>            | <b>(42.9)</b>  | <b>(32.6)</b> | <b>31.7%</b>     | <b>(109.7)</b> | <b>(61.2)</b>  | <b>79.2%</b>     |
| <b>Net Operating Revenues</b>                   | <b>266.6</b>   | <b>218.5</b>  | <b>22.0%</b>     | <b>585.9</b>   | <b>348.6</b>   | <b>68.0%</b>     |
| <b>Operating Costs</b>                          | <b>(125.3)</b> | <b>(82.0)</b> | <b>52.8%</b>     | <b>(284.8)</b> | <b>(150.5)</b> | <b>89.3%</b>     |
| <b>Fixed Costs</b>                              | <b>(29.7)</b>  | <b>(29.2)</b> | <b>1.6%</b>      | <b>(65.4)</b>  | <b>(58.7)</b>  | <b>11.3%</b>     |
| O&M                                             | (29.7)         | (29.2)        | 1.6%             | (65.4)         | (58.7)         | 11.3%            |
| <b>Variable Costs</b>                           | <b>(29.3)</b>  | <b>(24.8)</b> | <b>18.2%</b>     | <b>(92.5)</b>  | <b>(45.5)</b>  | <b>103.3%</b>    |
| Royalties                                       | (26.3)         | (22.2)        | 18.0%            | (86.3)         | (40.1)         | 115.2%           |
| Compressors                                     | (3.1)          | (2.6)         | 19.2%            | (6.1)          | (5.4)          | 14.8%            |
| <b>Depreciation and Amortization</b>            | <b>(66.4)</b>  | <b>(28.0)</b> | <b>136.7%</b>    | <b>(127.0)</b> | <b>(46.3)</b>  | <b>174.4%</b>    |
| <b>Operating Expenses</b>                       | <b>(25.8)</b>  | <b>(81.6)</b> | <b>-68.4%</b>    | <b>(92.8)</b>  | <b>(126.0)</b> | <b>-26.4%</b>    |
| Exploration, Geology & Geophysics (G&G)         | (18.7)         | (78.0)        | -76.0%           | (81.0)         | (117.9)        | -31.3%           |
| Dry Wells                                       | -              | (26.8)        | N/A              | (43.8)         | (26.8)         | 63.5%            |
| SG&A                                            | (1.6)          | 0.2           | N/A              | (3.4)          | (0.3)          | N/A              |
| Depreciation and Amortization                   | (5.6)          | (3.9)         | 43.5%            | (8.3)          | (7.8)          | 7.1%             |
| <b>Other Revenue/Expenses</b>                   | <b>(4.4)</b>   | <b>0.0</b>    | <b>N/A</b>       | <b>(4.3)</b>   | <b>(0.2)</b>   | <b>N/A</b>       |
| <b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>               | <b>182.9</b>   | <b>86.8</b>   | <b>110.8%</b>    | <b>339.3</b>   | <b>126.0</b>   | <b>169.2%</b>    |
| <b>EBITDA excluding dry wells <sup>20</sup></b> | <b>182.9</b>   | <b>113.5</b>  | <b>61.1%</b>     | <b>383.0</b>   | <b>152.8</b>   | <b>150.7%</b>    |
| <b>EBITDA Margin excluding dry wells (%)</b>    | <b>68.6%</b>   | <b>52.0%</b>  | <b>16.7 p.p.</b> | <b>65.4%</b>   | <b>43.8%</b>   | <b>21.6 p.p.</b> |

In 2Q26, net operating revenues totaled R\$266.6 million, an increase of R\$48.1 million (+22.0% versus 2Q25) year-over-year. This result was driven by higher natural gas and condensate sales revenues, reflecting the stronger gas production volumes at the Parnaíba Complex in response to the higher dispatch levels required by the SIN during 2Q26.

Operating costs, excluding depreciation and amortization, totaled R\$59.0 million in 2Q26, an increase of R\$5.0 million compared to 2Q25, mainly reflecting higher variable costs with Government Interest (royalties) due to the gas production volumes during the quarter, partially offset by lower reference prices used to calculate natural gas royalties in the Parnaíba (2Q26: R\$0.66/m<sup>3</sup> versus 2Q25: R\$0.76/m<sup>3</sup>).

The variable margin reached R\$171.4 million at the end of 2Q26, R\$44.2 million higher compared to 2Q25, with the variable unit margin for gas sales (excluding condensate) increasing by 5.3% amounting to R\$10.9/MMBtu in 2Q26.

Operating expenses, excluding depreciation and amortization, totaled R\$20.2 million during the period, down R\$57.5 million compared to 2Q25. The decrease mainly reflects the absence of dry wells following the completion of the exploratory drilling campaign in the Parnaíba Basin in 1Q26, as well as lower Exploration, Geology and Geophysics expenses after the conclusion of the seismic campaigns in the Amazonas and Paraná Basins at the end of 2025.

As a result, the segment's EBITDA totaled R\$182.9 million in 2Q26, an increase of R\$96.1 million compared to 2Q25.

Depreciation and amortization totaled negative R\$66.4 million in 2Q26, compared to negative R\$28.0 million in 2Q25. The R\$38.3 million increase between the periods reflects the larger depreciable asset base resulting from the transfer of assets under construction to assets in service throughout 2025.

### Notes

<sup>20</sup> EBITDA calculated according to the guidelines of ICVM 527/12 and the accompanying Note to the Financial Statement, adjusted to exclude the impact of dry wells.

## ► Off-Grid Gas Trading

This segment is comprised of the results from: (i) off-grid gas trading ("Off-Grid"), referring to the sale of liquefied natural gas from the natural gas liquefaction plant at the Parnaíba Complex; and (ii) GNL Brasil, a cryogenic fluid logistics joint venture in which Eneva holds a 51% stake.

The main activity of the Off-Grid Gas Trading segment involves the firm supply of natural gas to customers not connected to the grid, as well as offering LNG supply solutions to replace diesel for heavy transportation. GNL Brasil provides transportation services and integrated LNG logistics solutions.

The results of both Off-Grid Gas Trading and SPE GNL Brasil are consolidated into Eneva S.A. However, the results of both operations are reported separately in this section, already including the appropriate eliminations between intercompany revenues and expenses, where applicable.

| Income Statement - Off-Grid Gas Trading | 2Q26          | 2Q25          | %               | 1H26           | 1H25           | %                |
|-----------------------------------------|---------------|---------------|-----------------|----------------|----------------|------------------|
| (R\$ million)                           |               |               |                 |                |                |                  |
| <b>Gross Operating Revenues</b>         | <b>134.1</b>  | <b>144.7</b>  | <b>-7.3%</b>    | <b>266.0</b>   | <b>271.1</b>   | <b>-1.9%</b>     |
| SSLNG Revenue                           | 105.8         | 115.2         | -8.2%           | 209.2          | 210.9          | -0.8%            |
| Logistics Revenue                       | 28.3          | 29.5          | -4.1%           | 56.7           | 60.2           | -5.7%            |
| <b>Deductions from Gross Revenues</b>   | <b>(12.7)</b> | <b>(14.3)</b> | <b>-11.0%</b>   | <b>(26.1)</b>  | <b>(27.6)</b>  | <b>-5.4%</b>     |
| <b>Net Operating Revenues</b>           | <b>121.3</b>  | <b>130.3</b>  | <b>-6.9%</b>    | <b>239.9</b>   | <b>243.5</b>   | <b>-1.5%</b>     |
| <b>Operating Costs</b>                  | <b>(58.2)</b> | <b>(53.3)</b> | <b>9.1%</b>     | <b>(113.9)</b> | <b>(110.8)</b> | <b>2.8%</b>      |
| O&M                                     | (27.2)        | (23.9)        | 13.9%           | (44.6)         | (47.9)         | -6.8%            |
| Gas Production                          | (1.9)         | (4.8)         | -60.2%          | (4.1)          | (9.2)          | -55.2%           |
| Logistics                               | (9.2)         | (11.6)        | -20.4%          | (16.0)         | (24.3)         | -34.2%           |
| Others                                  | (3.6)         | (6.2)         | -42.3%          | (9.6)          | (16.6)         | -42.1%           |
| Depreciation and Amortization           | (16.2)        | (6.8)         | 137.5%          | (39.6)         | (12.8)         | 209.5%           |
| <b>Operating Expenses</b>               | <b>(2.3)</b>  | <b>(2.8)</b>  | <b>-18.3%</b>   | <b>(4.9)</b>   | <b>(5.0)</b>   | <b>-1.7%</b>     |
| SG&A                                    | (2.2)         | (2.7)         | -18.6%          | (4.9)          | (5.0)          | -2.0%            |
| Depreciation and Amortization           | (0.0)         | (0.0)         | 5.8%            | (0.1)          | (0.0)          | 27.5%            |
| <b>Other Revenue/Expenses</b>           | <b>(3.2)</b>  | <b>(2.6)</b>  | <b>22.6%</b>    | <b>(4.3)</b>   | <b>(6.7)</b>   | <b>-35.5%</b>    |
| <b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>       | <b>73.9</b>   | <b>78.5</b>   | <b>-5.8%</b>    | <b>156.3</b>   | <b>133.8</b>   | <b>16.8%</b>     |
| <b>EBITDA Margin (%)</b>                | <b>60.9%</b>  | <b>60.2%</b>  | <b>0.7 p.p.</b> | <b>65.2%</b>   | <b>55.0%</b>   | <b>10.2 p.p.</b> |

Gross revenues from the Off-Grid Gas Trading segment totaled R\$134.1 million in 2Q26, a decrease of R\$10.6 million compared to 2Q25.

- Of total revenues, R\$105.8 million was related to LNG sales contracts, a decrease of R\$9.4 million year-over-year. This reduction reflects the early termination of the LNG supply agreement with Vale S.A., which remained in effect until the end of May 2026, partially offset by higher average Brent prices in 2Q26 compared to 2Q25. As disclosed in a Notice to the Market, Eneva received R\$340.0 million in July 2026 as part of the settlement agreement for the termination of the contract and will seek new commercialization opportunities for the liquefaction capacity made available by the contract.
- In addition, R\$28.3 million was recognized from logistics services provided by GNL Brasil. Of this amount, R\$14.2 million relates to fixed transportation leasing revenues, while R\$13.8 million refers to variable logistics services provided to Jaguatirica II TPP. As these are intercompany transactions, the corresponding revenues and costs are eliminated on a consolidated basis.

Operating costs, excluding depreciation and amortization, totaled R\$42.0 million in 2Q26, a reduction of R\$4.5 million compared to 2Q25. This amount was mainly composed of:

- (i) R\$27.2 million in O&M expenses, of which R\$16.5 million relates to SSLNG business;
- (ii) R\$9.2 million related to GNL Brasil's logistics services, a decrease of R\$2.4 million year-over-year, reflecting lower diesel and vehicle maintenance costs following the efficiency gains from the replacement of part of the fleet with LNG-powered trucks over the last few quarters;
- (iii) R\$3.6 million recorded under Other Costs, a reduction of R\$2.6 million compared to 2Q25; and

- (iv) R\$1.9 million in gas production costs, a decrease of R\$2.9 million year-over-year, reflecting the lower LNG volumes demanded during the period.

Other Revenue/Expenses totaled negative R\$3.2 million in 2Q26, mainly reflecting the accounting effects related to the disposal of diesel-powered tractors units currently being replaced by LNG-powered vehicles, with the recognition of the difference between the write-off of fixed assets and the proceeds from the sale. The fleet renewal initiative is intended to reduce operating costs, a trend already observed in the Company's results since 4Q25, driven by lower third-party fuel costs and reduced vehicle maintenance expenses.

As a result, EBITDA from the Off-Grid Trading segment totaled R\$73.9 million in 2Q26, corresponding to an EBITDA margin of 60.9%.

## ► Energy Trading

This segment is comprised of Eneva's energy trading SPEs, including the subsidiaries merged into Eneva S.A.. However, the reporting of their related results will remain in this segment for better understanding purposes.

The Energy Trading segment mainly engages in energy purchase and sale, swap operations, and the trading of energy solutions to end customers.

| Income Statement - Energy Trading                           | 2Q26             | 2Q25             | %               | 1H26             | 1H25             | %               |
|-------------------------------------------------------------|------------------|------------------|-----------------|------------------|------------------|-----------------|
| (R\$ million)                                               |                  |                  |                 |                  |                  |                 |
| <b>Net Operating Revenues (ex-Operations)</b>               | <b>1,941.9</b>   | <b>1,352.6</b>   | <b>43.6%</b>    | <b>4,239.5</b>   | <b>2,752.3</b>   | <b>54.0%</b>    |
| <b>Operating Costs (ex-Operations)</b>                      | <b>(1,741.5)</b> | <b>(1,304.3)</b> | <b>33.5%</b>    | <b>(3,799.8)</b> | <b>(3,168.8)</b> | <b>19.9%</b>    |
| Electricity Purchased for Resale                            | (1,739.1)        | (1,302.3)        | 33.5%           | (3,794.4)        | (3,163.1)        | 20.0%           |
| Others                                                      | (2.4)            | (2.1)            | 16.4%           | (5.4)            | (5.7)            | -4.6%           |
| <b>Net Revenue/Costs from MtM Variation (ex-Operations)</b> | <b>(59.1)</b>    | <b>(17.2)</b>    | <b>242.8%</b>   | <b>(278.4)</b>   | <b>521.0</b>     | <b>N/A</b>      |
| <b>Operating Expenses</b>                                   | <b>(7.5)</b>     | <b>(11.8)</b>    | <b>-35.8%</b>   | <b>(20.1)</b>    | <b>(27.4)</b>    | <b>-26.6%</b>   |
| SG&A                                                        | (6.8)            | (11.2)           | -39.1%          | (18.5)           | (26.4)           | -29.7%          |
| Depreciation and Amortization                               | (0.7)            | (0.6)            | 28.7%           | (1.6)            | (1.0)            | 52.2%           |
| <b>Other Revenue/Expenses</b>                               | <b>0.2</b>       | <b>(9.8)</b>     | <b>N/A</b>      | <b>0.2</b>       | <b>(10.1)</b>    | <b>N/A</b>      |
| <b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>                           | <b>134.6</b>     | <b>10.0</b>      | <b>N/A</b>      | <b>143.0</b>     | <b>68.1</b>      | <b>109.9%</b>   |
| <b>EBITDA Margin (%)</b>                                    | <b>6.9%</b>      | <b>0.7%</b>      | <b>6.2 p.p.</b> | <b>3.4%</b>      | <b>2.5%</b>      | <b>0.9 p.p.</b> |

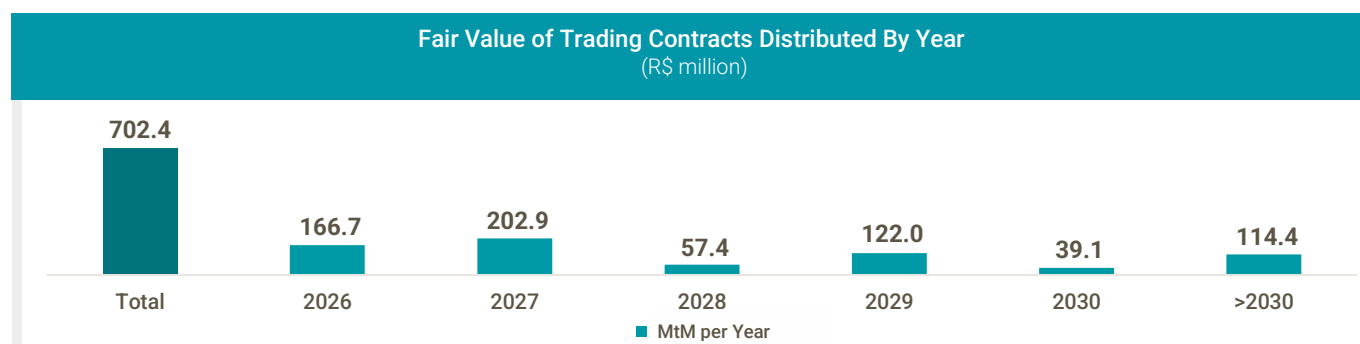
In 2Q26, the trading margin, corresponding to the net result of operating revenues and operating costs, totaled R\$200.3 million, an increase of R\$152.1 million compared to the trading margin recorded in 2Q25. This performance was mainly driven by the positive realization of the book during the quarter.

The strong trading margin in 2Q26 was partially offset by the accounting effect of the mark-to-market ("MtM") of forward energy contracts, which totaled negative R\$59.1 million during the period, a negative variation of R\$41.9 million compared to 2Q25. The MtM result mainly reflects the settlement of transactions executed during the quarter, whose effects are offset by a positive contribution to the current trading margin.

The segment's SG&A totaled R\$6.8 million in 2Q26, a reduction of R\$4.4 million year-over-year, driven by the one-off reversal of provisions recognized during the quarter.

As a result, the segment's EBITDA reached R\$134.6 million in 2Q26, representing a significant increase compared to R\$10.0 million recorded in the same period of the previous year.

At the end of the quarter, the net fair value position of the energy trading portfolio, corresponding to the balance between assets and liabilities, totaled R\$702.4 million. This amount reflects the aggregate difference between the purchase and sale positions in the book and the prevailing market prices at each maturity, net of PIS/COFINS and discounted to present value<sup>21</sup>. The annual breakdown of the net fair value position of energy trading contracts, by contract maturity, is presented in the chart below.



### Notes

<sup>21</sup> The discount rates applied correspond to the zero-coupon curve for IPCA-indexed securities (NTN-B) published by Anbima (real interest rates), and the values of future cash flows do not consider the expected price adjustments by the applicable inflation indexes.

## ► Holding & Others

This segment consists of Eneva S.A. and Eneva Participações S.A. holding companies, in addition to the subsidiaries created to originate and develop projects. By late 1Q26, Eneva S.A. also incorporated (i) businesses in the Upstream segment; (ii) the Fortaleza TPP, currently under hibernation, after CGTF's merger into Eneva S.A.; (iii) the Sergipe Hub SPEs and the Company's main energy trading vehicles; (iv) off-grid gas trading ("Off-Grid") and SPE GNL Brasil, a joint venture for cryogenic fluid logistics in which Eneva holds a 51% stake; and (v) since Jan/25, the Linhares, Viana and Povoação subsidiaries.

To allow for better analysis of the performance of the Company's business segments, we have opted here to report the results of the Holding & Other segment only for administrative companies and non-operational projects, including Fortaleza TPP, currently under hibernation, and the Azulão I TPP, still undergoing commissioning at the end of 2Q26.

| Income Statement – Holding & Others  | 2Q26           | 2Q25           | %             | 1H26           | 1H25           | %             |
|--------------------------------------|----------------|----------------|---------------|----------------|----------------|---------------|
| (R\$ million)                        |                |                |               |                |                |               |
| <b>Net Operating Revenues</b>        | <b>17.5</b>    | <b>0.0</b>     | <b>N/A</b>    | <b>17.5</b>    | <b>0.0</b>     | <b>N/A</b>    |
| <b>Operating Costs</b>               | <b>(10.5)</b>  | <b>0.0</b>     | <b>N/A</b>    | <b>(10.5)</b>  | <b>(0.0)</b>   | <b>N/A</b>    |
| Depreciation and Amortization        | -              | -              | N/A           | -              | -              | N/A           |
| <b>Operating Expenses</b>            | <b>(139.3)</b> | <b>(75.1)</b>  | <b>85.3%</b>  | <b>(229.9)</b> | <b>(152.0)</b> | <b>51.2%</b>  |
| SG&A                                 | (48.2)         | (49.1)         | -1.8%         | (113.5)        | (104.0)        | 9.2%          |
| SOP/Long Term Incentive (ILP)        | (91.1)         | (26.1)         | 249.5%        | (116.4)        | (48.1)         | 142.1%        |
| <b>Depreciation and Amortization</b> | <b>(118.3)</b> | <b>(225.7)</b> | <b>-47.6%</b> | <b>(236.8)</b> | <b>(451.6)</b> | <b>-47.6%</b> |
| Capital Gain, Loss & Goodwill        | (93.4)         | (220.5)        | -57.6%        | (186.8)        | (440.9)        | -57.6%        |
| <b>Other Revenue/Expenses</b>        | <b>(127.3)</b> | <b>1.4</b>     | <b>N/A</b>    | <b>(136.5)</b> | <b>(17.3)</b>  | <b>688.6%</b> |
| <b>Equity Income</b>                 | <b>313.3</b>   | <b>147.1</b>   | <b>113.1%</b> | <b>769.1</b>   | <b>517.8</b>   | <b>48.5%</b>  |
| <b>EBITDA (as of ICVM 527/12)</b>    | <b>53.8</b>    | <b>73.4</b>    | <b>-26.7%</b> | <b>409.7</b>   | <b>348.4</b>   | <b>17.6%</b>  |
| <b>EBITDA ex-Equity Income</b>       | <b>(259.6)</b> | <b>(73.7)</b>  | <b>252.3%</b> | <b>(359.4)</b> | <b>(169.4)</b> | <b>112.2%</b> |

In 2Q26, the Holding & Others segment recorded net operating revenues of R\$17.5 million, related to power generation during the continuous operation test of Azulão I TPP, as part of the commissioning activities required for the plant's COD, on August 4<sup>th</sup>, 2026. Variable operating costs related to generation and fixed TUST costs were also recognized, totaling negative R\$10.5 million in the period.

The segment also recorded operating expenses, excluding depreciation and amortization, of R\$139.3 million in 2Q26, an increase of R\$64.1 million compared to the same period of 2025, mainly reflecting the R\$65.0 million growth in expenses related to Eneva's Long-Term Incentive Programs (LTIPs), which totaled R\$91.1 million in 2Q26. LTIPs expenses in 2Q26 comprised: (i) R\$49.2 million in disbursements related to payroll charges associated with LTIPs vesting during the period, in line with the program's vesting schedule, most of which occurs in April each year. The significant appreciation in the Company's share price improved plan performance and increased the related payroll charges; and (ii) R\$41.8 million in non-cash provisions related to LTIPs plans granted by the Company, an increase of R\$18.5 million compared to 2Q25, mainly reflecting the higher fair value of the LTIPs plans granted during 2026.

"Other Revenue/Expenses" totaled negative R\$127.3 million in 2Q26, mainly reflecting the fair value adjustment of the Pecém II asset held for sale, in connection with the transaction announced in the Material Fact dated March 26<sup>th</sup>, 2026.

Taking these factors into account, the segment's EBITDA, excluding Equity Income, which is almost entirely eliminated in the Company's consolidated results, totaled negative R\$259.6 million.

In 2Q26, Depreciation and Amortization was mainly impacted by R\$93.4 million in expenses related to the amortization of capital gains and losses and goodwill, including the following non-deductible effects for IRPJ/CSLL purposes: (i) R\$18.9 million related to goodwill amortization arising from the Celse acquisition; and (ii) R\$8.0 million related to the amortization of capital gains from Tevisa and Povoação. The year-over-year decline in this line reflects the termination of the PCS contracts, whose capital gain amortization followed a non-linear curve, with a higher amount amortized during the term of those contracts, resulting in a change in the amortization level of these assets as of 1Q26.

## CONSOLIDATED FINANCIAL RESULT

| Net Financial Result                                                     | 2Q26           | 2Q25           | %             | 1H26             | 1H25             | %             |
|--------------------------------------------------------------------------|----------------|----------------|---------------|------------------|------------------|---------------|
| (R\$ million)                                                            |                |                |               |                  |                  |               |
| <b>Financial Revenues</b>                                                | <b>129.3</b>   | <b>150.4</b>   | <b>-14.0%</b> | <b>310.3</b>     | <b>388.3</b>     | <b>-20.1%</b> |
| Income from Financial Investments                                        | 109.5          | 135.0          | -18.9%        | 226.5            | 273.3            | -17.1%        |
| Fines and Interest Earned                                                | 1.3            | 0.5            | 163.2%        | 47.3             | 22.8             | 107.3%        |
| Interest from Related Parties                                            | 0.0            | 1.1            | -97.4%        | 0.0              | 2.1              | -97.7%        |
| Others                                                                   | 18.4           | 13.8           | 33.5%         | 36.4             | 90.2             | -59.6%        |
| <b>Financial Expenses</b>                                                | <b>(749.2)</b> | <b>(706.9)</b> | <b>6.0%</b>   | <b>(1,470.1)</b> | <b>(1,577.1)</b> | <b>-6.8%</b>  |
| Debt Charges <sup>22</sup>                                               | (42.4)         | (60.8)         | -30.3%        | (83.6)           | (115.6)          | -27.7%        |
| Interest on Debentures                                                   | (263.0)        | (268.3)        | -2.0%         | (527.9)          | (526.8)          | 0.2%          |
| Monetary Variation                                                       | (242.7)        | (133.0)        | 82.5%         | (444.9)          | (377.3)          | 17.9%         |
| Interest on Lease and Other <sup>23</sup>                                | (64.2)         | (58.2)         | 10.3%         | (127.6)          | (127.0)          | 0.4%          |
| Net FX Variation                                                         | (0.1)          | 12.7           | N/A           | 31.4             | 7.7              | 309.6%        |
| Commissions and Financial Brokerage                                      | (2.9)          | (15.8)         | -81.5%        | (9.1)            | (31.0)           | -70.6%        |
| IOF/IOC                                                                  | (1.5)          | (5.6)          | -73.7%        | (17.0)           | (11.2)           | 51.2%         |
| Appropriation of PVA on Receivables Anticipation                         | (98.7)         | (121.2)        | -18.6%        | (210.9)          | (242.8)          | -13.2%        |
| Others                                                                   | (33.8)         | (56.7)         | -40.5%        | (80.6)           | (153.0)          | -47.3%        |
| <b>Non-cash FX variation on lease</b>                                    | <b>3.0</b>     | <b>200.1</b>   | <b>-98.5%</b> | <b>134.1</b>     | <b>506.5</b>     | <b>-73.5%</b> |
| <b>Non-cash swap mark-to-market variation</b>                            | <b>(20.0)</b>  | <b>104.6</b>   | <b>N/A</b>    | <b>(42.9)</b>    | <b>177.2</b>     | <b>N/A</b>    |
| <b>Net Financial Result</b>                                              | <b>(636.9)</b> | <b>(251.8)</b> | <b>152.9%</b> | <b>(1,068.6)</b> | <b>(505.1)</b>   | <b>111.6%</b> |
| <b>Net Financial Result ex one-off and non-cash effects<sup>24</sup></b> | <b>(619.9)</b> | <b>(556.5)</b> | <b>11.4%</b>  | <b>(1,159.8)</b> | <b>(1,188.8)</b> | <b>-2.4%</b>  |

Net financial results totaled negative R\$636.9 million in 2Q26, compared to negative R\$251.8 million in 2Q25. The year-over-year comparison was primarily affected by recurring non-cash items, particularly those recorded in 2Q25, which make the analysis of the underlying financial performance less comparable:

- **FX Variation on Leases:** non-cash foreign exchange loss of R\$3.0 million recognized on the U.S. dollar-denominated lease liability in 2Q26, reflecting the adoption of the hedge accounting policy since 4Q25. Under this policy, the foreign exchange exposure associated with the FSRU lease liability at the Sergipe Hub is offset by a portion of Eneva's revenues, primarily from the Off-Grid and On-Grid segments, which include U.S. dollar-denominated components; and
- **Mark-to-Market of Swaps:** negative R\$20.0 million recognized in 2Q26, reflecting the fair value adjustment of the swaps associated with the Company's receivables anticipation transactions. These instruments were contracted to convert originally fixed-rate obligations into CDI-linked liabilities. The 2Q26 result mainly reflects a slight steepening of the forward DI curve compared to 1Q26. Converting these obligations into CDI-linked liabilities reduces the mismatch with the Company's financial investments, which are also predominantly indexed to CDI.

Excluding the non-cash effects described above, adjusted net financial results would have totaled negative R\$619.9 million in 2Q26, compared to negative R\$556.5 million in 2Q25. The main drivers of the negative R\$63.4 million year-over-year variation were:

### Notes

<sup>22</sup> Includes amortization of transaction costs.

<sup>23</sup> Interest on commercial leases, pursuant to IFRS16/CPC 06. Also includes interest on abandonment provision and interest on related parties.

<sup>24</sup> This line considers the Net Financial Result, deducted from the lines (i) Non-cash FX variation on lease; and (ii) Swap mark-to-market variation (non-cash).

- **Monetary Variation:** negative variation of R\$109.7 million, mainly reflecting the higher accumulated IPCA compared to 2Q25 (2Q26: 1.42% versus 2Q25: 0.93%); and
- **Financial Investment Income:** decrease of R\$25.5 million compared to 2Q25, primarily reflecting the lower average cash balance during 2Q26.

These negative effects were partially offset by:

- **Others:** improvement of R\$23.0 million in other financial expenses recorded under this line item;
- **Appropriation of PVA on Receivables Anticipation:** improvement of R\$22.5 million compared to 2Q25, mainly reflecting the end of the recognition of Pecém II TPP's present value adjustment in the Company's results; and
- **Debt charges:** reduction of R\$18.4 million compared to 2Q25, mainly reflecting the maturity of a financing transaction that had a one-off impact on this line item during 2Q25.

## CAPEX

| Capex                                                            | 2Q26           | 1Q26           | 4Q25           | 3Q25           | 2Q25           | 1Q25         | 1H26           | 1H25           |
|------------------------------------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|--------------|----------------|----------------|
| (R\$ million)                                                    |                |                |                |                |                |              |                |                |
| <b>Coal-Fired Generation<sup>25</sup></b>                        | <b>10.0</b>    | <b>2.2</b>     | <b>11.5</b>    | <b>6.1</b>     | <b>4.3</b>     | <b>14.5</b>  | <b>12.2</b>    | <b>18.9</b>    |
| <b>Oil-Fired Generation</b>                                      | <b>17.0</b>    | <b>0.4</b>     | <b>16.3</b>    | <b>13.3</b>    | <b>15.7</b>    | <b>0.4</b>   | <b>17.3</b>    | <b>16.1</b>    |
| <b>Gas-Fired Generation</b>                                      | <b>73.7</b>    | <b>48.1</b>    | <b>60.7</b>    | <b>47.5</b>    | <b>38.6</b>    | <b>35.0</b>  | <b>121.8</b>   | <b>73.5</b>    |
| Parnaíba I <sup>26</sup>                                         | 4.7            | 4.2            | 3.8            | 1.4            | 3.2            | 0.8          | 8.9            | 4.0            |
| Parnaíba II                                                      | 53.8           | 29.5           | 10.3           | 12.0           | 13.7           | 9.3          | 83.3           | 23.0           |
| Parnaíba III <sup>27</sup>                                       | -              | -              | -              | -              | -              | -            | -              | -              |
| Parnaíba IV                                                      | -              | -              | 0.1            | 0.3            | 0.1            | -            | -              | 0.1            |
| Parnaíba V <sup>26</sup>                                         | 5.3            | 5.5            | 11.1           | 9.9            | 17.4           | 4.6          | 10.7           | 22.1           |
| Parnaíba VI <sup>27</sup>                                        | 0.9            | -              | 8.1            | 19.4           | 2.8            | 20.0         | 0.9            | 22.8           |
| Fortaleza TPP                                                    | (0.9)          | 0.1            | (0.3)          | 0.6            | 0.7            | 0.3          | (0.7)          | 1.0            |
| Espírito Santo TPPs                                              | 9.9            | 8.8            | 27.8           | 4.0            | 0.7            | -            | 18.7           | 0.7            |
| <b>Sergipe Hub</b>                                               | <b>5.4</b>     | <b>13.5</b>    | <b>81.6</b>    | <b>78.5</b>    | <b>7.2</b>     | <b>(2.4)</b> | <b>18.9</b>    | <b>4.9</b>     |
| <b>Azulão-Jaguatirica</b>                                        | <b>33.6</b>    | <b>32.2</b>    | <b>32.8</b>    | <b>55.7</b>    | <b>19.9</b>    | <b>7.3</b>   | <b>65.8</b>    | <b>27.2</b>    |
| <b>Azulão 950</b>                                                | <b>492.4</b>   | <b>929.5</b>   | <b>739.0</b>   | <b>839.0</b>   | <b>639.8</b>   | <b>528.7</b> | <b>1,421.8</b> | <b>1,168.5</b> |
| E&P                                                              | 0.3            | 21.7           | 7.0            | 6.7            | 25.1           | 28.5         | 22.0           | 53.6           |
| TPP                                                              | 492.1          | 907.8          | 732.0          | 832.2          | 614.7          | 500.2        | 1,399.9        | 1,114.9        |
| <b>Futura 1</b>                                                  | <b>6.0</b>     | <b>0.3</b>     | <b>2.0</b>     | <b>1.0</b>     | <b>5.1</b>     | <b>1.5</b>   | <b>6.2</b>     | <b>6.6</b>     |
| <b>Upstream</b>                                                  | <b>204.2</b>   | <b>190.0</b>   | <b>111.0</b>   | <b>284.1</b>   | <b>233.7</b>   | <b>77.8</b>  | <b>394.2</b>   | <b>311.4</b>   |
| Development <sup>28</sup>                                        | 138.8          | 156.6          | 62.7           | 203.6          | 196.3          | 45.4         | 295.4          | 241.7          |
| Exploration <sup>28</sup>                                        | 65.4           | 33.4           | 48.4           | 80.5           | 37.4           | 32.4         | 98.8           | 69.8           |
| <b>Gas-Fired Liquefaction Plants</b>                             | <b>69.7</b>    | <b>41.3</b>    | <b>173.6</b>   | <b>72.3</b>    | <b>58.5</b>    | <b>35.9</b>  | <b>111.0</b>   | <b>94.4</b>    |
| Plants in Operation (1 <sup>st</sup> and 2 <sup>nd</sup> Trains) | -              | 3.2            | 66.2           | 16.4           | 36.2           | 35.9         | 3.2            | 72.1           |
| Plant under Construction (3 <sup>rd</sup> Train)                 | 69.7           | 38.2           | 107.3          | 55.9           | 22.4           | -            | 107.9          | 22.4           |
| <b>New Projects – 2026 Auction<sup>29</sup></b>                  | <b>616.3</b>   | <b>728.7</b>   | <b>717.7</b>   | <b>73.7</b>    | <b>544.7</b>   | <b>143.7</b> | <b>1,345.0</b> | <b>688.4</b>   |
| <b>Holding and Other<sup>30</sup></b>                            | <b>61.9</b>    | <b>64.8</b>    | <b>120.9</b>   | <b>87.6</b>    | <b>21.7</b>    | <b>17.1</b>  | <b>126.6</b>   | <b>38.8</b>    |
| <b>Total</b>                                                     | <b>1,590.2</b> | <b>2,050.9</b> | <b>2,067.2</b> | <b>1,558.7</b> | <b>1,589.2</b> | <b>859.6</b> | <b>3,641.1</b> | <b>2,448.8</b> |

The amounts above refer to the economic Capex view (accrual basis).

In 2Q26, Capex totaled R\$1,590.2 million. Of this amount, 86.9% was allocated to the Company's main growth projects and Upstream development activities, as detailed below:

- **2026 Auction:** Capex of R\$616.3 million during the quarter for the construction of the projects awarded in the auction. Of this amount, R\$527.0 million was allocated to the acquisition of Siemens and GE turbines, while R\$89.3 million was invested in engineering project execution.
- **Azulão 950:** total of R\$492.4 million in 2Q26. Of this amount, R\$415.0 million was allocated to construction and assembly activities at the TPP, GPU, substation and gas pipelines, as well as water intake infrastructure. An additional R\$35.4 million was invested in well activities, insurance and other specialized engineering services, R\$22.0 million in personnel expenses and R\$13.0 million in operation and maintenance costs. The remaining R\$7.0 million was allocated to final milestones for services and equipment under the GE contract.
- **Upstream:** Capex related to exploration and development activities (excluding Azulão 950) totaled R\$204.2 million in the second quarter of 2026. Exploration investments amounted to R\$65.4 million, including R\$26.5 million related to the mobilization of the Eneva Explorer drilling rig, relocated from Maranhão to Amazonas during 2Q26, and R\$13.4 million allocated to the commencement of drilling activities for an exploration well in the

### Notes

<sup>25</sup>Includes only the Capex for the Itaqui TPP, excluding figures for the Pecém II TPP, due to the asset's deconsolidation from Eneva at the end of 1Q26, as part of the ongoing sale process. For better comparability, Pecém II TPP Capex was excluded from the other periods.

<sup>26</sup>Parnaíba I Capex is reported separately from that of Parnaíba V.

<sup>27</sup>Parnaíba III Capex is reported separately from that of Parnaíba VI.

<sup>28</sup>2Q25 and 1Q25 figures have been restated for better quarter-over-quarter comparison, due to the change in classification between lines.

<sup>29</sup>This line is no longer reported in Holding & Others as of 1Q26, for enhanced transparency on the amounts related to the three new projects won in 2026 Auction: Sergipe Hub Expansion, Ceará Hub and Southeast Hub.

<sup>30</sup>Line adjusted in 1Q26 to eliminate the amounts related to the three new projects awarded under the 2026 Auction.

Amazonas Basin. Development investments totaled R\$138.8 million, comprising: (i) R\$82.0 million in field development activities, of which R\$79.3 million was invested in the Barreirinhas Basin and R\$2.7 million related to the initial development of a well in the Japiim Area, Amazonas Basin; and (ii) R\$56.8 million invested in the development of the Gavião Belo and Gavião Mateiro fields.

- **3<sup>rd</sup> LNG Train in Maranhão:** investments for the project totaled R\$69.7 million in 2Q26. Of this amount, R\$29.8 million was allocated to the acquisition of liquefaction equipment, R\$25.0 million to the EPC contractor responsible for project execution and the remaining R\$15.0 million to other implementation costs.

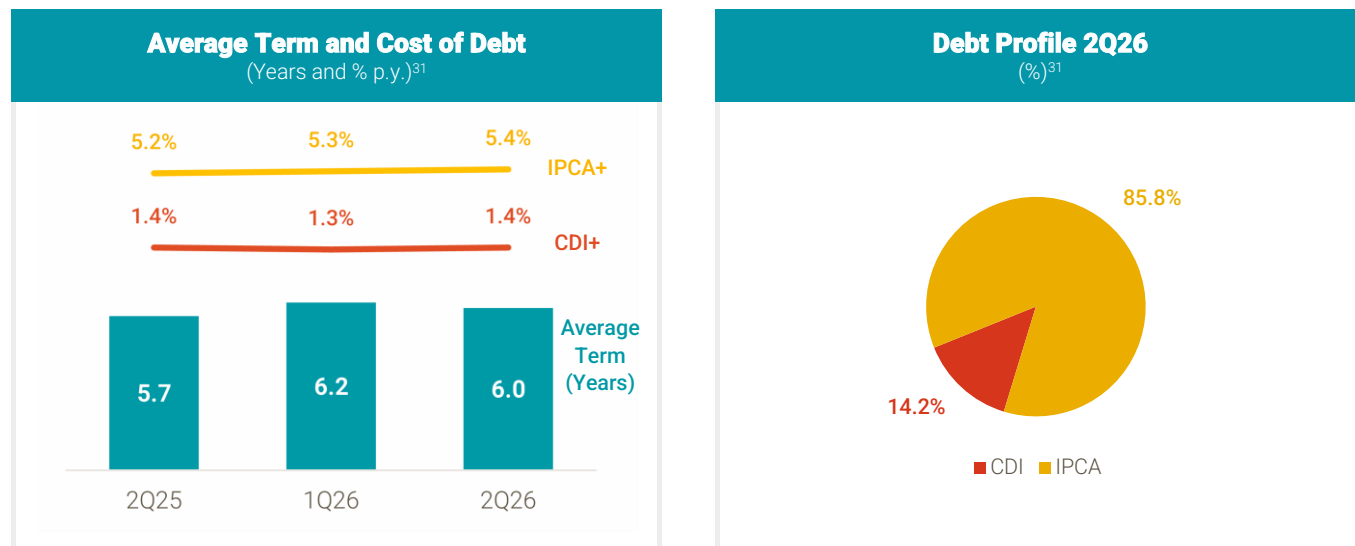
**Sustaining** Capex, related to the Company's ongoing operations, totaled R\$145.7 million in 2Q26. Most of these investments were allocated to Parnaíba II TPP, the Azulão-Jaguatirica Integrated System and the Oil-Fired Generation segment. At Parnaíba II TPP, R\$53.8 million was capitalized, including R\$36.0 million related to scheduled maintenance activities. Capex in the Azulão-Jaguatirica Integrated System totaled R\$33.6 million during the quarter, of which R\$26.0 million was allocated to the scheduled turbine maintenance to be carried out in 3Q26, while R\$7.6 million was invested in spare parts and plant improvements. Finally, R\$17.0 million was capitalized in the Oil-Fired Generation segment, mainly related to scheduled maintenance at Gera Maranhão I and II TPPs.

The amounts invested in **Holding & Others** totaled R\$61.9 million in 2Q26. Of this amount, R\$27.1 million was allocated to IT projects and corporate services, R\$19.7 million relates to various engineering projects across the Company, and the remaining R\$15.1 million was invested in the acquisition of tractor units and studies related to new LNG projects.

## INDEBTEDNESS

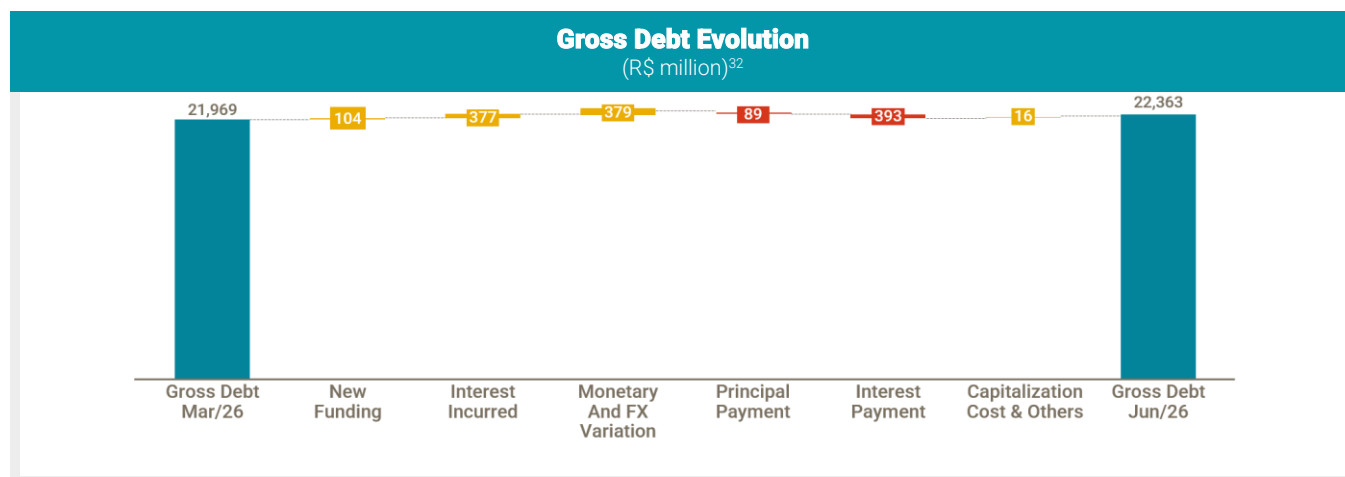
### ► Debt Profile

At the end of 2Q26, consolidated gross debt (net of the balance of escrow accounts linked to financing agreements and transaction costs) totaled R\$22,363 million, compared to R\$21,969 million at the end of March 2026 and R\$19,171 million in the same period of the previous year.



The average maturity of consolidated debt was approximately 6.0 years at the end of the period, shorter than in 1Q26 and longer than in 2Q25. Additionally, the average spread<sup>31</sup> on IPCA-linked debt was 5.4%, while the average spread<sup>31</sup> on CDI-linked debt was 1.4% in 2Q26.

### ► Gross Debt Evolution



The main effects behind the changes in gross debt in 2Q26 were:

- R\$481 million related to principal and interest payments and the release of escrow deposits, in line with the debt amortization schedule;
- +R\$379 million from monetary and foreign exchange adjustments;
- +R\$377 million from accrued interest on debentures and financing facilities; and
- R\$104 million in new disbursements, comprising: (i) R\$94 million related to the final disbursement under the BB/FDA financing facility, bringing the total amount drawn to R\$1.0 billion, allocated to the construction of Azulão

#### Notes

<sup>31</sup> The cost of debt reported considers the weighted average cost of debt in the quarter. The CDI+ cost includes EURIBOR+ exposures in its calculation, which were zero during the period.

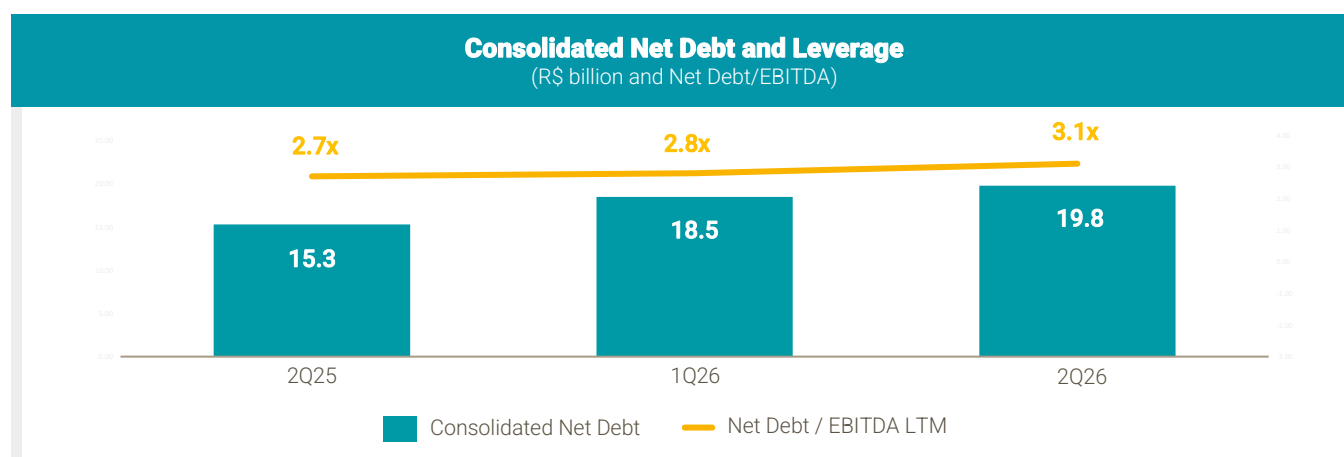
<sup>32</sup> The amounts of principal and interest payments also include the amounts recorded or released (paid) from escrow accounts.

II TPP, at an average cost of IPCA + 3.68%; and (ii) R\$9 million related to the financing obtained by GNL Brasil from BNB, allocated to the acquisition of 12 tractor units, at a cost of IPCA + 3.84%.

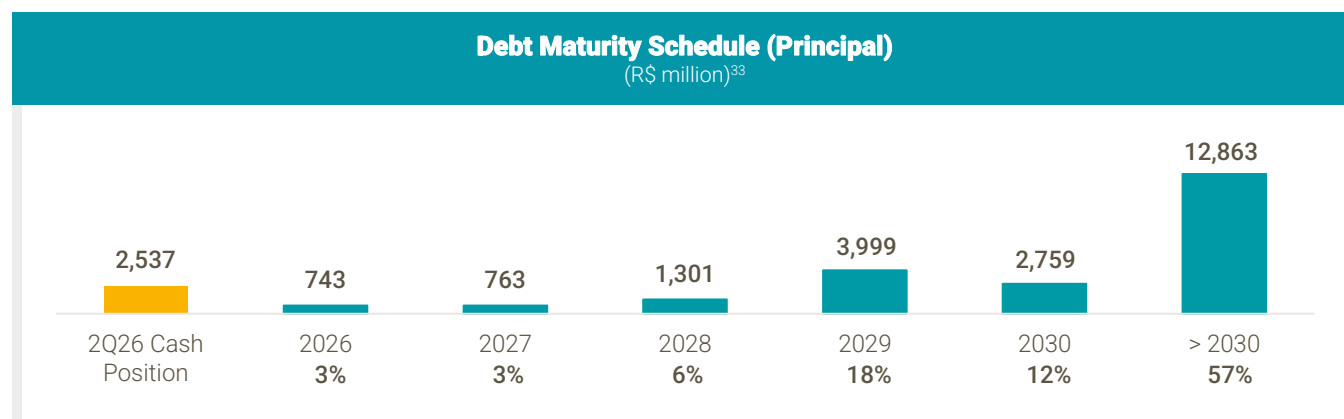
At the end of June 2026, the Company completed the execution of the BNB Inovação financing facility, totaling R\$501 million with Banco do Nordeste. The proceeds will be used to finance the construction of the 3<sup>rd</sup> Train of the SSLNG Plants in Maranhão. The facility carries a cost of IPCA + 3.49%, a total tenor of 15 years, including a five-year grace period, and a final maturity in July 2041.

### ► Net Debt and Leverage

The cash balance (including cash, cash equivalents and marketable securities) totaled R\$2,537 million at the end of 2Q26. Consolidated net debt totaled R\$19,826 million at the end of 2Q26, with leverage, as measured by the net debt/EBITDA LTM ratio, of 3.2x.



At the end of 2Q26, Eneva's debt maturities<sup>33</sup> remained largely concentrated in the medium and long term, primarily from 2029 onwards, as shown in the chart below.



### Notes

<sup>33</sup> This flow considers only the debt principal amount, excluding transaction costs, escrow accounts and accrued interest.

## CAPITAL MARKETS

| ENEV3                                                        | 2Q26          | 1Q26          | 2Q25          |
|--------------------------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Number of shares - end of period                             | 1,937,029,517 | 1,936,973,658 | 1,932,591,767 |
| Share price - end of period (R\$/share)                      | 26.72         | 24.54         | 13.65         |
| Traded shares (million) - daily average                      | 10.4          | 20.0          | 11.6          |
| Financial volume (R\$ million) - daily average               | 212.0         | 351.1         | 132.8         |
| Market cap - end of period (R\$ million) <sup>34</sup>       | 51,115        | 47,014        | 26,090        |
| Enterprise Value - end of period (R\$ million) <sup>35</sup> | 70,941        | 65,481        | 41,406        |

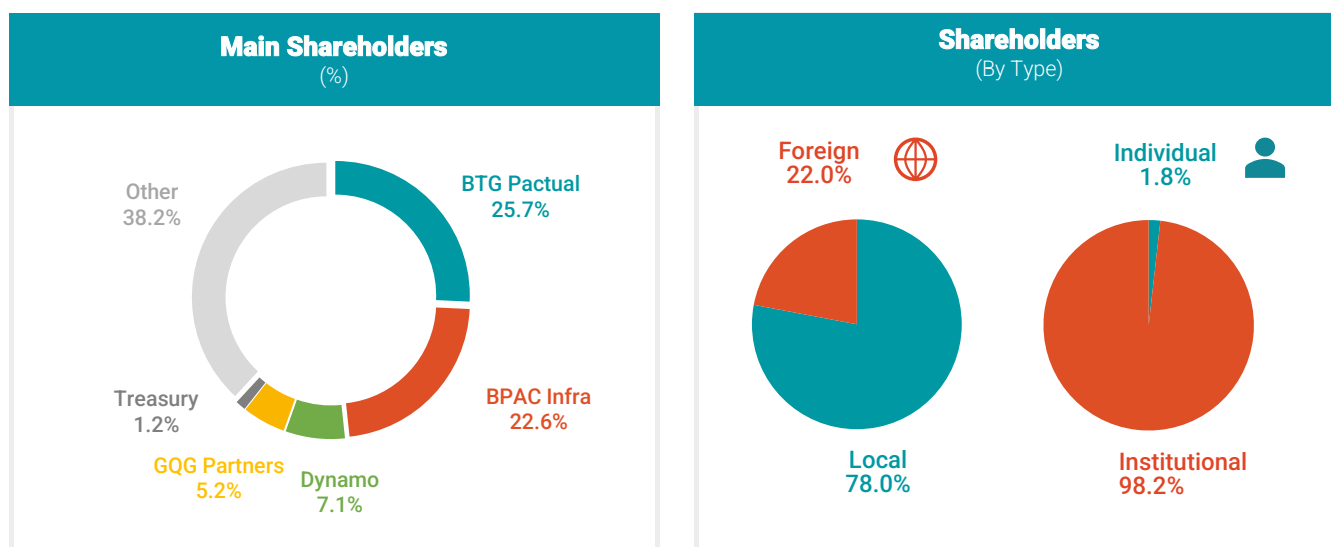
## Ownership Structure

As disclosed in the Shareholders' Notice dated May 20<sup>th</sup>, 2026, the Company carried out a capital increase within the limits of its authorized share capital, resulting in the issuance of 55,859 new common shares following the exercise of stock options granted under the Company's Fifth Stock Option Plan, as approved by the Board of Directors at its meeting held on February 11<sup>th</sup>, 2021, and by the Company's shareholders at the Extraordinary Shareholders' Meeting held on August 2<sup>nd</sup>, 2016.

As of the end of June 2026, Eneva's share capital comprised 1,937,029,517 common shares, of which 98.56% were free float<sup>36</sup>. The Company's shareholding structure is presented below.

### ► Eneva Shareholder Profile

On June 30<sup>th</sup>, 2026:



### Notes

<sup>34</sup> Excludes the value of treasury shares at the closing price for the period.

<sup>35</sup> Enterprise value is equivalent to the sum of the Company's market cap and the Company's net debt, both at the end of the period. 2Q25 amounts were changed to exclude treasury shares, based on market cap.

<sup>36</sup> The calculation of outstanding shares excludes treasury shares and shares held by members of management.

## ESG ENVIRONMENTAL, SOCIAL & GOVERNANCE

Eneva disclosed its Integrated Report and ESG Indicator Notebook on May 4<sup>th</sup>, 2026. The documents follow the principles, guidelines and recommendations of the International Integrated Reporting Council (IIRC), the Global Reporting Initiative (GRI), the Sustainability Accounting Standards Board (SASB) and the Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD).

With a focus on transparency and quality of information, the Integrated Report and the ESG Indicator Notebook were assured by independent specialized auditors, in line with the recommendations of the Brazilian Securities and Exchange Commission (CVM). To view the latest documents, [click here](#).

## ESG KEY INDICATORS

Since 2020, following the publication of the 2019 Sustainability Report, the Company has updated its sustainability indicators on a quarterly basis. The interactive spreadsheet with all indicators reported by Eneva is available on the Company's Investor Relations website and can be accessed [here](#).

# EXHIBITS INCOME STATEMENT TABLES BY SEGMENT

| Income Statement – 2Q26           | Parnaíba Generation | Roraima Generation | Third Party Gas Generation | Total Gas Generation | Upstream | Elimination Adjustments | Total with Gas/Upstream Eliminations | Sergipe's HUB | Coal Generation | Oil Generation | Solar Generation | Energy Trading | SSLNG & GNL | Holding & Others | Elimination Adjustments | Total     |
|-----------------------------------|---------------------|--------------------|----------------------------|----------------------|----------|-------------------------|--------------------------------------|---------------|-----------------|----------------|------------------|----------------|-------------|------------------|-------------------------|-----------|
| R\$ Million                       |                     |                    |                            |                      |          |                         |                                      |               |                 |                |                  |                |             |                  |                         |           |
| Gross Operation Revenues          | 970.4               | 200.6              | 0.3                        | 1,171.2              | 309.4    | (334.4)                 | 1,146.3                              | 1,104.1       | 158.9           | 105.5          | 156.7            | 2,081.7        | 134.1       | 19.3             | (481.3)                 | 4,425.3   |
| Deductions from Gross Revenues    | (109.6)             | (8.8)              | (0.4)                      | (118.9)              | 66.5     | (95.3)                  | (146.8)                              | (16.5)        | (11.4)          | (16.2)         | (199.0)          | (12.7)         | (1.8)       | 50.2             | (449.5)                 |           |
| Net Operating Revenues            | 860.7               | 191.8              | (0.2)                      | 1,052.3              | 266.6    | (267.9)                 | 1,061.0                              | 957.3         | 142.3           | 94.2           | 140.5            | 1,882.8        | 121.3       | 17.5             | (431.0)                 | 3,975.8   |
| Operating Costs                   | (566.7)             | (100.1)            | (27.9)                     | (694.7)              | (125.3)  | 267.9                   | (552.1)                              | (617.5)       | (59.5)          | (46.8)         | (171.7)          | (1,741.5)      | (58.2)      | (10.5)           | 426.3                   | (2,831.7) |
| Depreciation & amortization       | (71.4)              | (41.7)             | (11.3)                     | (124.4)              | (66.4)   | -                       | (190.7)                              | (101.2)       | (17.1)          | (13.2)         | (30.4)           | -              | (16.2)      | -                | 8.2                     | (360.7)   |
| Operating Expenses 1              | (7.8)               | (4.9)              | (0.9)                      | (13.5)               | (25.8)   | 3.3                     | (36.0)                               | (3.5)         | (3.6)           | (1.4)          | (2.4)            | (7.5)          | (2.3)       | (257.6)          | (3.7)                   | (318.0)   |
| SG&A and Exploration Expenses 2.3 | (7.3)               | (4.8)              | (0.9)                      | (13.0)               | (20.2)   | 3.3                     | (29.9)                               | (3.5)         | (3.5)           | (1.2)          | (2.2)            | (6.8)          | (2.2)       | (199.3)          | (3.1)                   | (191.9)   |
| Depreciation & amortization       | (0.4)               | (0.1)              | -                          | (0.5)                | (5.6)    | -                       | (6.1)                                | (0.0)         | (0.1)           | (0.1)          | (0.2)            | (0.7)          | (0.0)       | (118.3)          | (0.6)                   | (126.1)   |
| Other revenues/expenses           | (4.8)               | (6.5)              | 0.0                        | (11.3)               | (4.4)    | 0.0                     | (15.7)                               | 83.6          | (5.8)           | (0.2)          | (5.5)            | 0.2            | (3.2)       | (127.3)          | 43.5                    | (30.4)    |
| Equity Income                     | -                   | -                  | -                          | -                    | -        | (86.3)                  | (86.3)                               | -             | -               | -              | -                | -              | -           | 313.3            | (270.8)                 | (43.8)    |
| EBITDA (as of ICVM 527/12)        | 353.3               | 122.1              | (17.6)                     | 457.8                | 182.9    | (83.0)                  | 557.7                                | 521.0         | 90.7            | 59.1           | (8.6)            | 134.6          | 73.9        | 53.8             | (243.4)                 | 1,238.8   |
| Net Financial Result              | (25.0)              | (19.0)             | (0.1)                      | (44.1)               | (13.3)   | -                       | (57.4)                               | (244.4)       | (4.8)           | 1.6            | (4.8)            | 0.9            | (9.3)       | (223.4)          | 4.8                     | (336.9)   |
| EBT                               | 256.4               | 61.3               | (28.9)                     | 288.8                | 97.6     | (83.0)                  | 303.4                                | 175.4         | 68.7            | 47.4           | (44.0)           | 134.8          | 48.3        | (387.9)          | (231.1)                 | 115.0     |
| Current Taxes                     | (39.4)              | (5.4)              | -                          | (44.8)               | -        | -                       | (44.8)                               | -             | (3.2)           | (1.9)          | -                | (2.4)          | (0.5)       | (1.7)            | -                       | (54.6)    |
| Deferred Taxes                    | (6.3)               | (3.5)              | -                          | (9.9)                | -        | -                       | (9.9)                                | -             | (11.1)          | (0.0)          | 14.5             | 26.3           | 0.2         | 82.5             | -                       | 102.6     |
| Net Income end of Period          | 210.7               | 52.3               | (28.9)                     | 234.1                | 97.6     | (83.0)                  | 248.7                                | 175.4         | 54.4            | 45.4           | (29.5)           | 158.6          | 48.1        | (307.1)          | (231.1)                 | 163.0     |
| Net Result - Minority Interests   | -                   | -                  | -                          | -                    | -        | -                       | -                                    | -             | -               | -              | -                | -              | -           | -                | -                       | 131.8     |
| Eneva Net income                  | 210.7               | 52.3               | (28.9)                     | 234.1                | 97.6     | (83.0)                  | 248.7                                | 175.4         | 54.4            | 45.4           | (29.5)           | 158.6          | 48.1        | (307.1)          | (362.9)                 | 31.2      |

1 - SG&amp;A also includes expenses related to LTIPs

| Income Statement – 2Q25           | Parnaíba Generation | Roraima Generation | Third Party Gas Generation | Total Gas Generation | Upstream | Elimination Adjustments | Total with Gas/Upstream Eliminations | Sergipe's HUB | Coal Generation | Oil Generation | Solar Generation | Energy Trading | SSLNG & GNL | Holding & Others | Elimination Adjustments | Total     |
|-----------------------------------|---------------------|--------------------|----------------------------|----------------------|----------|-------------------------|--------------------------------------|---------------|-----------------|----------------|------------------|----------------|-------------|------------------|-------------------------|-----------|
| R\$ Million                       |                     |                    |                            |                      |          |                         |                                      |               |                 |                |                  |                |             |                  |                         |           |
| Gross Operation Revenues          | 793.7               | 203.9              | 690.5                      | 1,688.0              | 251.0    | (322.0)                 | 1,617.1                              | 755.0         | 280.5           | 0.1            | 124.6            | 1,481.8        | 144.7       | 0.0              | (463.7)                 | 3,939.9   |
| Deductions from Gross Revenues    | (82.0)              | (11.0)             | (115.7)                    | (208.7)              | (32.6)   | 53.9                    | (187.4)                              | (83.3)        | (28.7)          | (0.4)          | (8.5)            | (146.5)        | (14.3)      | (0.0)            | 43.0                    | (426.0)   |
| Net Operating Revenues            | 711.7               | 192.9              | 574.8                      | 1,479.4              | 218.5    | (268.1)                 | 1,429.7                              | 671.7         | 251.8           | (0.3)          | 116.2            | 1,335.3        | 130.3       | 0.0              | (420.7)                 | 3,514.0   |
| Operating Costs                   | (437.8)             | (110.3)            | (120.0)                    | (668.1)              | (82.0)   | 268.5                   | (481.6)                              | (355.7)       | (229.1)         | (40.5)         | (129.1)          | (1,304.3)      | (53.3)      | 0.0              | 418.2                   | (2,175.5) |
| Depreciation & amortization       | (61.5)              | (36.6)             | (12.6)                     | (110.7)              | (28.0)   | -                       | (138.7)                              | (98.7)        | (152.4)         | (12.5)         | (28.7)           | -              | (6.8)       | -                | 9.4                     | (428.4)   |
| Operating Expenses 1              | (8.0)               | (4.9)              | (1.0)                      | (13.8)               | (81.6)   | 2.7                     | (92.8)                               | (3.3)         | (7.0)           | (2.0)          | (3.9)            | (11.8)         | (2.8)       | (300.8)          | (4.8)                   | (429.3)   |
| SG&A and Exploration Expenses 2.3 | (7.7)               | (4.9)              | (1.0)                      | (13.6)               | (77.8)   | 2.7                     | (88.7)                               | (3.3)         | (6.4)           | (1.9)          | (3.8)            | (11.2)         | (2.7)       | (75.1)           | (2.7)                   | (195.9)   |
| Depreciation & amortization       | (0.3)               | (0.0)              | -                          | (0.3)                | (3.9)    | -                       | (4.1)                                | (0.0)         | (0.6)           | (0.1)          | (0.1)            | (0.6)          | (0.0)       | (225.7)          | (2.2)                   | (233.4)   |
| Other revenues/expenses           | (1.8)               | (0.1)              | (0.1)                      | (2.0)                | 0.0      | (0.4)                   | (2.3)                                | 112.6         | (2.7)           | (0.5)          | (0.0)            | (9.8)          | (2.6)       | 1.4              | 1.6                     | 97.7      |
| Equity Income                     | -                   | -                  | -                          | -                    | -        | (19.5)                  | (19.5)                               | -             | -               | -              | -                | -              | -           | 147.1            | (127.9)                 | (0.4)     |
| EBITDA (as of ICVM 527/12)        | 325.9               | 114.2              | 466.3                      | 906.4                | 86.8     | (16.9)                  | 976.2                                | 523.9         | 165.9           | (30.6)         | 12.0             | 10.0           | 78.5        | 73.4             | (140.9)                 | 1,668.4   |
| Net Financial Result              | (34.7)              | (24.6)             | 6.5                        | (52.8)               | (3.8)    | 1.0                     | (55.7)                               | (31.8)        | (29.4)          | (2.0)          | (10.2)           | 1.3            | (12.8)      | (112.4)          | 1.1                     | (251.8)   |
| EBT                               | 229.4               | 53.0               | 460.3                      | 742.6                | 51.0     | (15.9)                  | 777.7                                | 393.4         | (16.4)          | (45.3)         | (27.0)           | 10.8           | 58.8        | (264.7)          | (132.6)                 | 754.8     |
| Current Taxes                     | (30.5)              | (3.6)              | -                          | (34.1)               | -        | -                       | (34.1)                               | -             | (2.4)           | -              | (4.6)            | 6.5            | (2.1)       | (0.0)            | -                       | (36.8)    |
| Deferred Taxes                    | (7.6)               | (3.9)              | -                          | (11.5)               | -        | -                       | (11.5)                               | -             | 7.2             | 0.6            | 3.0              | 10.0           | (0.4)       | (240.9)          | -                       | (232.0)   |
| Net Income end of Period          | 191.2               | 45.4               | 460.3                      | 697.0                | 51.0     | (15.9)                  | 732.1                                | 393.4         | (11.6)          | (44.7)         | (28.7)           | 27.3           | 56.4        | (505.6)          | (132.6)                 | 485.9     |
| Net Result - Minority Interests   | -                   | -                  | -                          | -                    | -        | -                       | -                                    | -             | -               | -              | -                | -              | -           | -                | -                       | 121.5     |
| Eneva Net income                  | 191.2               | 45.4               | 460.3                      | 697.0                | 51.0     | (15.9)                  | 732.1                                | 393.4         | (11.6)          | (44.7)         | (28.7)           | 27.3           | 56.4        | (505.6)          | (254.1)                 | 364.5     |

1 - SG&amp;A also includes expenses related to LTIPs

| Income Statement – 1H26           | Parnaíba Generation | Roraima Generation | Third Party Gas Generation | Total Gas Generation | Upstream | Elimination Adjustments | Total with Gas/Upstream Eliminations | Sergipe's HUB | Coal Generation | Oil Generation | Solar Generation | Energy Trading | SSLNG & GNL | Holding & Others | Elimination Adjustments | Total     |
|-----------------------------------|---------------------|--------------------|----------------------------|----------------------|----------|-------------------------|--------------------------------------|---------------|-----------------|----------------|------------------|----------------|-------------|------------------|-------------------------|-----------|
| R\$ Million                       |                     |                    |                            |                      |          |                         |                                      |               |                 |                |                  |                |             |                  |                         |           |
| Gross Operation Revenues          | 1,947.3             | 415.9              | 38.7                       | 2,402.0              | 695.5    | (739.3)                 | 2,358.3                              | 2,388.8       | 536.2           | 216.8          | 285.4            | 4,402.0        | 266.0       | 19.3             | (836.0)                 | 9,636.8   |
| Deductions from Gross Revenues    | (207.6)             | (22.4)             | (5.0)                      | (235.0)              | (109.7)  | 139.4                   | (205.2)                              | (301.2)       | (55.1)          | (23.2)         | (29.9)           | (440.9)        | (26.1)      | (1.8)            | 104.8                   | (978.7)   |
| Net Operating Revenues            | 1,739.7             | 393.6              | 33.8                       | 2,167.0              | 585.9    | (599.8)                 | 2,153.1                              | 2,087.6       | 481.1           | 193.6          | 255.5            | 3,961.1        | 239.9       | 17.5             | (731.2)                 | 8,658.1   |
| Operating Costs                   | (1,164.1)           | (213.2)            | (80.4)                     | (1,477.9)            | (284.8)  | 589.5                   | (1,173.2)                            | (1,383.0)     | (316.1)         | (95.5)         | (320.1)          | (3,799.8)      | (113.9)     | (10.5)           | 732.5                   | (6,479.7) |
| Depreciation & amortization       | (143.0)             | (83.0)             | (22.8)                     | (248.8)              | (127.0)  | -                       | (375.6)                              | (201.3)       | (111.5)         | (26.6)         | (61.0)           | -              | (39.6)      | -                | 15.8                    | (799.6)   |
| Operating Expenses 1              | (16.8)              | (9.3)              | (2.0)                      | (28.1)               | (92.8)   | 5.1                     | (115.7)                              | (6.4)         | (11.3)          | (3.2)          | (4.9)            | (20.1)         | (4.9)       | (466.7)          | (6.5)                   | (639.8)   |
| SG&A and Exploration Expenses 2.3 | (15.9)              | (9.1)              | (2.0)                      | (27.0)               | (84.4)   | 5.1                     | (106.3)                              | (6.4)         | (10.6)          | (2.8)          | (4.6)            | (18.5)         | (4.9)       | (229.9)          | (5.0)                   | (389.1)   |
| Depreciation & amortization       | (0.9)               | (0.2)              | -                          | (1.1)                | (8.3)    | -                       | (9.4)                                | (0.0)         | (0.7)           | (0.3)          | (0.3)            | (1.6)          | (0.1)       | (236.8)          | (1.5)                   | (250.7)   |
| Other revenues/expenses           | (7.4)               | 249.3              | 0.0                        | 242.0                | (4.3)    | 0.0                     | 237.6                                | 259.1         | (9.5)           | (0.2)          | (5.7)            | 0.2            | (4.3)       | (136.5)          | 81.9                    | 422.7     |
| Equity Income                     | -                   | -                  | -                          | -                    | -        | (427.1)                 | (427.1)                              | -             | -               | -              | -                | -              | -           | 769.1            | (424.3)                 | (82.3)    |
| EBITDA (as of ICVM 527/12)        | 675.3               | 503.5              | (26.2)                     | 1,152.6              | 339.3    | (432.3)                 | 1,059.6                              | 1,158.5       | 256.4           | 121.7          | (14.0)           | 143.0          | 156.3       | 409.7            | (362.0)                 | 2,929.4   |
| Net Financial Result              | (55.4)              | (33.2)             | (0.1)                      | (88.7)               | (25.6)   | -                       | (114.3)                              | (164.5)       | (27.0)          | 2.3            | (6.8)            | 1.7            | (19.0)      | (750.0)          | 9.0                     | (1,068.5) |
| EBT                               | 476.0               | 387.2              | (48.9)                     | 814.2                | 178.4    | (432.3)                 | 560.3                                | 792.7         | 117.2           | 97.1           | (82.0)           | 143.1          | 97.7        | (577.1)          | (338.7)                 | 810.4     |
| Current Taxes                     | (70.4)              | (12.7)             | -                          | (83.1)               | -        | -                       | (83.1)                               | -             | (5.0)           | (3.8)          | -                | (7.4)          | (1.4)       | (1.8)            | -                       | (102.4)   |
| Deferred Taxes                    | (15.1)              | (10.4)             | -                          | (25.5)               | -        | -                       | (25.5)                               | -             | (20.7)          | (0.8)          | 40.6             | 71.3           | 0.3         | 25.7             | -                       | 90.7      |
| Net Income end of Period          | 390.5               | 364.1              | (48.9)                     | 705.7                | 178.4    | (432.3)                 | 451.8                                | 792.7         | 91.5            | 92.5           | (41.4)           | 207.0          | 96.5        | (553.2)          | (338.7)                 | 798.7     |
| Net Result - Minority Interests   | -                   | -                  | -                          | -                    | -        | -                       | -                                    | -             | -               | -              | -                | -              | -           | -                | 244.8                   | 244.8     |
| Eneva Net income                  | 390.5               | 364.1              | (48.9)                     | 705.7                | 178.4    | (432.3)                 | 451.8                                | 792.7         | 91.5            | 92.5           | (41.4)           | 207.0          | 96.5        | (553.2)          | (583.5)                 | 553.9     |

1 - SG&amp;A also includes expenses related to LTIPs

| Income Statement – 1H25           | Parnaíba<br>Generation | Roraima<br>Generation | Third Party Gas<br>Generation | Total Gas<br>Generation | Upstream | Elimination<br>Adjustments | Total with<br>Gas/Upstream<br>Eliminations | Sergipe's HUB | Coal<br>Generation | Oil Generation | Solar<br>Generation | Energy Trading | SSLNG & GNL | Holding &<br>Others | Elimination<br>Adjustments | Total     |
|-----------------------------------|------------------------|-----------------------|-------------------------------|-------------------------|----------|----------------------------|--------------------------------------------|---------------|--------------------|----------------|---------------------|----------------|-------------|---------------------|----------------------------|-----------|
| R\$ Million                       |                        |                       |                               |                         |          |                            |                                            |               |                    |                |                     |                |             |                     |                            |           |
| Gross Operation Revenues          | 1,411.9                | 410.4                 | 1,356.2                       | 3,178.5                 | 409.9    | (453.0)                    | 3,135.3                                    | 1,900.8       | 561.5              | 0.7            | 222.5               | 3,571.2        | 271.1       | 0.0                 | (814.7)                    | 8,848.4   |
| Deductions from Gross Revenues    | (157.1)                | (22.2)                | (228.9)                       | (408.2)                 | (61.2)   | 75.6                       | (393.8)                                    | (193.1)       | (57.7)             | (0.8)          | (15.6)              | (297.9)        | (27.6)      | (0.0)               | 75.6                       | (910.9)   |
| Net Operating Revenues            | 1,254.8                | 388.2                 | 1,127.3                       | 2,770.3                 | 348.6    | (377.5)                    | 2,741.5                                    | 1,707.7       | 503.8              | (0.1)          | 206.8               | 3,273.3        | 243.5       | 0.0                 | (739.1)                    | 7,937.5   |
| Operating Costs                   | (775.1)                | (211.4)               | (241.9)                       | (1,228.4)               | (150.5)  | 377.9                      | (1,001.0)                                  | (1,036.5)     | (361.9)            | (81.4)         | (250.0)             | (3,168.8)      | (110.8)     | (0.0)               | 732.9                      | (5,277.5) |
| Depreciation & amortization       | (118.7)                | (72.0)                | (22.6)                        | (213.3)                 | (46.3)   | -                          | (259.6)                                    | (197.1)       | (209.4)            | (26.0)         | (57.3)              | -              | (12.8)      | -                   | 16.8                       | (745.3)   |
| Operating Expenses 1              | (16.3)                 | (10.4)                | (2.4)                         | (29.2)                  | (126.0)  | 5.4                        | (149.7)                                    | (7.2)         | (13.6)             | (8.6)          | (7.7)               | (27.4)         | (5.0)       | (603.6)             | (11.3)                     | (834.2)   |
| SG&A and Exploration Expenses 2.3 | (15.8)                 | (10.4)                | (2.4)                         | (28.6)                  | (118.2)  | 5.4                        | (141.4)                                    | (7.2)         | (12.7)             | (5.3)          | (7.4)               | (26.4)         | (5.0)       | (152.0)             | (5.4)                      | (362.7)   |
| Depreciation & amortization       | (0.5)                  | (0.0)                 | (0.0)                         | (0.6)                   | (7.8)    | -                          | (8.4)                                      | (0.0)         | (0.9)              | (3.3)          | (0.2)               | (1.0)          | (0.0)       | (451.6)             | (5.9)                      | (471.4)   |
| Other revenues/expenses           | (2.4)                  | (0.3)                 | 0.4                           | (2.3)                   | (0.2)    | (0.4)                      | (2.9)                                      | 191.1         | (1.4)              | (0.5)          | 0.0                 | (10.1)         | (6.7)       | (17.3)              | 3.7                        | 156.0     |
| Equity Income                     | -                      | -                     | -                             | -                       | -        | (131.1)                    | (131.1)                                    | -             | -                  | -              | -                   | -              | -           | 517.8               | (389.2)                    | (2.5)     |
| EBITDA (as of ICVM 527/12)        | 580.2                  | 238.2                 | 905.9                         | 1,724.3                 | 126.0    | (125.7)                    | 1,724.7                                    | 1,052.2       | 337.3              | (61.2)         | 6.8                 | 68.1           | 133.8       | 348.4               | (413.9)                    | 3,196.1   |
| Net Financial Result              | (75.4)                 | (46.6)                | 4.3                           | (117.6)                 | 238.1    | 1.0                        | 121.5                                      | (68.9)        | (60.5)             | 0.5            | (19.3)              | 1.2            | (24.5)      | (460.4)             | 5.2                        | (505.1)   |
| EBT                               | 385.6                  | 119.6                 | 887.6                         | 1,392.9                 | 310.1    | (124.7)                    | 1,578.3                                    | 786.2         | 66.5               | (90.0)         | (70.1)              | 68.3           | 96.5        | (563.6)             | (397.7)                    | 1,474.3   |
| Current Taxes                     | (48.3)                 | (8.2)                 | (20.2)                        | (76.7)                  | -        | -                          | (76.7)                                     | -             | (6.4)              | 1.4            | (8.2)               | (11.1)         | (4.2)       | (0.0)               | -                          | (105.1)   |
| Deferred Taxes                    | (15.1)                 | (9.3)                 | (2.2)                         | (26.6)                  | -        | -                          | (26.6)                                     | -             | (5.9)              | 0.7            | 5.6                 | (10.2)         | (1.3)       | (376.7)             | -                          | (414.4)   |
| Net Income end of Period          | 322.2                  | 102.2                 | 865.3                         | 1,289.6                 | 310.1    | (124.7)                    | 1,475.0                                    | 786.2         | 54.2               | (87.9)         | (72.7)              | 47.0           | 91.0        | (940.4)             | (397.7)                    | 954.8     |
| Net Result - Minority Interests   | -                      | -                     | -                             | -                       | -        | -                          | -                                          | -             | -                  | -              | -                   | -              | -           | -                   | 205.9                      | 205.9     |
| Eneva Net income                  | 322.2                  | 102.2                 | 865.3                         | 1,289.6                 | 310.1    | (124.7)                    | 1,475.0                                    | 786.2         | 54.2               | (87.9)         | (72.7)              | 47.0           | 91.0        | (940.4)             | (603.7)                    | 748.9     |



**ENEVA S.A.**

Praia de Botafogo, 501 – Torre Corcovado, room 404 B  
Rio de Janeiro, RJ | ZIP Code: 22250-040

[ri@eneva.com.br](mailto:ri@eneva.com.br) | [ri.eneva.com.br](http://ri.eneva.com.br)