DIVULGAÇÃO DE
RESULTADOS 1T26

eneva

Teleconferência de Resultados do 1T26

Quinta-feira, 14 de maio de 2026
11h00 (Horário de Brasília) / 10 a.m. (US EDT)
Clique aqui para se inscrever na teleconferência



ri.eneva.com.br

ENEV3 NOVO MERCADO

B3 BRASIL BOLSA BALCÃO

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

ENEVA DIVULGA RESULTADOS DO PRIMEIRO TRIMESTRE DE 2026

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

DESTAQUES 1T26

- EBITDA Consolidado alcança R$ 1.690,6 milhões no 1T26, +10,7% *vs.* o 1T25, refletindo o desempenho operacional, os resultados dos novos negócios de gás da Eneva, despacho térmico, o início de novos contratos regulados e efeitos pontuais de recebimento de acordo comercial mais que compensando o término do fluxo dos contratos do PCS;
- Crescimento de R$ 109,2 milhões no EBITDA do Hub Sergipe no 1T26 comparado ao 1T25, suportado pela melhoria das margens fixas e variáveis da UTE Porto de Sergipe I e pela estruturação de operações oportunísticas pela Mesa de Gás nos mercados de gás e GNL, aproveitando o portfólio de contratos e arbitragens de preços em um ambiente dinâmico;
- Segmento de Comercialização de *Gás Off-Grid* contribui com EBITDA de R$ 82,5 milhões no 1T26 frente a R$ 55,4 milhões no 1T25, refletindo o *ramp-up* dos contratos de venda de GNL após a entrada em operação dos 2 primeiros trens de liquefação em meados do 1T25;
- Início dos contratos regulados dos ativos de Geração a Óleo ao longo do 2S25, contribuindo com EBITDA de R$ 62,6 milhões no 1T26, comparado ao EBITDA de -R$ 30,6 milhões no 1T25;
- Continuação do despacho regulatório no 1T26, sobretudo no Complexo Parnaíba, impulsionando os resultados da Geração a Gás no Parnaíba e do *Upstream*, que, em conjunto, apresentaram aumento de EBITDA de R$ 184,8 milhões no 1T26;
- Resultado do 1T26 impulsionado por efeitos *one-off* em um total líquido de R$ 256,4 milhões, suportado pelo recebimento de R$ 293,0 milhões decorrente de instrumento de transação terminativo celebrado com fornecedor de serviços extinguindo processos arbitrais, com impacto positivo nos EBITDA de Parnaíba e da UTE Jaguatirica II, parcialmente mitigado por -R$ 36,6 milhões relacionados a ajustes na recontabilização da CCEE de receita provisionada em 2025 referente a acertos históricos referentes ao COD da UTE Parnaíba III;
- Participação bem-sucedida no Leilão de Reservas de Capacidade de 2026 ("LRCAP 2026") com a contratação de 3,65 GW de potência nova por 15 anos e de 1,7 GW existentes por 10 anos, adicionando receita fixa total de R$ 161 bilhões entre 2026 e 2046, viabilizando o desenvolvimento de 2 novos Hubs de Gás (Ceará e Sudeste) e a monetização da capacidade remanescente do Hub Sergipe, além da celebração de contratos de venda de gás natural flexível com prazos entre 10 a 15 anos.
- Celebração de acordo envolvendo a venda de 100% da UTE Pecém II para a Diamante Geração de Energia S.A. ("Diamante"), com EV avaliado em R$ 872,3 milhões na data base de mar/26[1], a ser corrigido até a data do *closing*, além de *earn-out* que poderá atingir R$ 149,0 milhões condicionado ao êxito na antecipação do CRCAP 2026. Na mesma data, foi também assinado termo de cessão do contrato de área do porto com a Diamante, por meio do qual a Eneva passou a deter 100% dos direitos de implantação de Terminal de GNL no Complexo Industrial do Pecém, que permitirá à Companhia o desenvolvimento do Hub Ceará.
- Conclusão da 14ª Emissão de Debêntures da Eneva, com a captação de R$ 2,4 bilhões em 2 séries: (i) vencimento de 10 anos e taxa IPCA + 6,71% a.a. e (ii) vencimento de 15 anos e taxa IPCA + 6,67% a.a.. Os recursos serão destinados ao Projeto Azulão 950;
- Alavancagem (Dívida Líquida/EBITDA 12 meses) em 2,8x ao final do 1T26, com espaço no balanço para absorver o crescimento contratado;
- Como eventos subsequentes ao trimestre, vale destacar:
  - Continuação do despacho das UTEs do portfólio no 2T26, já ultrapassando geração bruta de 750 GWh nos 43 primeiros dias do 2T26[2], sendo praticamente toda nos ativos a gás próprio, reforçando a relevância do portfólio da Eneva para a confiabilidade e segurança eletroenergética do país;
  - Habilitação das UTES LORM, Viana 1 e Povoação 1 no Produto 2026 do LRCAP 2026, conforme Despacho nº 1.481/2026. Próximos marcos incluem a homologação do resultado e adjudicação deste produto previsto para 21/maio/26, com assinatura do CRCAP prevista para 25/junho/26, conforme cronograma do Edital. A habilitação dos projetos vencedores nos demais produtos do LRCAP 2026 ainda está em curso, com publicação prevista para 22/maio/26.

PRINCIPAIS INDICADORES

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

Notas

[1] EV avaliado na data do fechamento do Acordo, considerando data-base de 31 de mar/26 e dívida líquida de R$ 186,3 milhões. O valor a ser pago estará sujeito a correção monetária, calculada pro rata *temporis* desde a data base até a data de fechamento e a certos ajustes, nos termos do contrato. O fechamento da operação está condicionado a determinadas condições precedentes.
[2] Números do 2T26 se referem a valores ainda prévios do ONS, que serão posteriormente validados.
[3] O cálculo da dívida líquida considera o saldo de dívida bruta deduzido do saldo de caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários.
[4] Razão calculada considerando o EBITDA acumulado conforme ICVM 527/12 dos últimos 12 meses e, no 1T25, considera o resultado de EBITDA de 12 meses dos ativos adquiridos no 4T24, inclusive pré-aquisição, conforme condições de *covenants* aprovadas pelos credores da Companhia nas AGDs de 2022.

DESEMPENHO OPERACIONAL

Dados Operacionais

Upstream	1T26	4T25	3T25	2T25	1T25
Parnaíba					
Produção (Bi m³ de gás natural)	**0,45**	0,63	0,63	0,31	0,15
Reservas remanescentes (Bi m³ de gás natural)	**37,5**	37,9	35,0	35,7	36,0
Amazonas					
Produção (Bi m³ de gás natural)	**0,06**	0,06	0,06	0,06	0,06
Reservas remanescentes (Bi m³ de gás natural)	**9,5**	9,6	9,6	9,7	9,8

Comercialização de Gás *Off-Grid*: *SSLNG* [5]	1T26	4T25	3T25	2T25	1T25
Parnaíba					
Volume produzido (MM m³ de gás natural) [6]	**16,5**	15,1	15,8	24,6	19,9
Volume vendido (MM m³ de gás natural) [7]	**35,8**	37,8	36,6	35,7	28,5

Geração Térmica a Gás no Parnaíba	1T26	4T25	3T25	2T25	1T25
UTE Parnaíba I					
Disponibilidade (%)	**99%**	97%	100%	97%	100%
Despacho (%)	**44%**	84%	78%	32%	7%
Geração Líquida (GWh)	**598**	1.114	1.070	455	108
Geração Bruta (GWh)	**628**	1.161	1.114	473	114
UTE Parnaíba II					
Disponibilidade (%)	**94%**	96%	100%	99%	84%
Despacho (%) [8]	**89%**	97%	91%	52%	32%
Geração Líquida (GWh)	**904**	997	989	553	346
Geração Bruta (GWh)	**953**	1.044	1.036	582	363
UTE Parnaíba III e Parnaíba VI [9]					
Disponibilidade (%)	**98%**	95%	100%	93%	100%
Despacho (%)	**52%**	62%	81%	32%	15%
Geração Líquida (GWh)	**284**	346	460	180	66
Geração Bruta (GWh)	**301**	364	483	191	68

Notas

[5] As plantas de liquefação do Parnaíba iniciaram operação comercial de 50% da capacidade de liquefação de 600.000 m³/d em meados de dezembro/24, e os demais 50% entraram em operação comercial em meados de fevereiro/25.
[6] O volume de gás natural produzido para a comercialização de gás *Off-Grid* está contido no volume de gás total produzido na Bacia do Parnaíba apresentado no *Upstream*.
[7] O volume total vendido poderá ser diferente do volume produzido devido a eventuais cláusulas de *take-or-pay*, refletindo os valores mínimos contratuais.
[8] O período de inflexibilidade contratual da UTE Parnaíba II foi estabelecido em 100% no mês de janeiro e 100% entre agosto e dezembro para os anos de 2025 e 2026.
[9] A partir do 1T25 os dados operacionais da UTE Parnaíba III passam a considerar os dados da UTE Parnaíba VI, refletindo o fechamento do ciclo simples das unidades geradoras a gás natural (UTE Parnaíba III) com o início da operação comercial das unidades geradoras de turbina a vapor (Parnaíba VI) em 05 de março/25.

UTE Parnaíba IV	1T26	4T25	3T25	2T25	1T25
Disponibilidade (%)	**96%**	100%	100%	100%	98%
Despacho (%)	**7%**	2%	26%	11%	0%
Geração Líquida (GWh)	**8**	2	31	14	0
Geração Bruta (GWh)	**9**	2	32	14	0
UTE Parnaíba V					
Disponibilidade (%)	**45%**	60%	60%	55%	100%
Despacho (%)	**30%**	54%	46%	6%	9%
Geração Líquida (GWh)	**220**	388	341	39	65
Geração Bruta (GWh)	**236**	418	367	43	68

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

Geração a Gás – Combustível de Terceiros	1T26	4T25	3T25	2T25	1T25
UTE Porto de Sergipe I (Hub Sergipe)					
Disponibilidade (%)	**98%**	95%	88%	84%	99%
Despacho (%)	**28%**	52%	1%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	**894**	1.682	43	4	0
Geração Bruta (GWh)	**938**	1.756	46	5	0
UTEs PCS (Viana 1, Povoação 1 e LORM 1)					
Disponibilidade (%)	**96%**	100%	100%	100%	96%
Despacho (%)	**1%**	3%	1%	3%	1%
Geração Líquida (GWh)	**1**	9	3	12	3
Geração Bruta (GWh)	**1**	10	4	12	3
UTE LORM					
Disponibilidade (%)	**87%**	98%	100%	100%	94%
Despacho (%)	**0%**	75%	1%	1%	0%
Geração Líquida (GWh)	**1**	338	3	3	1
Geração Bruta (GWh)	**1**	339	3	3	1

Geração Térmica a Carvão	1T26	4T25	3T25	2T25	1T25
UTEs Itaqui e Pecém II [10]					
Disponibilidade (%)	**63%**	70%	97%	98%	81%
Despacho (%)	**22%**	40%	28%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	**270**	519	399	0	2
Geração Bruta (GWh)	**306**	586	449	0	3
Estoque Total de Carvão - Início de Período (Mil ton)	**243**	116	294	295	296
Estoque Total de Carvão - Final de Período (Mil ton)	**211**	243	116	294	295

Geração Térmica a Óleo [11]	1T26	4T25	3T25	2T25	1T25
UTEs Viana e Geramar I e II					
Disponibilidade (%)	**100%**	100%	99%	100%	43%
Despacho (%)	**0%**	0%	0%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	**1**	0	0	0	0
Geração Bruta (GWh)	**1**	0	0	0	0

Geração Solar	1T26	4T25	3T25	2T25	1T25
Complexo Solar Futura 1					
Disponibilidade (%)	**98%**	98%	98%	98%	98%
Fator de Capacidade (%) [12]	**27%**	31%	32%	28%	28%
Geração Frustrada por Restrição (GWh)	**-52**	-131	-173	-69	-81
Geração Bruta pós Restrição (GWh)	**352**	340	304	340	337
Geração Líquida (GWh)	**336**	338	301	338	334

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

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

Notas

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

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

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

DESEMPENHO FINANCEIRO

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

Fluxo de Caixa Livre	1T26	1T25	Var. Abs.
(R$ Milhões)			
Posição de Caixa Início de Período[13]	**2.650,9**	**3.866,3**	**(1.215,4)**
(+) Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais (FCO)	**1.512,4**	**1.018,3**	**494,1**
EBITDA ICVM 527/12	1.690,6	1.527,8	162,8
Var. Capital de Giro	(83,6)	(395,4)	311,9
Imposto de Renda e Contribuição Social	(63,9)	(98,9)	35,0
Var. Outros ativos e passivos	(30,7)	(15,1)	(15,6)
(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento (FCI)	**(1.972,0)**	**(916,4)**	**(1.055,6)**
(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento (FCF)	**1.311,0**	**797,7**	**513,3**
Captações/Desembolsos Dívida	2.400,0	1.793,9	606,1
Amortização de Principal[14]	(169,1)	(233,9)	64,8
Amortização de Juros[14]	(405,7)	(384,1)	(21,6)
Arrendamento Mercantil	(102,6)	(104,7)	2,1
Outros	(411,5)	(273,5)	(138,0)
(=) Geração de Caixa Total	**851,4**	**899,5**	**(48,1)**
Posição de Caixa Final de Período[13]	**3.502,3**	**4.765,8**	**(1.263,5)**

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

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

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

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

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

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

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

Notas

[13] Inclui caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários.
[14] Além das amortizações de juros e principal, estão incluídas nessa linha as movimentações de depósitos vinculados constituídos ou liberados para pagamentos de principal e juros.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO POR SEGMENTO

▸ Geração Térmica a Gás no Parnaíba

Este segmento é composto pelas controladas:

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

DRE – Geração Parnaíba[15]	1T26	1T25	%
(R$ Milhões)			
Receita Operacional Bruta	**977,0**	**618,2**	**58,0%**
Receita Fixa	**574,6**	**546,6**	**5,1%**
Receita Variável	**402,4**	**71,5**	**462,4%**
Contratual	333,4	0,3	N/A
Mercado de curto prazo	68,9	71,2	-3,3%
Exportação	-	43,1	N/A
Trading	-	6,8	N/A
Lastro (FID)	-	11,9	N/A
Outros	68,9	9,5	627,0%
Deduções sobre a Receita Bruta	**(98,0)**	**(75,1)**	**30,5%**
Devolução de Receita Fixa	-	(13,1)	N/A
Receita Operacional Líquida	**879,0**	**543,1**	**61,9%**
Custos Operacionais	**(617,4)**	**(337,3)**	**83,1%**
Custo Fixo	**(168,2)**	**(159,4)**	**5,5%**
Transmissão e encargos regulatórios	(63,9)	(55,7)	14,5%
O&M	(34,9)	(34,3)	1,8%
Arrendamento fixo UTG	(69,4)	(69,4)	0,0%
Custo Variável	**(377,6)**	**(120,6)**	**213,0%**
Gás Natural	(188,8)	(58,4)	223,2%
Distribuidora	(14,4)	(3,4)	320,0%
Arrendamento variável UTG	(77,0)	(5,8)	N/A
Trading[16]	(24,2)	(4,1)	489,8%
Lastro (FID)	(70,6)	(46,8)	50,9%
Outros	(2,6)	(2,1)	26,0%
Depreciação e amortização	**(71,6)**	**(57,2)**	**25,1%**
Despesas Operacionais	**(9,0)**	**(8,4)**	**7,9%**
SG&A	(8,6)	(8,1)	5,9%
Depreciação e amortização	(0,5)	(0,3)	69,0%
Outras Receitas/Despesas	**(2,6)**	**(0,6)**	**333,0%**
EBITDA ICVM 527/12	**322,0**	**254,3**	**26,6%**
Margem EBITDA (%)	**36,6%**	**46,8%**	**-10,2 p.p.**

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

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

Notas

[15] Os resultados do segmento são considerados na atividade de "Térmicas a Gás" nos valores contábeis divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais.
[16] Adicionalmente aos custos de *trading*, considera operações de compra de energia em função de necessidades pontuais dos ativos no trimestre.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Geração Térmica a Gás em Roraima

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

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

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

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

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

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

Notas

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

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

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

Hub Sergipe

Este segmento é composto pelos resultados: (i) do ativo UTE Porto de Sergipe I; e (ii) da Mesa de Gás da Eneva, responsável pelo segmento de Comercialização de Gás *On-Grid*, que envolve operações de compra e venda de gás de terceiros e atividades de comercialização de soluções de fornecimento de gás firme e flexível, de curto e longo prazos.

Tanto os resultados da UTE Porto de Sergipe I quanto da Comercialização de Gás *On-Grid* estão consolidadas na Eneva S.A.. No entanto, estes resultados são apresentados separadamente nessa seção, visando facilitar a análise de desempenho do segmento.

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

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

UTE Porto de Sergipe I

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

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

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

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

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

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

Comercialização de Gás

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

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

(i) Reconhecimento de R$ 176,6 milhões em Outras Receitas proveniente de operações com cargas de GNL estruturadas no período, com o aproveitamento de oportunidades de arbitragem de preços no mercado internacional em momentos em que a usina não esteve em despacho regulatório. Vale reforçar que as operações de otimização de cargas de GNL são pontuais e negociadas de forma individualizada; e

(ii) Margem de comercialização de gás na malha de R$ 25,5 milhões, proveniente das vendas *spot* e de contratos firmes e flexíveis de suprimento de gás natural para clientes conectados à malha integrada.

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

Geração a Gás – Combustível de Terceiros

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

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

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

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

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

Notas

[18] Os resultados do segmento são considerados na atividade de "Térmicas a Gás" nos valores contábeis divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais.
[19] Essa rubrica considera R$ 45,4 milhões de valores referentes à amortização não caixa da compensação financeira paga em set/23 à Petrobras em função do distrato dos contratos de fornecimento de GNL das térmicas com CER, no contexto da renegociação dos Termos Aditivos ao CER entre Linhares, Povoação e Viana, a União Federal, o TCU e a ANEEL, que gerou a necessidade de renegociação do contrato de combustível com a Petrobras para a modalidade flexível. A compensação financeira foi integralmente desembolsada pelas 3 empresas em 2023, tendo sido registrada como Despesa Antecipada (IFRS 9) e sendo amortizada, na rubrica de dedução de receita, até o final dos respectivos prazos de cada um dos 3 contratos.

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

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

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

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

Geração Térmica – Outros Combustíveis

Este segmento é composto pelos seguintes ativos:

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

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

Geração a Carvão

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

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

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

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

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

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

É importante ressaltar que, ao longo do 1T26, no contexto do retorno do despacho regulatório, a Companhia adquiriu estoque de carvão, conforme demonstrado na tabela abaixo. O custo médio do estoque de carvão da geração líquida[20], calculado com base no consumo esperado para uma semana de geração, seria de R$ 254,4/MWh para Itaqui e R$ 243,0/MWh para Pecém II, inferior aos CVUs médios do período. Por sua vez, o custo médio de estoque realizado[21] no trimestre tanto em Itaqui quanto em Pecém II foi pontualmente mais elevado, impactado pelo maior consumo de diesel e combustível relativos dado o perfil mais intermitente de despacho e os múltiplos acionamentos dos ativos para comprovações de disponibilidade pontuais no 1T26.

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

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

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

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

Notas

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

[21] O custo médio de estoque realizado engloba o custo da *commodity* e os custos logísticos associados ao descarregamento das cargas ao longo de um período, considerando o consumo efetivo. No 1T26, o consumo das UTEs foi impactado pelo perfil mais intermitente de despacho regulatório ao longo do trimestre além dos testes realizados para comprovação de disponibilidade, demandando um maior volume de combustível para geração do que o normal, refletindo em um custo médio por estoque de R$ 291,7/MWh em Itaqui e R$ 221,4/MWh em Pecém II.

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

Geração a Óleo

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

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

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

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

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

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

Geração Solar

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

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

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

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

- Aumento de R$ 5,0 milhões em receitas fixas vs. 1T25, devido à atualização anual dos preços dos contratos de compra e venda de energia (PPAs).

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

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

- **Geração comprometida e não realizada[23] e efeitos de modulação**: em um total de -R$ 42,6 milhões, sendo majoritariamente em função dos cortes de geração ("*curtailment*") no Complexo Solar Futura. No trimestre, a geração frustrada por restrição totalizou 52 GWh, representando uma melhora frente aos 81 GWh registrados no 1T25, mas ainda em patamares elevados. O impacto total referente à geração comprometida e não realizada foi de -R$ 28,1 milhões no 1T26. Adicionalmente, o impacto financeiro associado à modulação da curva de geração e os compromissos contratuais do Complexo Solar foi de -R$ 14,5 milhões no 1T26.

- **Custos associados ao descolamento de preços horários entre submercados** totalizaram -R$ 45,9 milhões no 1T26, cujo impacto líquido no segmento, considerando as contrapartidas de receita, foi de -R$ 9,9 milhões no trimestre, conforme acima descrito.

- **Custos com ressarcimento de encargos às contrapartes**, no valor de R$ 10,0 milhões no 1T26, em função das características dos contratos de energia firmados.

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

Notas

[23] 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 irradiância.

Upstream – E&P

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

DRE – *Upstream*	1T26	1T25	%
(R$ Milhões)			
Receita Operacional Bruta	**386,1**	**158,8**	**143,1%**
Receita Fixa	**76,5**	**76,5**	**0,0%**
Receita Variável	**309,6**	**82,3**	**276,0%**
Contrato de Venda de Gás	215,9	66,0	227,4%
Contrato de Arrendamento	84,9	6,4	N/A
Venda de Condensado	8,8	10,0	-11,7%
Deduções sobre a Receita Bruta	**(66,8)**	**(28,7)**	**133,1%**
Receita Operacional Líquida	**319,3**	**130,2**	**145,3%**
Custos Operacionais	**(159,5)**	**(68,5)**	**133,0%**
Custo Fixo	**(35,7)**	**(29,5)**	**21,0%**
O&M	(35,7)	(29,5)	21,0%
Custo Variável	**(63,1)**	**(20,7)**	**205,6%**
Participações Governamentais	(60,1)	(17,9)	236,0%
Custos com Compressores	(3,1)	(2,8)	10,7%
Depreciação e Amortização	**(60,6)**	**(18,2)**	**232,2%**
Despesas Operacionais	**(67,0)**	**(44,3)**	**51,0%**
Despesas com Exploração, Geologia e Geofísica (G&G) (G&G) Geofísica	(62,3)	(39,9)	56,0%
Poços Secos	(43,8)	-	N/A
SG&A	(1,9)	(0,5)	265,8%
Depreciação e Amortização	(2,8)	(3,9)	-29,0%
Outras Receitas/Despesas	**0,1**	**(0,2)**	**N/A**
EBITDA ICVM 527/12	**156,3**	**39,3**	**298,2%**
EBITDA excluindo poços secos[24]	**200,1**	**39,3**	**409,6%**
Margem EBITDA excluindo poços secos (%)	**62,7%**	**30,2%**	**32,5 p.p.**

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

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

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

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

Notas

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

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

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

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

Comercialização de Gás *Off-Grid*

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

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

Vale ressaltar que, tanto os resultados da Comercialização de gás *Off-Grid,* quanto da SPE GNL Brasil são consolidadas na Eneva S.A.. A partir do 4T24, com o início efetivo da operação comercial da planta de liquefação, os resultados de ambas as operações passaram a ser apresentados separadamente nessa seção, já com as devidas eliminações entre receitas e despesas *intercompany* entre as empresas do segmento, quando aplicável.

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

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

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

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

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

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

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

Comercialização de Energia

Este segmento é composto pelas SPEs de comercialização de energia da Eneva, incluindo subsidiárias incorporadas na Eneva S.A. No entanto, para fins de melhor compreensão, esses resultados continuarão a ser apresentados nesse segmento.

O segmento de comercialização tem como principais atividades a compra e venda da energia, operações de *swap* e a atividade de comercialização de soluções em energia para clientes finais.

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

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

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

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

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

Ao final do trimestre, a posição líquida do valor justo dos contratos de comercialização de energia, entendida como o saldo entre ativos e passivos, totalizou R$ 763,9 milhões. Esse montante reflete o somatório das diferenças das posições de compra e venda do *book* e os preços de mercado vigentes em cada maturidade, líquidos de PIS/COFINS e trazidos a valor presente[25].

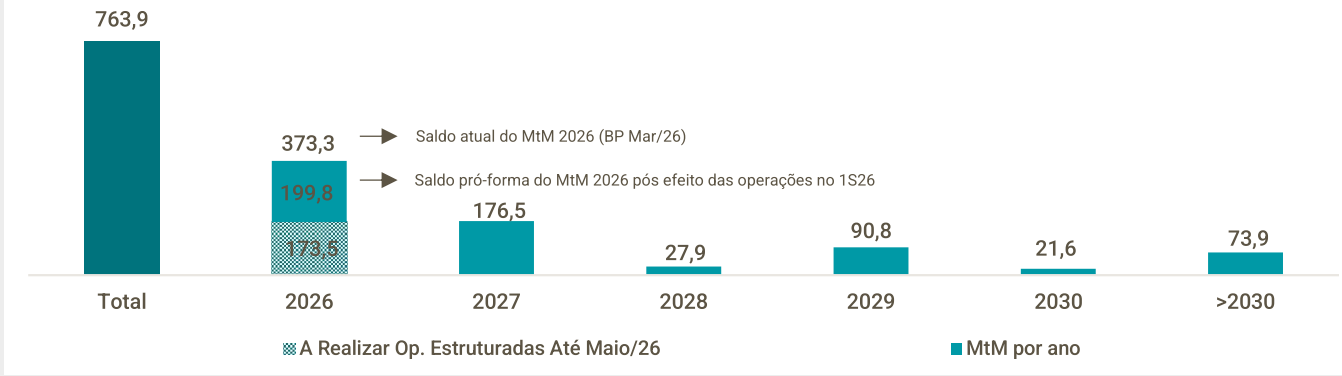
A distribuição anual da posição líquida do valor justo dos contratos de comercialização de energia, de acordo com a maturidade de cada contrato, está apresentada no gráfico a seguir. No mesmo gráfico, destaca-se também o impacto pontual e temporal das operações realizadas no 4T25, cujos efeitos serão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

Notas

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

Valor Justo dos Contratos de Comercialização Distribuído Por Ano

(R$ Milhões)



▸ *Holding* & Outros

Este segmento é composto pelas *holdings* Eneva S.A. e Eneva Participações S.A., além das subsidiárias criadas para a originação e o desenvolvimento de projetos. Até o final do 1T26, a Eneva S.A. também incorporava **(i)** os negócios do segmento de *Upstream*; **(ii)** a UTE Fortaleza, atualmente em hibernação, após a incorporação da CGTF na Eneva S.A.; **(iii)** as SPEs do Hub Sergipe e os principais veículos de comercialização de energia da Companhia; **(iv)** comercialização de gás fora da malha ("*Off-Grid*") e a SPE GNL Brasil, *joint-venture* de logística de fluidos criogênicos em que a Eneva possui 51% de participação; e **(v)** desde jan/25, as subsidiárias Linhares, Viana e Povoação.

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

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

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

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

Considerando os efeitos mencionados acima, o EBITDA do segmento, excluindo a Equivalência Patrimonial (que é praticamente eliminada em sua totalidade na visão consolidada da Companhia) foi de -R$ 99,8 milhões.

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

RESULTADO FINANCEIRO CONSOLIDADO

Resultado Financeiro	1T26	1T25	%
(R$ Milhões)			
Receitas Financeiras	**181,0**	**238,0**	**-23,9%**
Receitas de aplicações financeiras	117,0	138,3	-15,4%
Multas e juros recebidos	46,0	22,3	106,1%
Juros entre partes relacionadas	0,0	1,0	-98,0%
Outros	18,0	76,4	-76,4%
Despesas Financeiras	**(720,9)**	**(870,3)**	**-17,2%**
Encargos de dívida[26]	(41,1)	(54,8)	-24,9%
Juros sobre debêntures	(264,9)	(258,5)	2,5%
Variação monetária	(202,2)	(244,4)	-17,2%
Juros sobre arrendamento e outros[27]	(63,4)	(68,9)	-8,0%
Variação cambial líquida	31,5	(5,0)	N/A
Comissões e corretagens financeiras	(6,2)	(15,2)	-59,2%
IOF/IOC	(15,5)	(5,6)	176,1%
Apropriação AVP na antecipação de recebíveis	(112,2)	(121,7)	-7,8%
Outros	(46,9)	(96,3)	-51,3%
Variação cambial (não-caixa) sobre arrendamento	**131,0**	**306,4**	**-57,2%**
Variação da marcação a mercado de *swaps* (não-caixa)	**(22,9)**	**72,6**	**N/A**
Resultado Financeiro Líquido	**(431,7)**	**(253,3)**	**70,4%**
Resultado Ajustado para excluir recorrentes não-caixa[28]	**(539,9)**	**(632,3)**	**-14,6%**

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

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

Notas

[26] Inclui amortizações sobre os custos de transação.
[27] Juros sobre arrendamento mercantil, conforme IFRS16/CPC 06. A rubrica inclui também valores de juros de provisão de abandono e juros sobre partes relacionadas.
[28] Essa linha considera o Resultado Financeiro Líquido, deduzido das linhas (i) Variação cambial não caixa sobre arrendamento mercantil (não caixa); e (ii) Variação da marcação a mercado de *swaps* (não caixa).

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

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

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

INVESTIMENTOS

Investimentos	1T26	4T25	3T25	2T25	1T25	2025
(R$ Milhões)						
Geração a Carvão	**5,8**	**27,7**	**14,1**	**15,7**	**16,0**	**73,5**
Pecém II	3,6	16,2	7,9	11,4	1,4	37,0
Itaqui	2,2	11,5	6,1	4,3	14,5	36,5
Geração a Óleo	**0,4**	**16,3**	**13,3**	**15,7**	**0,4**	**45,7**
Geração a Gás	**48,1**	**60,7**	**47,5**	**38,6**	**35,0**	**181,7**
Parnaíba I[29]	4,2	3,8	1,4	3,2	0,8	9,2
Parnaíba II	29,5	10,3	12,0	13,7	9,3	45,3
Parnaíba III[30]	-	-	-	-	-	-
Parnaíba IV	-	0,1	0,3	0,1	-	0,4
Parnaíba V[29]	5,5	11,1	9,9	17,4	4,6	43,0
Parnaíba VI[30]	-	8,1	19,4	2,8	20,0	50,2
UTE Fortaleza	0,1	(0,3)	0,6	0,7	0,3	1,3
UTEs Gás Espírito Santo	8,8	27,8	4,0	0,7	-	32,4
Hub Sergipe	**13,5**	**81,6**	**78,5**	**7,2**	**(2,4)**	**165,0**
Azulão-Jaguatirica	**32,2**	**32,8**	**55,7**	**19,9**	**7,3**	**115,6**
Azulão 950	**929,5**	**739,0**	**839,0**	**639,8**	**528,7**	**2.746,6**
E&P	21,7	7,0	6,7	25,1	28,5	67,3
UTE	907,8	732,0	832,2	614,7	500,2	2.679,2
Futura 1	**0,3**	**2,0**	**1,0**	**5,1**	**1,5**	**9,6**
Upstream	**190,0**	**111,0**	**284,1**	**233,7**	**77,8**	**706,6**
Desenvolvimento[31]	156,6	62,7	203,6	196,3	45,4	507,9
Exploração[31]	33,4	48,4	80,5	37,4	32,4	198,6
Plantas de Liquefação de Gás	**41,3**	**173,6**	**72,3**	**58,5**	**35,9**	**340,3**
Plantas de Liquefação de Gás – Maranhão (1º e 2º Trem)	3,2	66,2	16,4	36,2	35,9	154,7
Plantas de Liquefação de Gás – Maranhão (3º Trem)	38,2	107,3	55,9	22,4	-	185,6
Novos Projetos – LRCAP 2026[32]	**728,7**	**717,7**	**73,7**	**544,7**	**143,7**	**1.479,8**
***Holding* e Outros**[33]	**64,8**	**120,9**	**87,6**	**21,7**	**17,1**	**247,2**
Total	**2.054,5**	**2.083,4**	**1.566,6**	**1.600,5**	**861,1**	**6.111,7**

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

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

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

Notas

[29] O capex da Parnaíba I é apresentado separadamente ao da Parnaíba V.
[30] O capex da Parnaíba III é apresentado separadamente ao da Parnaíba VI.
[31] Números do 2T25 e 1T25 foram alterados para melhor comparabilidade entre os trimestres, tendo em vista mudança de classificação na abertura entre linhas.
[32] Essa linha foi expurgada da rubrica Holding e Outros a partir do 1T26, para maior transparência sobre os valores associados aos 3 novos projetos contratados no LRCAP 2026: Expansão do Hub Sergipe, Hub Ceará e Hub Sudeste.
[33] Rubrica ajustada no 1T26 para expurgar os valores associados aos 3 novos projetos contratados no LRCAP 2026.

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

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

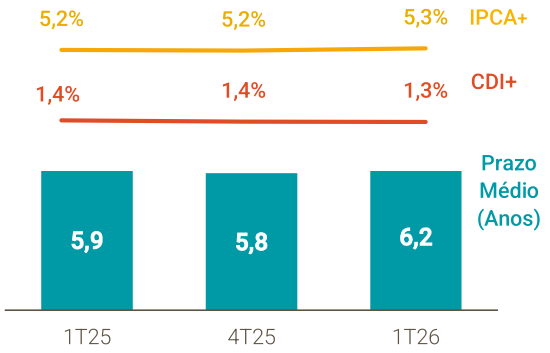
Em ***Holding* e Outros** (excluindo os valores destinados aos projetos do LRCAP), os investimentos totalizaram R$ 64,8 milhões no primeiro trimestre de 2026. Desse total, R$ 17,2 milhões foram direcionados à originação de projetos, enquanto R$ 28,1 milhões referentes aos gastos com pessoal e projetos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

ENDIVIDAMENTO

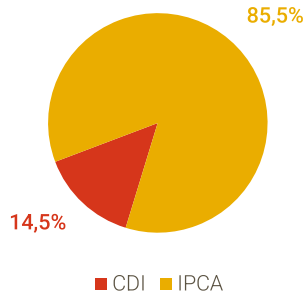
Perfil da Dívida

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

Prazo e Custo da Dívida
(Anos e % a.a.)[34]



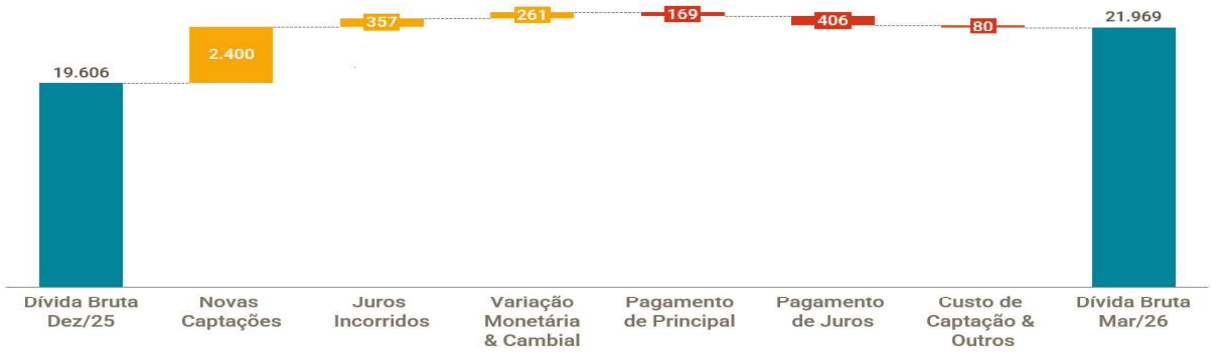
Perfil da Dívida 1T26
(%)[34]



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

Movimentação da Dívida Bruta

Evolução da Dívida Bruta
(R$ milhões)[35]



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

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

Notas

[34] O custo da dívida apresentado considera o custo médio ponderado da dívida no trimestre. O custo em CDI+ inclui no seu cálculo exposições em EURIBOR+, que se encontravam zeradas no período.
[35] Os valores de pagamentos de principal e juros incluem também os valores constituídos ou liberados (pagos) de depósitos vinculados.

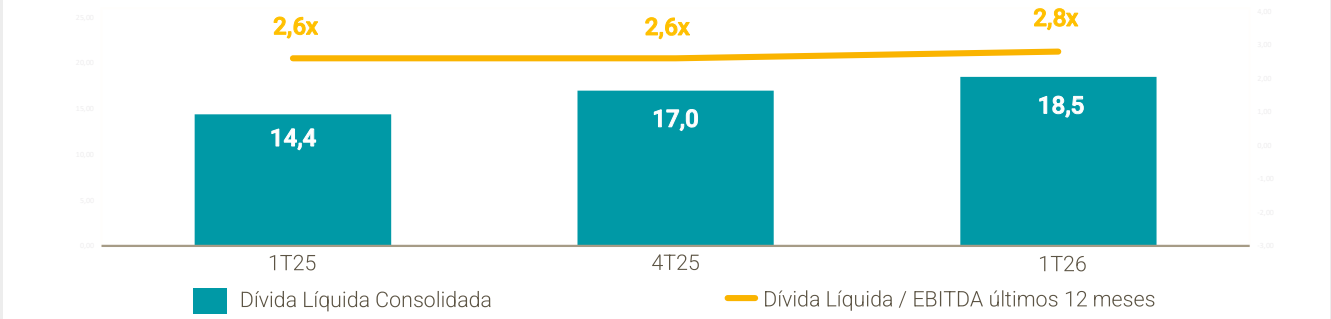
- Pagamentos de principal e juros e constituição de depósitos vinculados, no valor total de R$ 575 milhões;
- Juros incorridos sobre debêntures e financiamentos, aumentando a dívida bruta em R$ 357 milhões; e
- Variação Monetária e Cambial, somando R$ 261 milhões no 1T26.

▸ Dívida Líquida e Alavancagem

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

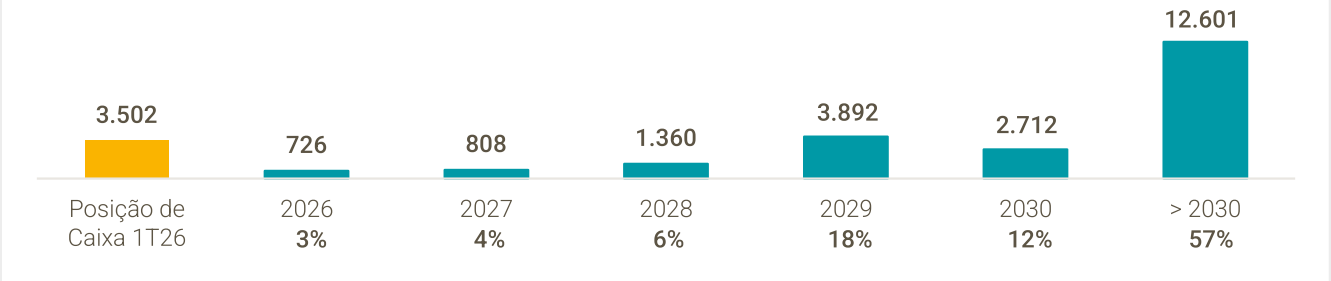
A dívida líquida consolidada totalizou R$ 18.467 milhões ao final do 1T26, com alavancagem, medida pela relação de dívida líquida/EBITDA nos últimos 12 meses, em 2,8x.

Dívida Líquida Consolidada e Alavancagem
(R$ bilhões e DL/EBITDA)



No final do primeiro trimestre de 2026, os vencimentos[36] das dívidas da Eneva estavam concentrados, em sua maioria, no médio e longo prazo, principalmente a partir de 2029, conforme apresentado no gráfico abaixo.

Cronograma de Vencimento da Dívida (Principal)
(R$ milhões) [36]



Notas

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

MERCADO DE CAPITAIS

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

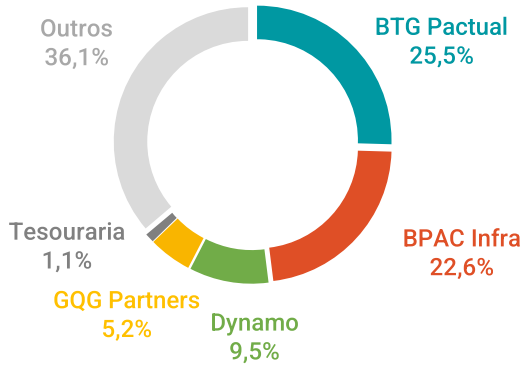
Composição Acionária

Ao final de março de 2026, o capital social da Eneva, composto por 1.936.973.658 ações ordinárias, e possuía 98,75% de ações em circulação[39]. A composição acionária está detalhada abaixo:

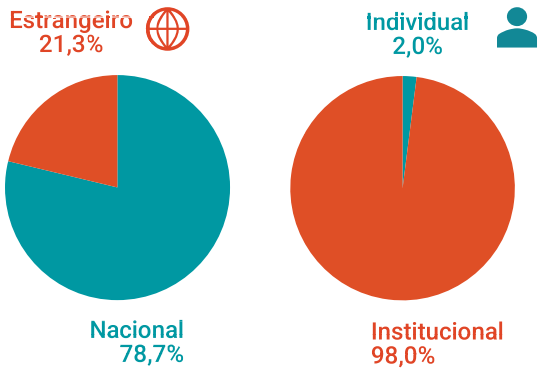
Perfil do Capital Social da Eneva

Em 31 de março de 2026

Principais Acionistas
(%)



Acionistas
(Por Tipo)



Notas

[37] Desconsidera valor de ações em tesouraria, a preço de fechamento do período.
[38] *Enterprise Value* equivale à soma do valor de mercado e da dívida líquida da Companhia, ambas do final do período. Valores do 1T25 foram alterados para desconsiderar as ações em tesouraria, conforme Valor de Mercado.
[39] O cálculo de ações em circulação desconsidera as ações em tesouraria e ações detidas por administradores.

ESG AMBIENTAL, SOCIAL E GOVERNANÇA

A Eneva divulgou seu Relato Integrado e o Databook ESG 2025, em 04 de maio de 2026. Os documentos seguem os princípios, diretrizes e recomendações do *International Integrated Reporting Council* (IIRC), *Global Reporting Initiative* (GRI), *Sustainability Accounting Standards Board* (SASB) e *Task Force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD).

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

INDICADORES-CHAVE ESG

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

ANEXOS TABELAS DRE POR SEGMENTO

DRE – 1T26	Geração Parnaíba	Geração Roraima	Geração Gás de Terceiros	Total Geração Gás	Upstream	Elimin. entre Segmentos	Total Elimin. Gás/ Upstream	HUB Sergipe	Geração Carvão	Geração Óleo	Geração Solar	Comercializadora	SSLNG & GNL	Holding e Outros	Elimin. Segmentos	Total
(R$ Milhões)																
Receita Operacional Bruta	977,0	215,4	38,5	1.230,8	386,1	(404,9)	1.212,0	1.284,7	377,4	111,2	128,8	2.320,3	131,9	-	(354,8)	5.211,5
Deduções da Receita Bruta	(98,0)	(13,6)	(4,6)	(116,1)	(66,8)	73,0	(109,9)	(154,4)	(38,6)	(11,8)	(13,7)	(242,0)	(13,3)	-	54,6	(529,2)
Receita Operacional Líquida	879,0	201,8	33,9	1.114,7	319,3	(331,9)	1.102,0	1.130,3	338,8	99,4	115,1	2.078,3	118,6	-	(300,2)	4.682,3
Custos Operacionais	(617,4)	(113,1)	(52,7)	(783,2)	(159,5)	321,7	(621,1)	(765,5)	(256,6)	(48,6)	(148,4)	(2.058,2)	(55,7)	-	306,2	(3.648,0)
Depreciação e amortização	(71,6)	(41,3)	(11,3)	(124,2)	(60,6)	-	(184,8)	(100,1)	(94,3)	(13,4)	(30,6)	-	(23,3)	-	7,7	(438,9)
Despesas Operacionais [1]	(9,0)	(4,5)	(1,1)	(14,6)	(67,0)	1,9	(79,7)	(3,0)	(7,7)	(1,8)	(2,5)	(12,6)	(2,7)	(209,1)	(2,8)	(321,8)
SG&A e Despesas de Exploração [1 2]	(8,6)	(4,4)	(1,1)	(14,1)	(64,2)	1,9	(76,4)	(3,0)	(7,1)	(1,6)	(2,4)	(11,7)	(2,6)	(90,7)	(1,9)	(197,3)
Depreciação e amortização	(0,5)	(0,1)	-	(0,5)	(2,8)	-	(3,3)	(0,0)	(0,6)	(0,2)	(0,1)	(0,9)	(0,0)	(118,5)	(0,9)	(124,5)
Outras receitas/despesas	(2,6)	255,8	(0,0)	253,2	0,1	-	253,3	175,5	(3,7)	(0,0)	(0,2)	(0,0)	(1,1)	(9,2)	38,5	453,1
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	(340,8)	(340,8)	-	-	-	-	-	-	455,8	(153,5)	(38,6)
EBITDA ICVM 527/12	322,0	381,4	(8,6)	694,8	156,3	(349,2)	501,9	637,5	165,7	62,6	(5,4)	8,4	82,5	356,0	(118,5)	1.690,6
Resultado Financeiro Líquido	(30,4)	(14,2)	(0,1)	(44,6)	(12,2)	-	(56,8)	79,9	(22,2)	0,7	(2,0)	0,8	(9,7)	(426,6)	4,2	(431,7)
EBT	219,6	325,9	(20,0)	525,4	80,7	(349,2)	256,9	617,3	48,5	49,7	(38,0)	8,4	49,4	(189,1)	(107,6)	695,4
Impostos Correntes	(31,0)	(7,2)	-	(38,3)	-	-	(38,3)	-	(1,8)	(1,9)	-	(5,0)	(1,0)	(0,1)	-	(47,9)
Impostos Diferidos	(8,8)	(6,8)	-	(15,6)	-	-	(15,6)	-	(9,7)	(0,8)	26,1	45,0	0,0	(56,8)	-	(11,8)
Resultado Líq. Período	179,7	311,8	(20,0)	471,5	80,7	(349,2)	203,0	617,3	37,1	47,0	(12,0)	48,4	48,5	(246,0)	(107,6)	635,7
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113,0	113,0
Resultado Líq. Eneva	179,7	311,8	(20,0)	471,5	80,7	(349,2)	203,0	617,3	37,1	47,0	(12,0)	48,4	48,5	(246,0)	(220,6)	522,7

1 - Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e a amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do Upstream.
2 - No SG&A também estão contidas despesas com ILP.

DRE – 1T25	Geração Parnaíba	Geração Roraima	Geração Gás de Terceiros	Total Geração Gás	Upstream	Elimin. entre Segmentos	Total Elimin. Gás/ Upstream	HUB Sergipe	Geração Carvão	Geração Óleo	Geração Solar	Comercializadora	SSLNG & GNL	Holding e Outros	Elimin. Segmentos	Total
R$ Milhões																
Receita Operacional Bruta	618,2	206,5	665,7	1.490,5	158,8	(131,0)	1.518,3	1.145,8	281,0	0,6	97,8	2.089,4	126,4	-	(350,9)	4.908,5
Deduções da Receita Bruta	(75,1)	(11,2)	(113,2)	(199,5)	(28,7)	21,7	(206,5)	(109,8)	(29,0)	(0,4)	(7,2)	(151,4)	(13,3)	-	32,6	(484,9)
Receita Operacional Líquida	543,1	195,4	552,5	1.290,9	130,2	(109,3)	1.311,8	1.036,0	252,0	0,2	90,6	1.938,0	113,2	-	(318,3)	4.423,6
Custos Operacionais	(337,3)	(101,1)	(121,9)	(560,3)	(68,5)	109,3	(519,4)	(680,8)	(132,8)	(40,9)	(120,9)	(1.864,4)	(57,4)	(0,1)	314,6	(3.102,0)
Depreciação e amortização	(57,2)	(35,4)	(10,0)	(102,7)	(18,2)	-	(120,9)	(98,4)	(57,0)	(13,5)	(28,7)	-	(5,9)	-	7,4	(316,9)
Despesas Operacionais [1]	(8,4)	(5,5)	(1,5)	(15,3)	(44,3)	2,8	(56,9)	(3,9)	(6,6)	(6,6)	(3,8)	(15,6)	(2,2)	(302,8)	(6,4)	(404,9)
SG&A e Despesas de Exploração [1 2]	(8,1)	(5,5)	(1,5)	(15,0)	(40,4)	2,8	(52,7)	(3,9)	(6,2)	(3,4)	(3,7)	(15,2)	(2,2)	(76,9)	(2,8)	(166,9)
Depreciação e amortização	(0,3)	(0,0)	(0,0)	(0,3)	(3,9)	-	(4,2)	(0,0)	(0,3)	(3,2)	(0,1)	(0,5)	(0,0)	(225,9)	(3,7)	(238,0)
Outras receitas/despesas	(0,6)	(0,1)	0,4	(0,3)	(0,2)	-	(0,6)	78,6	1,3	(0,0)	0,0	(0,3)	(4,1)	(18,8)	1,7	57,9
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	(111,6)	(111,6)	-	-	-	-	-	-	370,7	(260,9)	(1,7)
EBITDA ICVM 527/12	254,3	124,1	439,6	818,0	39,3	(108,8)	748,5	528,3	171,3	(30,6)	(5,2)	58,1	55,4	275,0	(273,0)	1.527,8
Resultado Financeiro Líquido	(40,6)	(22,0)	(2,1)	(64,8)	241,9	-	177,2	(37,1)	(31,1)	2,6	(9,1)	(0,2)	(11,7)	(348,0)	4,1	(253,3)
EBT	156,2	66,7	427,4	650,3	259,1	(108,8)	800,5	392,9	82,9	(44,7)	(43,0)	57,5	37,7	(298,9)	(265,1)	719,6
Impostos Correntes	(17,8)	(4,5)	(20,2)	(42,5)	-	-	(42,5)	-	(4,0)	1,4	(3,6)	(17,6)	(2,1)	(0,0)	-	(68,3)
Impostos Diferidos	(7,5)	(5,4)	(2,2)	(15,1)	-	-	(15,1)	-	(13,1)	0,1	2,6	(20,1)	(0,9)	(135,8)	-	(182,4)
Resultado Líq. Período	130,9	56,7	405,0	592,7	259,1	(108,8)	742,9	392,9	65,8	(43,3)	(44,1)	19,8	34,7	(434,7)	(265,1)	468,8
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	84,5	84,5
Resultado Líq. Eneva	130,9	56,7	405,0	592,7	259,1	(108,8)	742,9	392,9	65,8	(43,3)	(44,1)	19,8	34,7	(434,7)	(349,6)	384,4

1- Despesas Operacionais consideram, além de despesas gerais e administrativas e depreciação e a amortização, despesas e gastos relacionadas às atividades exploratórias do Upstream.
2 - No SG&A também estão contidas despesas com ILP.



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

EARNINGS RELEASE 1Q26

eneva

1Q26 Earnings Conference Call

Thursday, May 14th, 2026
10:00 a.m. (US EDT) / 11:00 (BRT)
Click here to register for the call



ri.eneva.com.br

ENEV3 NOVO MERCADO

B3 BRASIL BOLSA BALCÃO

Rio de Janeiro, May 13th, 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 first quarter ended March 31st, 2026 ("1Q26"). The following information is presented on a consolidated basis in accordance with the accounting practices used in Brazil, except where otherwise stated.

ENEVA DISCLOSES RESULTS FOR THE FIRST QUARTER 2026

- **Consolidated EBITDA reaches R$1,690.6 million in 1Q26, R$162.8 million higher than in 1Q25,** despite PCS contract termination of Espírito Santo plants in 1Q26;
- Results driven by the **ramp-up of Off-Grid Gas sales** and **opportunistic trades in LNG market** in 1Q26, **besides stronger dispatch and the start of the 2021Auction regulated contracts**.

1Q26 HIGHLIGHTS

- Consolidated EBITDA reaches R$1,690.6 million in 1Q26, +10.7% vs. 1Q25, driven by operational performance, the results of Eneva's new gas businesses, thermal dispatch, the start of new regulated contracts, and one-off effects from commercial settlement proceeds, more than offsetting the termination of PCS contracts;
- Sergipe Hub EBITDA grows R$109.2 million in 1Q26 versus 1Q25, driven by improved fixed and variable margins at the Porto de Sergipe I TPP and the execution of opportunistic transactions by the Gas Trading Desk, both in gas and LNG markets, leveraging on existing portfolio and price arbitrage opportunities amid a changing environment;
- Off-Grid Gas Trading segment contributes with EBITDA of R$82.5 million in 1Q26 versus R$55.4 million in 1Q25, reflecting the ramp-up of LNG sale contracts after the COD of the first two liquefaction trains by mid-1Q25;
- Start of regulated contracts for Oil-Fired Generation assets in 2H25, contributing with a R$62.6 million EBITDA in 1Q26, compared to a negative EBITDA of R$30.6 million in 1Q25;
- Continued regulatory dispatch in 1Q26, particularly at the Parnaíba Complex, supporting results for Gas-Fired Generation assets in Parnaíba and Upstream, which posted combined EBITDA growth of R$184.8 million in 1Q26;
- 1Q26 results driven by one-off effects totaling a net amount of R$256.4 million, supported by R$293.0 million proceeds from a settlement agreement entered into with a service provider extinguishing arbitration proceedings, with a positive impact on the EBITDA from Parnaíba and Jaguatirica II TPPs, partially offset by negative R$36.6 million under a CCEE reclassification adjustments in revenues provisioned in 2025 related to historical settlements related to the COD of Parnaíba III TPP;
- Successful outcome in the 2026 Capacity Reserve Auction ("2026 Auction") securing 3.65 GW of new capacity for 15 years and 1.7 GW of existing capacity for 10 years, adding total fixed revenues of R$161 billion between 2026 and 2046, enabling the development of two new Gas Hubs (Ceará and Southeast) and remaining capacity monetization of the Sergipe Hub, besides the closing of flexible natural gas sales contracts maturing within 10 to15 years;
- Signing of an agreement for the sale of 100% of Pecém II TPP to Diamante Geração de Energia S.A. ("Diamante"), with an EV of R$872.3 million as of March 2026[1], to be restated through closing, plus an earn-out of up to R$149.0 million contingent upon the successful early commencement of the 2026 regulated capacity contract. On the same date, Eneva entered into an assignment agreement of the port area contract with Diamante, resulting in Eneva holding 100% of the rights to build an LNG Terminal at the Pecém Industrial Complex, enabling the development of the Ceará Hub;
- Completion of Eneva's 14th Debenture Issuance, raising R$2.4 billion in two tranches: (i) the first with a 10-year maturity and IPCA rate + 6.71% p.y. and (ii) the second with a 15-year maturity and IPCA rate + 6.67% p.y. Proceeds will be allocated to the Azulão 950 Project;
- Leverage (Net Debt/LTM EBITDA) at 2.8x at the end of 1Q26, with balance sheet capacity to support contracted growth;
- Subsequent events to the quarter include:
  - Continued dispatch of the portfolio's TPPs in 2Q26, resulting in more than 750 GWh of gross generation in the first 43 days of 2Q26[2] with the majority coming from own gas assets, reinforcing the relevance of Eneva's portfolio to the country's energy security and reliability;
  - Qualification of the LORM, Viana 1, and Povoação 1 TPPs under the 2026 Product of the 2026 Auction, pursuant to Ordinance No. 1,481/2026. Next milestones include the ratification of results and award of this product, scheduled for May 21st, 2026, with execution of the regulated capacity contract expected on June 25th, 2026, in accordance with the tender timetable. The qualification of projects awarded under the remaining 2026 Auction products is still ongoing, with publication expected on May 22nd, 2026.

MAIN INDICATORS

Consolidated (R$ million)	1Q26	1Q25	Var. %
Net Operating Revenues	4,482.3	4,423.6	5.9%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**1,690.6**	**1,527.8**	**10.7%**
EBITDA Margin (%)	36.1%	34.5%	1.6 p.p.
Eneva Net Income	522.7	384.4	36.0%
Investments (Accrual basis)	2,054.5	861.1	138.6%
Operating Cash Flow	1,512.4	1,018.3	48.5%
Net Debt (R$ Billion)[3]	18.5	14.4	27.9%
Net Debt/EBITDA LTM[4]	**2.77 x**	**2.59 x**	**0.18 x**

Notes

[1] EV valued as of the closing date of the Agreement, based on a reference date of March 31st, 2026, and net debt of R$186.3 million. The amount to be paid will be subject to monetary adjustment, calculated pro rata temporis from the base date to the closing date, and to certain adjustments, under the terms of the agreement. The closing is subject to the fulfillment of certain precedent conditions.
[2] The figures for 2Q26 refer to preliminary values from ONS (National System Operator), which will be further validated.
[3] The calculation of net debt considers the gross debt balance minus the balance of cash, cash equivalents and securities.
[4] Ratio calculated considering the accumulated EBITDA as per the guidelines of ICVM 527/12 for the last 12 months and, in 1Q25, 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	1Q26	4Q25	3Q25	2Q25	1Q25
Parnaíba					
Production (bcm of natural gas)	**0.45**	0.63	0.63	0.31	0.15
Remaining reserves (bcm of natural gas)	**37.5**	37.9	35.0	35.7	36.0
Amazonas					
Production (bcm of natural gas)	**0.06**	0.06	0.06	0.06	0.06
Remaining reserves (bcm of natural gas)	**9.5**	9.6	9.6	9.7	9.8

Off-Grid Gas Trading: SSLNG[5]	1Q26	4Q25	3Q25	2Q25	1Q25
Parnaíba					
Produced volume (MM m³ of natural gas)[6]	**16.5**	15.1	15.8	24.6	19.9
Sold volume (MM m³ of natural gas)[7]	**35.8**	37.8	36.6	35.7	28.5

Gas Thermal Generation - Parnaíba	1Q26	4Q25	3Q25	2Q25	1Q25
Parnaíba I TPP					
Availability (%)	**99%**	97%	100%	97%	100%
Dispatch (%)	**44%**	84%	78%	32%	7%
Net Generation (GWh)	**598**	1,114	1,070	455	108
Gross Generation (GWh)	**628**	1,161	1,114	473	114
Parnaíba II TPP					
Availability (%)	**94%**	96%	100%	99%	84%
Dispatch (%)[8]	**89%**	97%	91%	52%	32%
Net Generation (GWh)	**904**	997	989	553	346
Gross Generation (GWh)	**953**	1,044	1,036	582	363
Parnaíba III and Parnaíba VI TPP[9]					
Availability (%)	**98%**	95%	100%	93%	100%
Dispatch (%)	**52%**	62%	81%	32%	15%
Net Generation (GWh)	**284**	346	460	180	66
Gross Generation (GWh)	**301**	364	483	191	68

Notes

[5] The COD of the Parnaíba liquefaction plants started with 50% of their liquefaction capacity of 600,000 m³/d by mid-December 2024. The COD of the remaining 50% started in mid-February 2025.
[6] The volume of natural gas produced for Off-Grid Gas Trading is included in the total gas production volume of the Parnaíba Basin, as shown in Upstream.
[7] The total volume sold may differ from the produced volume, due to take-or-pay clauses, reflecting the minimum values of the annual commitment.
[8] The period of contractual inflexibility of the Parnaíba II TPP was established at 100% in January and 100% between August and December of 2025 and 2026.
[9] As of 1Q25, operating data for Parnaíba III TPP includes Parnaíba VI TPP, reflecting the closing cycle of natural gas generating units' single cycle (Parnaíba III TPP), following the COD of the steam turbine generating units (Parnaíba VI) on March 5th, 2025.

Parnaíba IV TPP	1Q26	4Q25	3Q25	2Q25	1Q25
Availability (%)	**96%**	100%	100%	100%	98%
Dispatch (%)	**7%**	2%	26%	11%	0%
Net Generation (GWh)	**8**	2	31	14	0
Gross Generation (GWh)	**9**	2	32	14	0
Parnaíba V TPP					
Availability (%)	**45%**	60%	60%	55%	100%
Dispatch (%)	**30%**	54%	46%	6%	9%
Net Generation (GWh)	**220**	388	341	39	65
Gross Generation (GWh)	**236**	418	367	43	68

Gas Thermal Generation - Roraima	1Q26	4Q25	3Q25	2Q25	1Q25
Jaguatirica II TPP					
Availability (%)	**98%**	96%	100%	100%	99%
Dispatch (%)	**77%**	71%	78%	76%	81%
Net Generation (GWh)	**208**	196	207	201	211
Gross Generation (GWh)	**217**	205	217	209	221

Gas Thermal Generation – Third-party LNG	1Q26	4Q25	3Q25	2Q25	1Q25
Porto de Sergipe I TPP (Sergipe Hub)					
Availability (%)	**98%**	95%	88%	84%	99%
Dispatch (%)	**28%**	52%	1%	0%	0%
Net Generation (GWh)	**894**	1,682	43	4	0
Gross Generation (GWh)	**938**	1,756	46	5	0
Viana 1, Povoação 1 and LORM 1 TPPs					
Availability (%)	**96%**	100%	100%	100%	96%
Dispatch (%)	**1%**	3%	1%	3%	1%
Net Generation (GWh)	**1**	9	3	12	3
Gross Generation (GWh)	**1**	10	4	12	3
LORM TPP					
Availability (%)	**87%**	98%	100%	100%	94%
Dispatch (%)	**0%**	75%	1%	1%	0%
Net Generation (GWh)	**1**	338	3	3	1
Gross Generation (GWh)	**1**	339	3	3	1

Coal Thermal Generation	1Q26	4Q25	3Q25	2Q25	1Q25
Itaqui and Pecém II TPPs[10]					
Availability (%)	**63%**	70%	97%	98%	81%
Dispatch (%)	**22%**	40%	28%	0%	0%
Net Generation (GWh)	**270**	519	399	0	2
Gross Generation (GWh)	**306**	586	449	0	3
Total Coal Inventory – Beginning of Period (kt)	**243**	116	294	295	296
Total Coal Inventory – End of Period (kt)	**211**	243	116	294	295

Oil Thermal Generation[11]	1Q26	4Q25	3Q25	2Q25	1Q25
Viana and Geramar I and II TPPs					
Availability (%)	**100%**	100%	99%	100%	43%
Dispatch (%)	**0%**	0%	0%	0%	0%
Net Generation (GWh)	**1**	0	0	0	0
Gross Generation (GWh)	**1**	0	0	0	0

Solar Generation	1Q26	4Q25	3Q25	2Q25	1Q25
Futura 1 Solar Complex					
Availability (%)	**98%**	98%	98%	98%	98%
Capacity Factor (%)[12]	**27%**	31%	32%	28%	28%
Frustrated Generation by Restriction (GWh)	**-52**	-131	-173	-69	-81
Gross Generation after Restriction (GWh)	**352**	340	304	340	337
Net Generation (GWh)	**336**	338	301	338	334

Operational data for each asset is available on the Investor Relations website in the **Interactive Spreadsheets** section.

Source: ONS, CCEE, Reserve Certifications disclosed by Eneva, and the Company's internal controls and analyses. The generation data for the current quarter also considers provision amounts to be confirmed later.

Notes

[10] Generation data for Itaqui and Pecém II TPPs are included in the Quarterly Operational Data Spreadsheet, available at https://ri.eneva.com.br/en/financial-information/interactive-spreadsheets/.
[11] The regulated capacity contract for the Viana and Geramar I and II TPPs ended in December 2024. These TPPs were authorized by the ONS to generate merchant power until the start of their respective regulated contracts under the 2021 Capacity Reserve Auction, in August 2025 and October 2025, respectively. Generation data for Viana and Geramar I and II TPPs are included in the Quarterly Operational Data Spreadsheet, available at https://ri.eneva.com.br/en/financial-information/interactive-spreadsheets/.
[12] The capacity factor seeks to measure the total generation capacity of the operating park during the period. It considers the generation of the quarter, adjusted to include frustrated generation due to restrictions in the period, regarding the operational installed capacity (adjusted for availability).

FINANCIAL PERFORMANCE

Consolidated	1Q26	1Q25	%
(R$ million)			
Net Operating Revenues	**4,682.3**	**4,423.6**	**5.9%**
Operating Costs	**(3,209.0)**	**(2,785.1)**	**15.2%**
Operating Expenses	**(197.3)**	**(166.9)**	**18.2%**
SG&A	(135.0)	(127.0)	6.3%
SOP/Long Term Incentive	(27.4)	(23.7)	15.4%
Other Expenses	(107.6)	(103.2)	4.2%
Exploration Expenses, G&G	(62.3)	(39.9)	56.0%
Dry Wells and provisions for doubtful accounts	(43.8)	(1.1)	N/A
Depreciation and Amortization Costs	**(438.9)**	**(316.9)**	**38.5%**
Depreciation and Amortization Expenses	**(124.5)**	**(238.0)**	**-47.7%**
Capital Gains, Losses and Goodwill	(95.6)	(224.1)	-57.4%
Other Revenue/Expenses	**414.6**	**55.7**	**643.8%**
Equity Income	**(0.1)**	**0.5**	**N/A**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**1,690.6**	**1,527.8**	**10.7%**
Net Financial Result	(431.7)	(253.3)	70.4%
EBT	**695.4**	**719.6**	**-3.4%**
Current taxes	(47.9)	(68.3)	-29.9%
Deferred taxes	(11.8)	(182.4)	-93.5%
Net Income for the Period	**635.7**	**468.9**	**35.6%**
Net Income - Minority Interest	113.0	84.5	33.7%
Eneva Net Income	**522.7**	**384.4**	**36.0%**

Eneva ended 1Q26 with EBITDA of R$1,690.6 million, an all-time high result for a first quarter, which represents a R$162.8 million growth versus 1Q25, despite the termination of regulated contracts under the 2021 Simplified Competitive Bidding Process ("2021 PCS"). This result was mainly driven by high merit dispatch at the Parnaíba Complex's thermal plants, the commencement of regulated contracts under the 2021 Capacity Reserve Auction ("2021 Auction") for Viana, Geramar I and II, and Parnaíba IV TPPs, and the performance of new On-Grid gas trading business models, with the ramp-up of the liquefaction plant and Off-Grid LNG contracts, and by LNG load optimization operations carried out during the period. In addition, one-off revenues were booked in 1Q26 under a commercial settlement agreement that extinguished arbitration proceedings related to contingencies arising from contracts signed in the past, positively impacting EBITDA for the period.

The key highlights behind the EBITDA growth in 1Q26 versus 1Q25 include:

- R$257.4 million EBITDA growth in Jaguatirica II TPP, driven by the booking of a financial settlement agreement signed with construction and assembly service providers regarding contingencies identified during the asset's construction phase. As per the agreement, ongoing arbitration proceedings were extinguished, with a positive impact of R$255.8 million recorded in the segment's EBITDA in 1Q26;
- R$184.8 million EBITDA growth in the Upstream and Gas-Fired Generation TPPs - Parnaíba Complex, boosted by: (i) generation variable margin resulting from higher regulatory dispatch; and (ii) the start of the Parnaíba IV TPP regulated capacity contract during 4Q25;
- R$109.2 million EBITDA growth in the Sergipe Hub, mainly reflecting higher fixed margins at the Porto de Sergipe I TPP and improved results from LNG trading operations, driven by opportunities in the gas and LNG markets during the period;
- R$93.2 million EBITDA increase in Oil-Fired Generation assets, reflecting the early commencement of 2021 Auction regulated contracts - August 2025, for the Viana TPP, and October 2025 for Geramar I and II TPPs - compared to 1Q25, when the plants were operating without valid contracts;
- R$27.1 million EBITDA increase in the Off-Grid Gas Trading segment, following the COD of liquefaction plants in mid-1Q25 and the gradual ramp-up in LNG sales volumes.

Conversely, the positive EBITDA performance in 1Q26 was partially offset by the following effects:

- R$448.2 million EBITDA decline in the Third-Party Fuel Generation segment, which consolidates the Povoação, Linhares, and Viana I TPPs, given the termination of their respective regulated contracts between late December 2025 and January 10th, 2026;
- R$49.7 million EBITDA decrease in the Trading segment, reflecting lower trading margins in the quarter.

In 1Q26, Depreciation and Amortization ("D&A"), including costs and expenses, totaled negative R$563.5 million, a marginal increase of R$8.6 million compared to 1Q25.

In 1Q26, the net financial result worsened R$178.4 million versus 1Q25, totaling negative R$431.7 million, primarily due to the greater positive impact of FX variation over the U.S. dollar-denominated liabilities related to the Sergipe Hub FSRU lease (a non-cash effect) in 1Q25 compared to 1Q26, reflecting an appreciation of the Brazilian Real during that period.

Current and deferred taxes totaled R$59.7 million in 1Q26, a 191.0 million year-over-year improvement, mainly reflecting a decline in current taxes in 1Q26, primarily due to lower taxable income from the natural gas-fired generation assets in Espírito Santo following the termination of the 2021 PCS contracts, as well as higher provisions for deferred tax liabilities over the fair value of energy trading agreements in 1Q25.

As a result, Eneva's consolidated net income totaled R$522.7 million in 1Q26, R$138.4 million higher than in 1Q25.

CONSOLIDATED CASH FLOW

Free Cash Flow	1Q26	1Q25	Abs. Var.
(R$ million)			
Beginning of Period Cash Position[13]	**2,650.9**	**3,866.3**	**(1,215.4)**
(+) Cash Flow from Operating Activities (OCF)	**1,512.4**	**1,018.3**	**494.1**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	1,690.6	1,527.8	162.8
Var. in Working Capital	(83.6)	(395.4)	311.9
Income Tax and Social Contribution	(63.9)	(98.9)	35.0
Var. in Other Assets & Liabilities	(30.7)	(15.1)	(15.6)
(+) Cash Flow from Investing Activities (CFI)	**(1,972.0)**	**(916.4)**	**(1,055.6)**
(+) Cash Flow from Financing Activities (CFF)	**1,311.0**	**797.7**	**513.3**
Debt Funding/Disbursements	2,400.0	1,793.9	606.1
Principal Amortization[14]	(169.1)	(233.9)	64.8
Interest Amortization[14]	(405.7)	(384.1)	(21.6)
Lease	(102.6)	(104.7)	2.1
Others	(411.5)	(273.5)	(138.0)
(=) Total Cash Generation in the Period	**851.4**	**899.5**	**(48.1)**
End of Period Cash Position[13]	**3,502.3**	**4,765.8**	**(1,263.5)**

In 1Q26, the Company's Cash Flow from Operating Activities ("CFO") totaled R$1,512.4 million, driven by the quarterly operating results, partially mitigated by:

- Working capital negative variation of R$83.6 million, resulting from various effects, notably write-offs related to payments to various suppliers during the period;
- IRPJ and CSLL payments totaled R$63.9 million in 1Q26, mainly concentrated in the Parnaíba Complex and Jaguatirica TPP due to the plants thermal dispatch.

Cash Flow from Investing Activities ("CFI") totaled a total outflow of R$1,972.0 million in 1Q26, resulting mainly from the following disbursements related to the Company's main construction projects:

- R$800.0 million referring to the Holding's various projects, including the long-term acquisition of critical generation equipment for the thermal power projects contracted under the 2026 Auction;
- R$767.2 million allocated to the Azulão 950 project;
- R$187.6 million referring to exploration and development activities in the Amazonas and Parnaíba basins; and
- R$20.0 million allocated to the Off-Grid Gas Trading segment (SSLNG) at the Parnaíba Complex.

In 1Q26, the Cash Flow from Financing Activities ("CFF") totaled a net cash inflow of R$1,311.0 million, mainly driven by the capital raising of R$2,400 million in debentures as part of Eneva's 14th Debenture Issuance, with proceeds earmarked for current and future commitments related to the total investment undertaken in the Azulão 950 Project. The positive cash flow was partially mitigated by:

- Amortization of principal, interest payment, as well as the provision for escrow accounts related to the Company's financing, totaling R$574.9 million, following the expected debt payment schedule;
- Payments of R$102.6 million in lease, of which R$76.6 million refer to the lease of the Sergipe Hub's FSRU and tugboat;
- R$411.5 million under the "Other" line, mainly reflecting: (i) payments of R$302.1 million in principal and interest related to the receivables partial anticipation from the Itaqui, Pecém II and Porto de Sergipe I TPPs, with payments for the latter started in January 2026, with a disbursement schedule extending through February 2030; and (ii) R$94.4 million in borrowing costs, primarily related to the 14th Debenture Issuance.

As a result, Eneva recorded total cash generation of R$851.4 million in 1Q26, ending the quarter with a consolidated free cash balance of R$3,502.3 million, an increase compared to the cash position at the end of 4Q25.

Notes

[13] Includes cash, cash equivalents, and securities.
[14] 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 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[15]	1Q26	1Q25	%
(R$ million)			
Gross Operating Revenues	**977.0**	**618.2**	**58.0%**
Fixed Revenues	**574.6**	**546.6**	**5.1%**
Variable Revenues	**402.4**	**71.5**	**462.4%**
Contractual	333.4	0.3	N/A
Spot Market	68.9	71.2	-3.3%
Exports	-	43.1	N/A
Trading	-	6.8	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	-	11.9	N/A
Others	68.9	9.5	627.0%
Deductions from Gross Revenues	**(98.0)**	**(75.1)**	**30.5%**
Fixed Revenues Return	-	(13.1)	N/A
Net Operating Revenues	**879.0**	**543.1**	**61.9%**
Operating Costs	**(617.4)**	**(337.3)**	**83.1%**
Fixed Costs	**(168.2)**	**(159.4)**	**5.5%**
Transmission and regulatory charges	(63.9)	(55.7)	14.5%
O&M	(34.9)	(34.3)	1.8%
GTU fixed lease	(69.4)	(69.4)	0.0%
Variable Costs	**(377.6)**	**(120.6)**	**213.0%**
Fuel (natural gas)	(188.8)	(58.4)	223.2%
Gas distribution tariff	(14.4)	(3.4)	320.0%
GTU variable lease	(77.0)	(5.8)	N/A
Trading[16]	(24.2)	(4.1)	489.8%
Reestablishment of commercial backing (FID)	(70.6)	(46.8)	50.9%
Others	(2.6)	(2.1)	26.0%
Depreciation and Amortization	**(71.6)**	**(57.2)**	**25.1%**
Operating Expenses	**(9.0)**	**(8.4)**	**7.9%**
SG&A	(8.6)	(8.1)	5.9%
Depreciation and Amortization	(0.5)	(0.3)	69.0%
Other Revenue/Expenses	**(2.6)**	**(0.6)**	**333.0%**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**322.0**	**254.3**	**26.6%**
EBITDA Margin (%)	**36.6%**	**46.8%**	**-10.2 p.p.**

The Parnaíba Complex's TPPs fixed revenues surged 5.1% in 1Q26, in relation to same period last year, driven by two main factors: (i) early start of the Parnaíba IV TPP regulated capacity contract, originally scheduled for July 2026 and brought forward to October 2025, adding incremental fixed revenues of R$10.5 million to the quarter; and (ii) 4.7% contractual readjustment by IPCA, applied in November 2025 to other plants of the Complex, as provided for in regulated contracts in force.

Notes

[15] The segment's results are considered within the "Gas-Fired Power Plants" activity in the accounting figures disclosed in the Quarterly Financial Information.
[16] In addition to trading costs, it considers energy purchase transactions based on the specific needs of the assets during the quarter.

Fixed costs rose 5.5% in 1Q26 over 1Q25 totaling R$168.2 million, primarily due to higher TUST expenses, reflecting the annual readjustments in 3Q25, which were impacted by increased location-based surcharge in the transmission tariff, a mechanism that realigns grid usage costs by adjusting charges based on the distance between generation points and consumer hubs.

As a result, the fixed margin of the Parnaíba Complex's assets in 1Q26 totaled R$348.8 million, a R$16.5 million increase versus 1Q25, representing a fixed EBITDA margin of 67.5% in 1Q26, highlighting the Complex plants' capacity to create structural value.

Variable revenues totaled R$402.4 million in 1Q26, R$330.8 million higher than in 1Q25, reflecting a combination of the following effects, as detailed below:

- Booking of R$333.4 million in the Regulated Environment´s contractual revenues for the quarter, driven by higher merit order dispatch volumes throughout 1Q26 versus 1Q25;
- Booking of R$68.9 million in revenue from energy settlements in the spot market, reflecting energy generated due to non-contractual operational inflexibility during assets' load modulation events;
- R$43.1 million decline in export revenues in 1Q26, reflecting the lack of exports in the period; and
- R$18.6 million decline in revenues from energy trading and the re-establishment of commercial backing (FID) versus 1Q25.

Variable costs totaled R$377.6 million in 1Q26, R$257.0 million higher than in 1Q25, arising from:

- R$141.9 million increased consumption of natural gas, distribution costs and other variable costs, resulting from the higher level of energy generation at the plants;
- R$71.2 million increased variable leasing costs, a contractual mechanism for transferring revenue from generation assets to the Upstream segment, due to improved variable generation margins earned in the quarter;
- Booking of R$70.6 million in the cost of electricity purchased on the Free Market due to outages during dispatch periods, particularly at the Parnaíba I and Parnaíba V TPPs;
- Booking of negative R$24.2 million net result from structured trading operations with the energy trading company and the uncontracted physical guarantee at the Parnaíba I TPP.

Note that in the consolidated view, the cost of gas consumption and variable lease is eliminated, as this is an intercompany transaction.

As a result, the Parnaíba Complex's plants variable margin totaled negative R$15.6 million in 1Q26, an improvement versus negative R$69.3 million recorded in 1Q25. The variable generation margin, which reflects solely the Complex's operating activity, excluding only the effects of energy trading, totaled R$8.6 million in 1Q26, compared to negative R$71.3 million in 1Q25.

Under "Other Revenue/Expenses" line, one-off offsetting effects were booked, including R$37.0 million referring to a commercial settlement agreement entered into with a construction and assembly service provider that extinguished arbitration proceedings, and negative R$36.6 million related to the recalculation of the accounting effects related to the revision of the liability exclusion for the Parnaíba III TPP and the adjustment of its CCEAR's term.

As a result, the Parnaíba Complex's EBITDA totaled R$322.0 million, a R$67.7 million year-over-year growth, driven by higher dispatch volume.

"Depreciation/Amortization" increased by R$14.6 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 10th, 2025, and the plant has been centrally dispatched in the SIN – National Interconnected System since then.

Income Statement - Jaguatirica II TPP[17]	1Q26	1Q25	%
(R$ million)			
Gross Operating Revenues	**215.4**	**206.5**	**4.3%**
Fixed Revenues	**155.2**	**148.3**	**4.7%**
Variable Revenues	**60.1**	**58.3**	**3.2%**
Contractual	60.1	58.3	3.2%
Deductions from Gross Revenues	**(13.6)**	**(11.2)**	**21.2%**
Unavailability (Refund)	(3.5)	(1.5)	126.6%
Net Operating Revenues	**201.8**	**195.4**	**3.3%**
Operating Costs	**(113.1)**	**(101.1)**	**11.9%**
Fixed Costs	**(28.9)**	**(25.1)**	**15.5%**
Transmission and regulatory charges	(3.8)	(0.6)	507.8%
O&M	(25.1)	(24.4)	2.9%
Variable Costs	**(42.9)**	**(40.6)**	**5.6%**
Fuel (natural gas)	(17.9)	(14.8)	21.0%
Transportation	(16.1)	(17.8)	-9.8%
Others	(8.9)	(8.0)	11.4%
Depreciation and Amortization	**(41.3)**	**(35.4)**	**16.7%**
Operating Expenses	**(4.5)**	**(5.5)**	**-18.3%**
SG&A	(4.4)	(5.5)	-19.9%
Depreciation and Amortization	(0.1)	0.0	N/A
Other Revenue/Expenses	**255.8**	**(0.1)**	**N/A**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**381.4**	**124.1**	**207.4%**
EBITDA Margin (%)	**189.0%**	**63.5%**	**125.5 p.p.**

In 1Q26, the net operating revenue of the Jaguatirica II TPP increased by 3.3% to R$201.8 million versus 1Q25, mainly boosted by R$6.9 million gross fixed revenues growth, due to the IPCA contractual readjustment implemented in November 2025.

The segment's operating costs, excluding depreciation and amortization, increased by R$6.2 million in the year-over-year comparison, totaling negative R$71.8 million in 1Q26, primarily reflecting R$3.9 million higher fixed costs, which totaled negative R$28.9 million in 1Q26. This increase was due to higher connection tariff paid to transmission companies, in light of recent connection to the SIN with contractual renegotiation effective in September 2025. In addition, variable costs increased by R$2.3 million, mainly due to higher fuel costs driven by: **(i)** a 7.1% adjustment in the gas resale tariff by CIGÁS; and **(ii)** higher gas production volumes in 1Q26 versus the same period last year.

As a result, the segment's fixed margin slightly increased by R$1.3 million in the year-over-year comparison, reaching R$116.5 million in 1Q26, or 80.1%, highlighting the asset's capacity to create value. The segment's variable margin, however, declined slightly by R$1.0 million, totaling R$13.5 million at the end of the period.

Also, in 1Q26, a net positive result of R$255.8 million was recorded under "Other Revenues/Expenses," relating to the settlement agreement entered into in February 2026 with construction and assembly service providers for thermal power plants referring to past contingencies, as disclosed in the Company's Notice to the Market.

The effects explained above, coupled with lower general and administrative expenses of R$1.1 million, led to a 207.4% EBITDA, growth totaling R$381.4 million in 1Q26 versus R$124.1 million recorded in 1Q25.

Notes

[17] The segment results are considered in the "Gas Thermal Power Plants" activity in the accounting values disclosed in the Quarterly Financial Information.

Depreciation and Amortization totaled negative R$41.3 million in 1Q26, R$5.9 million higher than in 1Q25, due to the increase in the depreciable base between the periods, given the transfer of assets under construction to assets in service throughout 2025.

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	1Q26	1Q25	%
(R$ million)	1,284.7	1,145.8	12.1%
Gross Operating Revenues	**572.4**	**545.9**	**4.9%**
Fixed Revenues	**359.1**	**60.2**	**496.2%**
Variable Revenues	**283.1**	**(0.0)**	**N/A**
Contractual	**76.0**	**60.2**	**26.2%**
Spot Market	76.0	60.2	26.2%
Reestablishment of commercial backing (FID)	0.0	0.0	500.0%
Gas Trading	**353.2**	**539.7**	**-34.6%**
Deductions from Gross Revenues	**(154.4)**	**(109.8)**	**40.6%**
Porto de Sergipe I TPP	(87.9)	(57.6)	52.6%
Gas Trading	(66.5)	(52.2)	27.4%
Net Operating Revenues	**1,130.3**	**1,036.0**	**9.1%**
Operating Costs	**(765.5)**	**(680.8)**	**12.4%**
Fixed Costs	**(78.9)**	**(77.3)**	**2.1%**
Transmission and regulatory charges	(41.4)	(42.0)	-1.3%
O&M	(13.2)	(9.0)	45.8%
Others	(24.3)	(26.3)	-7.4%
Variable Costs	**(325.0)**	**(102.0)**	**218.7%**
Natural Gas	(238.2)	2.4	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	(82.0)	(91.6)	-10.5%
Others	(4.8)	(12.8)	-62.4%
Gas Trading	**(261.4)**	**(403.1)**	**-35.2%**
Depreciation and Amortization	**(100.1)**	**(98.4)**	**1.8%**
Operating Expenses	**(3.0)**	**(3.9)**	**-24.0%**
SG&A	(3.0)	(3.9)	-23.9%
Depreciation and Amortization	0.0	0.0	-78.5%
Other Revenue/Expenses	**175.5**	**78.6**	**123.3%**
Porto de Sergipe I TPP	(1.1)	0.0	N/A
Gas Trading	176.6	78.6	124.6%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**637.5**	**528.3**	**20.7%**
EBITDA Margin (%)	**56.4%**	**51.0%**	**5.4 p.p.**

In 1Q26, Sergipe Hub's EBITDA totaled R$637.5 million, a R$ 109.2 million increase versus 1Q25, reflecting the operations of the Porto de Sergipe I TPP and the Gas Trading segment. To provide a clearer understanding of each segment's results, the results are presented separately below.

Porto de Sergipe I TPP

Porto de Sergipe I TPP's total gross revenues reached R$572.4 million in 1Q26, R$26.5 million higher than in 1Q25, driven by the annual readjustment of the plant's CCEARs in November 2025. Fixed costs rose marginally by R$1.6 million in the quarter-over-quarter comparison.

Therefore, in 1Q26, the plant's fixed margin totaled R$439.4 million, R$22.7 million higher than in 1Q25, with a fixed EBITDA margin of 84.8%. This level of fixed income demonstrates the asset's structural capacity to create value.

Variable revenues totaled R$359.1 million, a R$298.9 million year-over-year growth, reflecting the plant's early regulatory dispatch in the period and higher revenues from the plant's backing transactions. Variable costs totaled R$325.0 million in 1Q26, a R$223.0 million increase from 1Q25, also reflecting higher generation costs, particularly for natural gas, associated with higher dispatch during the period.

As a result, the segment's variable margin totaled R$13.3 million in 1Q26, a 23.7 million increase versus negative R$10.4 million recorded in 1Q25.

On the other hand, trading operations to reestablish the plant's commercial backing led to a negative margin of R$13.1 million due to improved PLD prices during the quarter. Although negative, the 1Q26 result showed an improvement compared to 1Q25, when negative R$37.1 million was recorded.

As a result, Porto de Sergipe I TPP's EBITDA totaled R$436.1 million, a 19.3% growth, or R$70.6 million higher than in the same period last year, mainly driven by the annual readjustment to fixed revenues and the generation margin for the period.

Gas Trading

The On-Grid Gas Trading segment delivered another quarter of positive results, surpassing the margins achieved in 1Q25. Note that this segment's results can vary each quarter, as these are pegged to commodity price curves and are driven by the structuring of opportunistic transactions in the natural gas and LNG markets.

Gas trading's EBITDA totaled R$201.4 million in 1Q26, R$38.6 million higher than R$162.8 million recorded in 1Q25, mainly reflecting the successful execution of structured contracts in the domestic gas market and the tapping of favorable opportunities in the LNG market, as detailed below:

(i) Booking of R$176.6 million in Other Revenues from structured LNG load transactions during the period, capitalizing on price arbitrage opportunities in the international market when the plant was not operating under regulatory dispatch. Note that LNG load optimization transactions are non-recurring and negotiated on a case-by-case basis; and

(ii) On-Grid gas trading margin of R$25.5 million, derived from spot sales and firm and flexible natural gas supply contracts with customers connected to the integrated grid.

In the segment's consolidated view, the Sergipe Hub's EBITDA totaled R$637.5 million in 1Q26, R$109.2 million higher than in 1Q25, mainly reflecting improved results from LNG trading operations.

Gas-Fired Thermal Generation –Third-party Fuel

This segment is composed of results of the following assets, acquired by Eneva S.A. on October 25th, 2024 and, therefore, with results only as of that date: **(i)** the operational assets LORM and LORM 1 TPPs, with contracts for the trading of energy availability under the modes of Contract for Energy Trading in the Regulated Market ("CCEAR") until December 31st, 2025 and a Reserve Energy Contract ("CER") until January 10th, 2026, respectively; **(ii)** the operational asset Povoação I TPP, with CER effective until January 10th, 2026; and **(iii)** the operational asset Viana I TPP, with CER in force until December 31st, 2025.

The results for SPEs Linhares, Povoação and Tevisa have been consolidated in Eneva S.A since January 25th, 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 – Espírito Santo Gas-Fired Thermal Plants[18]	1Q26	1Q25	%
(R$ million)			
Gross Operating Revenues	**38.5**	**665.7**	**-94.2%**
Fixed Revenues	**36.9**	**615.8**	**-94.0%**
Variable Revenues	**1.6**	**50.0**	**-96.8%**
Contractual	2.5	1.5	68.4%
Spot Market	(0.9)	48.5	N/A
Exports	-	-	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	-	47.9	N/A
Others	(0.9)	0.7	N/A
Deductions from Gross Revenues	**(4.6)**	**(113.2)**	**-96.0%**
Deduction by Financial Compensation[19]	-	(45.4)	N/A
Net Operating Revenues	**33.9**	**552.5**	**-93.9%**
Operating Costs	**(52.7)**	**(121.9)**	**-56.8%**
Fixed Costs	**(21.4)**	**(85.6)**	**-75.0%**
TUST/TUSD and Regulatory Charges	(6.8)	(5.9)	16.2%
Take or Pay & Ship or Pay - Fuel	(4.9)	(63.4)	-92.3%
O&M	(9.8)	(16.4)	-40.4%
Variable Costs	**(20.0)**	**(26.2)**	**-23.9%**
Fuel	(9.5)	(0.4)	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	(0.7)	(25.3)	-97.2%
Other	(9.8)	(0.6)	N/A
Depreciation and Amortization	**(11.3)**	**(10.0)**	**12.7%**
Operating Expenses	**(1.1)**	**(1.5)**	**-23.8%**
SG&A	(1.1)	(1.5)	-22.3%
Depreciation and Amortization	-	(0.0)	N/A
Other Revenue/Expenses	**0.0**	**0.4**	**N/A**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**(8.6)**	**439.6**	**N/A**
EBITDA Margin (%)	**-25.5%**	**79.6%**	**-105.0 p.p.**

The plants comprising the segment totaled R$38.5 million in gross operating revenue in 1Q26, a year-over-year decline, due to the Viana 1 and LORM TPPs regulated contracts terminated in December 2025, as well as for the Povoação and LORM 1 TPPs on January 10th, 2026.

Notes

[18] The segment results are considered in the "Gas Thermal Power Plants" activity in the accounting values disclosed in the Quarterly Financial Information.
[19] This item considers R$45.4 million in non-cash amortization of the financial compensation paid in September 2023 to Petrobras due to the termination of the LNG supply contracts for thermal plants with CER, in the context of the renegotiation of the Addendum to the CER between Linhares, Povoação and Viana, the Federal Government, TCU and ANEEL, which led to the need to renegotiate the fuel contract with Petrobras for the flexible mode. The financial compensation was fully disbursed by these three companies in 2023 and recorded as Prepaid Expense (IFRS 9) and amortized, under revenue deduction, until the end of the respective terms of each of the three contracts.

Of this amount: (i) R$36.9 million referred to regulated contracts in effect during the period and representing fixed revenues for 1Q26; and (ii) R$2.5 million, recorded as variable contractual revenues, referring to the compliance with regulated dispatch by unit commitment, as well as dispatch due to operational inflexibility at the plants.

The assets remained in merchant operation throughout 1Q26 until March 23rd, 2026, when the Brazilian Electricity Agency (Aneel), at the Company's request, suspended these plants' COD until the start of their new regulated contracts. As for LORM TPP, COD is scheduled for July 2026, while COD of Viana I, Povoação 1, and LORM 1 TPPs, winners of the 2026 Auction, is scheduled for August 2026. The power supply terms are 15 years for LORM TPP, winner of 2021 Auction, and 10 years for Viana, Povoação 1, and LORM 1 TPPs.

In 1Q26, fixed costs amounted to R$21.4 million, reflecting: (i) R$9.8 million O&M costs, or an improvement of R$6.6 million compared to 1Q25, mainly due to a one-off impact of R$5.0 million that negatively affected 1Q25 results; (ii) R$6.8 million referring to TUST and TUSD costs of assets; and (iii) R$4.9 million referring to capacity reserve charges related to the fuel supply contract signed with Petrobras, which terminated along with the expiration of the contracts in January 2026; these costs relate to only 10 days of operation in 2026 under the Povoação and LORM 1 contracts.

Variable costs totaled R$20.0 million in 1Q26, reflecting: (i) R$9.8 million in other variable costs related to one-off retroactive charges imposed by the CCEE after the PCS contracts were terminated; (ii) fuel costs of R$9.5 million, primarily related to a one-off, retroactive impact in 2025.

With the termination of the segment's plants contracts between 4Q25 and 1Q26, the segment's EBITDA totaled negative R$8.6 million in 1Q26, compared to R$439.6 million in 1Q25, a period when 100% of the operating plants were under regulated contracts.

Thermal Generation – Other Fuels

This segment comprises the following assets:

(i) Coal-fired thermal generation plants of the subsidiaries Itaqui Geração de Energia S.A. and Pecém II Geração de Energia S.A., with CCEARs for the trading of energy availability in force. As disclosed in a Material Fact released to the market on March 26th, 2026, Eneva entered into a purchase and sale agreement for the shares representing 100% of the share capital of Pecém II, the closing of which is subject to certain customary conditions precedent for this type of transaction. As a result of this transaction, as of the end of 1Q26, the Company began classifying the asset as "Held for Sale," in accordance with the applicable accounting standard. Accordingly, from the following periods onward, the asset will no longer be consolidated in ENEVA S.A.

(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	1Q26	1Q25	%
(R$ million)			
Gross Operating Revenues	**377.4**	**281.0**	**34.3%**
Fixed Revenues	**293.6**	**280.8**	**4.6%**
Variable Revenues	**83.7**	**0.3**	**N/A**
Contractual	83.3	0.1	**N/A**
Spot Market	0.5	0.2	185.8%
Reestablishment of commercial backing (FID)	-	-	N/A
Others	0.5	0.2	185.8%
Deductions from Gross Revenues	**(38.6)**	**(29.0)**	**33.3%**
Net Operating Revenues	**338.8**	**252.0**	**34.4%**
Operating Costs	**(256.6)**	**(132.8)**	**93.3%**
Fixed Costs	**(77.9)**	**(74.2)**	**4.9%**
Transmission and regulatory charges	(20.9)	(19.6)	6.6%
O&M	(57.0)	(54.7)	4.3%
Variable Costs	**(84.4)**	**(1.5)**	**N/A**
Fuel	(79.0)	-	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	-	-	N/A
Others	(5.4)	(1.5)	254.3%
Depreciation and Amortization	**(94.3)**	**(57.0)**	**65.5%**
Operating Expenses	**(7.7)**	**(6.6)**	**17.0%**
SG&A	(7.1)	(6.2)	14.0%
Depreciation and Amortization	(0.6)	(0.3)	72.4%
Other Revenue/Expenses	**(3.7)**	**1.3**	N/A
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**165.7**	**171.3**	**-3.3%**
EBITDA Margin (%)	**48.9%**	**68.0%**	**-19.1 p.p.**

In 1Q26, gross operating revenues from the segment totaled R$377.4 million, increased by R$96.4 million compared to 1Q25, mainly reflecting the following factors:

(i) R$83.2 million growth in contractual variable revenues, due to higher dispatch volumes in 1Q26 versus 1Q25, a period without regulatory dispatch; and

(ii) R$12.9 million fixed revenues year-over-year growth, due to the annual contractual readjustments of the plants' regulated revenues, effective as of November 2025.

Fixed costs totaled R$77.9 million in 1Q26, an increase of R$3.6 million in the year-over-year comparison, mainly reflecting higher O&M expenses, which rose by R$2.3 million versus 1Q25, due to maintenance services-related expenses recorded at both Itaqui and Pecém II TPPs during the quarter.

As a result, the segment's fixed margin totaled R$185.7 million, R$8.2 million higher than the margin recorded in 1Q25, with a fixed EBITDA margin of 70.5% in 1Q26. Variable costs totaled R$84.4 million, R$82.8 million higher than in 1Q25, mainly reflecting variable generation costs in 1Q26. As a result, the segment's variable margin totaled negative R$9.2 million, a R$7.9 million year-over-year decline.

In the context of the return of regulatory dispatch, the Company acquired coal inventory during 1Q26, as shown in the table below. The net generation average inventory cost[20], calculated based on expected consumption for a week of generation, would total R$254.4/MWh for Itaqui and R$243.0/MWh for Pecém II, lower than the average CVUs for the period. In turn, the realized average inventory cost[21] in the quarter, both at Itaqui and Pecém II, was higher on an one-off basis, impacted by increased diesel and fuel consumption due to the more intermittent dispatch profile and the multiple activations of assets to evidence one-off availability in 1Q26.

Costs, Average CVU and Inventory Volumes by TPP – Coal-Fired Generation

1Q26	Itaqui	Pecém II
Dispatch (%)	22%	21%
Average Inventory Cost (R$/MWh)	254.4	243.0
Average CVU (R$/MWh)[22]	270.1	288.4
Opening Inventory 1Q26 (t)	97,771	145,428
Closing Inventory 1Q26 (t)	128,952	81,610

As a result, the coal-fired segment's EBITDA totaled R$165.7 million, compared to R$171.3 million recorded over the same period last year.

On March 18th, 2026, Eneva won in the 2026 Auction, in which both plants comprising the coal-fired generation segment entered into 10-year power purchase agreements, effective as of August 31st. As the re-contracting of these plants did not require a change in fuel source, the useful life of certain components, which would not have been reused in a scenario involving a change in energy source, was reassessed. As a result, the application of accelerated accounting depreciation associated with these components has been discontinued, which had been in effect since 2Q25. The discontinuation of accelerated accounting depreciation occurred only after the conclusion of 2026 Auction, so that the impact in 1Q26 was restricted to March 2026, while as of 2Q26 the effect will be fully reflected in the quarter. Accordingly, an amount of R$94.3 million was booked in 1Q26 under Depreciation and Amortization, a R$21.4 million decline compared to the level in 4Q25.

Notes

[20] Average inventory cost comprises the commodity cost and the logistics costs associated with cargo unloading, considering net generation and the plants' standard average consumption rate over a 7-day period, as defined in the unit commitment. In 1Q26, plant consumption was impacted by the more intermittent profile of regulated dispatch observed throughout the quarter, as well as by testing activities carried out to demonstrate availability. If the plants' standard average consumption rate had been applied, the average inventory cost for the quarter would have been R$254.4/MWh for Itaqui and R$243.0/MWh for Pecém II.

[21] Average inventory cost comprises the commodity cost and the logistics costs associated with cargo unloading for a certain period, based on actual consumption. In 1Q26, plant consumption was impacted by the more intermittent profile of regulated dispatch observed throughout the quarter, as well as by testing activities carried out to demonstrate availability, requiring a higher-than-average fuel volume for generation, resulting in average inventory cost of R$291.7/MWh for Itaqui and R$221.4/MWh fpr Pecém II.

[22] In this table, average CVU reflects the generation CVU, defined by the ratio between contractual variable revenues and net generation for the period.

Oil-Fired Generation

This segment comprises the oil-fired plants of subsidiaries Gera Maranhão and Tevisa, with the latter's results booked in Eneva S.A. as from January 25th, 2025, when its merger into the Holding was completed. It should be noted that the plants' results have been recorded since their acquisition, with no pro forma booking.

Income Statement – Oil-Fired Generation	1Q26	1Q25	%
(R$ million)			
Gross Operating Revenues	**111.2**	**0.6**	**N/A**
Fixed Revenues	**110.2**	**0.2**	**N/A**
Variable Revenues	**1.0**	**0.5**	**121.4%**
Contractual	-	0.5	**N/A**
Spot Market	1.0	-	**N/A**
Deductions from Gross Revenues	**(11.8)**	**(0.4)**	**N/A**
Net Operating Revenues	**99.4**	**0.2**	**N/A**
Operating Costs	**(48.6)**	**(40.9)**	**18.9%**
Fixed Costs	**(33.3)**	**(27.4)**	**21.5%**
Transmission and regulatory charges	(14.0)	(12.8)	10.0%
O&M	(15.7)	(14.7)	6.5%
Take or Pay - ToP	(3.7)	-	N/A
Variable Costs	**(1.9)**	**-**	N/A
Depreciation and Amortization	**(13.4)**	**(13.5)**	**-0.2%**
Operating Expenses	**(1.8)**	**(6.6)**	**-73.1%**
SG&A	(1.6)	(3.4)	-53.1%
Depreciation and Amortization	(0.2)	(3.2)	-93.9%
Other Revenue/Expenses	**(0.0)**	**(0.0)**	**711.2%**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**62.6**	**(30.6)**	**N/A**
EBITDA Margin (%)	**63.0%**	**N/A**	**N/A**

The segment's gross operating revenues totaled R$111.2 million in 1Q26, mainly driven by fixed revenues referring to regulated contracts from the 2021 Capacity Reserve Auction ("2021 Auction") for the Viana TPP and the Geramar I and II TPPs, whose contracts were brought forward to August 2025 and October 2025, respectively.

Fixed costs in 1Q26 totaled R$33.3 million, mainly reflecting O&M, TUST costs and capacity reserve charges related to the fuel supply contracts signed with Vibra, due to the start of 2021 regulated capacity contract. As a result, the fixed margin totaled R$65.1 million, with a fixed EBITDA margin of 66.1% in 1Q26, representing a new recurring level, as observed since 4Q25, the first quarter of full contribution of fixed revenues from the 2021 Auction regulated contracts at Viana, Geramar and II TPPs.

In turn, the segment's variable costs, which primarily refer to fuel costs, totaled R$1.9 million in 1Q26, with a negative variable margin of R$1.1 million at the end of the period, due to a more intermittent dispatch profile and less fuel-efficient consumption.

As a result, the Oil-Fired Generation segment registered an EBITDA of R$62.6 million, with a margin of 63.0%. Of this total, the Viana TPP contributed with R$22.4 million and the Geramar I and II TPPs contributed with R$40.2 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	1Q26	1Q25	%
(R$ million)			
Gross Operating Revenues	**128.8**	**97.8**	**31.6%**
Fixed Revenues	**87.5**	**82.6**	**6.0%**
Variable Revenues	**41.2**	**15.2**	**170.4%**
Spot Market	41.2	15.2	170.4%
Deductions from Gross Revenues	**(13.7)**	**(7.2)**	**90.6%**
Net Operating Revenues	**115.1**	**90.6**	**27.0%**
Operating Costs	**(148.4)**	**(120.9)**	**22.8%**
Fixed Costs	**(19.5)**	**(22.7)**	**-13.9%**
Transmission and regulatory charges	(11.0)	(11.3)	-2.0%
O&M	(8.5)	(11.4)	-25.6%
Variable Costs	**(98.3)**	**(69.5)**	**41.5%**
Energy Purchase (Reestablishment of commercial backing - FID)	(88.5)	(57.2)	54.8%
Charges Reimbursement	(10.0)	(12.6)	-20.7%
Others	0.2	0.3	-25.1%
Depreciation and Amortization	**(30.6)**	**(28.7)**	**6.6%**
Operating Expenses	**(2.5)**	**(3.8)**	**-33.7%**
SG&A	(2.4)	(3.7)	-34.8%
Depreciation and Amortization	(0.1)	(0.1)	-0.3%
Other Revenue/Expenses	**(0.2)**	**0.0**	**N/A**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**(5.4)**	**(5.2)**	**3.3%**
EBITDA Margin (%)	**-4.7%**	**-5.7%**	**1.1 p.p.**

In 1Q26, gross operating revenues from the solar generation segment totaled R$128.8 million, a R$30.9 million year-over-year increase, reflecting the following factors:

- R$26.0 million variable revenues growth vs. 1Q25, mainly driven by revenues from the spot market, which totaled R$41.2 million in 1Q26. This result stems largely from swap transactions of power purchase agreements between the Futura I Solar Complex and the Trading Company, structured to mitigate the risk of price decoupling between the Brazilian NE and SE/CO submarkets. This revenue offsetting-entry is recorded under Re-establishment of Commercial Backing (FID), thus the net impact of exposure to the submarket spread, considering income and expenses, was negative R$9.9 million in 1Q26; and

- R$5.0 million fixed revenues growth vs. 1Q25, due to the annual price adjustment to power purchase agreements (PPAs).

Fixed costs totaled R$19.5 million in 1Q26, a R$3.1 million year-over-year improvement, mainly reflecting lower O&M costs (-25.6% vs. 1Q25), driven by greater efficiency in asset cost management.

In turn, variable costs totaled R$98.3 million in 1Q26, a R$28.8 million increase versus 1Q25, impacted by the following effects:

- **Committed and unrealized[23] generation and modulation effects**: totaled negative R$42.6 million, primarily due to curtailments at the Futura Solar Complex. In the quarter, the frustrated generation by restriction totaled 52 GWh, an improvement compared to the 81 GWh recorded in 1Q25, but still at high levels. The total impact referring to committed and unrealized generation was negative R$28.1 million in 1Q26. Additionally, the financial impact associated with the modulation of the generation curve and the Solar Complex's contractual commitments was negative R$14.5 million in 1Q26.

Notes

[23] The unrealized frustrated generation mainly derives from curtailments but may also be due to effects such as the Complex's unavailability and irradiance variations.

- **Costs associated with hourly price decoupling between submarkets**, totaled negative R$45.9 million in 1Q26, which resulted in a net negative impact of R$9.9 million on the segment in the quarter, considering revenue offsets, as explained above.

- **Costs related to reimbursement of charges to counterparties** totaled R$10.0 million in 1Q26, due to the terms of the energy contracts signed.

As a result, the solar segment's EBITDA totaled negative R$5.4 million in 1Q26, versus negative R$5.2 million recorded in 1Q25.

Upstream – E&P

This segment is comprised within Eneva S.A. Upstream results (Parnaíba, Amazonas and Paraná Basins), however, are presented separately in this section to simplify the segment's performance analysis.

Income Statement – Upstream	1Q26	1Q25	%
(R$ million)			
Gross Operating Revenues	**386.1**	**158.8**	**143.1%**
Fixed Revenues	**76.5**	**76.5**	**0.0%**
Variable Revenues	**309.6**	**82.3**	**276.0%**
Gas Trading Contract	215.9	66.0	227.4%
Lease Contract	84.9	6.4	N/A
Condensate Sales	8.8	10.0	-11.7%
Deduction from Gross Revenues	**(66.8)**	**(28.7)**	**133.1%**
Net Operating Revenues	**319.3**	**130.2**	**145.3%**
Operating Costs	**(159.5)**	**(68.5)**	**133.0%**
Fixed Costs	**(35.7)**	**(29.5)**	**21.0%**
O&M	(35.7)	(29.5)	21.0%
Variable Costs	**(63.1)**	**(20.7)**	**205.6%**
Royalties	(60.1)	(17.9)	236.0%
Compressors	(3.1)	(2.8)	10.7%
Depreciation and Amortization	**(60.6)**	**(18.2)**	**232.2%**
Operating Expenses	**(67.0)**	**(44.3)**	**51.0%**
Exploration Expenses, Geology and Geophysics (G&G) Geophysics	(62.3)	(39.9)	56.0%
Dry Wells	(43.8)	-	N/A
SG&A	(1.9)	(0.5)	265.8%
Depreciation and Amortization	(2.8)	(3.9)	-29.0%
Other Revenue/Expenses	**0.1**	**(0.2)**	**N/A**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**156.3**	**39.3**	**298.2%**
EBITDA excluding dry wells[24]	**200.1**	**39.3**	**409.6%**
EBITDA Margin excluding dry wells (%)	**62.7%**	**30.2%**	**32.5 p.p.**

In 1Q26, net operating revenue totaled R$319.3 million, an increase of R$189.1 million versus 1Q25, mainly boosted by variable revenues growth, driven by higher volume of gas produced at the Parnaíba Complex and sold to the thermal plants to meet SIN dispatch in 1Q26. In addition, a R$78.5 million increase was recorded in revenues from variable lease contracts for the Parnaíba Complex's thermal power plants, which pass on variable margins to the Upstream segment, reflecting greater generation at the Parnaíba I and III TPPs versus 1Q25.

Operating costs, excluding depreciation and amortization, totaled R$98.9 million, up R$48.7 million over 1Q25, mainly driven by higher costs with Government Interest (royalties), and booking of R$60.1 million in 1Q26, mainly reflecting higher gas production in the period at the Parnaíba Complex, amid a scenario of relatively stable reference prices used to calculate royalties in the quarter-over-quarter comparison. Additionally, the R$6.2 million higher O&M costs resulted from (i) higher personnel costs, due to the increased number of fields under development and the Complex's COD, and (ii) non-recurring higher maintenance costs in the period.

As a result of the effects mentioned above, the segment's fixed margin decreased by R$5.6 million in the year-over-year comparison, totaling R$27.5 million in 1Q26. The variable margin totaled R$192.9 million at the end of 1Q26, R$146.1 million higher than in 1Q25, with the variable unit margin for gas sales (excluding condensate) increasing by 68.4% to R$13.1/MMbtu in 1Q26.

In 1Q26, operating expenses, excluding depreciation and amortization rose by R$23.7 million versus 1Q25 to R$64.2 million, impacted by higher expenditures on Exploration, Geology, and Geophysics, due to costs associated with dry wells totaling R$43.8 million related to two dry wells identified in the Parnaíba Basin, which did not occur in 1Q25. Additionally, the drilling campaign in

Notes

[24] 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.

the Parnaíba Basin, which resumed in 1Q25, included the drilling of two development wells in 1Q26, thereby concluding the campaign in the region.

As a result, the segment's EBITDA totaled R$156.3 million in 1Q26, a R$117.1 million growth compared to 1Q25. Adjusted EBITDA, excluding dry wells, reached R$200.1 million, a R$160.8 million increase over the same period last year.

Depreciation and Amortization totaled negative R$60.6 million in 1Q26, versus negative R$18.2 million in 1Q25. The R$42.4 million year-over-year variation was impacted by a higher base of depreciable assets compared to 1Q25, due to the transfer of assets under construction to assets in service throughout 2025.

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 in Eneva S.A. As of 4Q24, with the effective COD of the liquefaction plant, 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	1Q26	1Q25	%
(R$ million)			
Gross Operating Revenues	**131.9**	**126.4**	**4.4%**
SSLNG Revenue	103.5	95.7	8.1%
Logistics Revenue	28.5	30.7	-7.2%
Deductions from Gross Revenues	**(13.3)**	**(13.3)**	**0.7%**
Net Operating Revenues	**118.6**	**113.2**	**4.8%**
Operating Costs	**(55.7)**	**(57.4)**	**-3.0%**
O&M	(17.4)	(24.0)	-27.5%
Gas Production	(2.2)	(4.4)	-49.9%
Logistics	(6.7)	(12.7)	-46.8%
Others	(6.1)	(10.4)	-41.9%
Depreciation and Amortization	(23.3)	(5.9)	292.2%
Operating Expenses	**(2.7)**	**(2.2)**	**18.9%**
SG&A	(2.6)	(2.2)	18.6%
Depreciation and Amortization	(0.0)	(0.0)	55.7%
Other Revenue/Expenses	**(1.1)**	**(4.1)**	**-73.0%**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**82.5**	**55.4**	**49.0%**
EBITDA Margin (%)	**69.5%**	**48.9%**	**20.6 p.p.**

Net revenue from the Off-Grid Trading segment totaled R$131.9 million in 1Q26, representing an increase of R$5.5 million compared to 1Q25. Of the total gross revenue recorded in the period, R$103.5 million relates to LNG sales contracts, while R$28.5 million is associated with logistics services provided by GNL Brasil. Of this amount, R$13.1 million refers to fixed transportation leasing, and R$15.4 million corresponds to variable revenues from logistics services rendered to the Jaguatirica II TPP and are thus revenues and costs eliminated from the Company's consolidated view, with no impact on EBITDA.

Operating costs, ex-depreciation and amortization in 1Q26 totaled R$32.4 million, consisting mainly of:

(i) R$17.4 million in O&M, of which R$11.5 million relates to the small-scale LNG sales segment. The R$6.6 million reduction in O&M costs compared to 1Q25 was driven by a reversal of R$5.6 million that had been over-accrued in 4Q25, and a R$1.0 million decrease in maintenance inputs;

(ii) R$6.7 million related to logistics services provided by GNL Brasil, with a reduction of R$5.9 million due to lower diesel and vehicle maintenance costs, following the partial replacement of the fleet with LNG-powered vehicles carried out throughout 4Q25; and

(iii) R$6.1 million recorded under Other Costs, with a R$4.4 million decrease due to the volume of third-party fuel purchased in 1Q25 as part of the COD process of the liquefaction plant.

Other Income and Expenses totaled negative R$1.1 million, mainly reflecting the effects of the sale of diesel-powered tractor units currently being replaced by LNG-powered units, with the recognition of the difference between the write-off of fixed assets and the proceeds from the sale. The replacement aims to reduce operating costs, which has already been reflected in results since 4Q25, both through lower third-party fuel costs and reduced vehicle maintenance requirements.

In light of these factors, EBITDA for the Off-Grid Trading segment totaled R$82.5 million. It should be noted that, in 1Q25, the liquefaction plant was still in its operational ramp-up phase, which was only completed in Feb/25. In addition, current EBITDA does not yet fully reflect the contracted volume of the liquefaction plant.

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	1Q26	1Q25	%
(R$ million)			
Net Operating Revenues (ex-Operations)	**1,587.9**	**1,086.3**	**46.2%**
Operating Costs (ex-Operations)	**(1,531.6)**	**(997.4)**	**53.6%**
Power Acquired for Resale	(1,528.6)	(993.8)	53.8%
Others	(3.0)	(3.6)	-16.7%
Net Revenues/Expenses MtM Var. (ex-Operations)	**(36.3)**	**(15.3)**	**136.6%**
Net effect of Structured Operations	**-**	**-**	**N/A**
Net Revenues from Structured Operations	711.1	312.9	-127.2%
Structured Operations Costs	(526.7)	(867.1)	-39.3%
Structured Operations MtM Effect	(184.4)	554.1	N/A
Operating Expenses	**(12.6)**	**(15.6)**	**-19.6%**
SG&A	(11.7)	(15.2)	-22.8%
Depreciation and Amortization	(0.9)	(0.5)	79.7%
Other Revenue/Expenses	**(0.0)**	**(0.3)**	**-99.8%**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**8.4**	**58.1**	**-85.6%**
EBITDA Margin (%)	**0.4%**	**4.2%**	**-3.8 p.p.**

The 1Q26 result was impacted by the offsetting effects of structured power purchase agreements executed in 4Q25 as part of the Company's working capital management. These transactions resulted in a negative impact of R$184.4 million on the mark-to-market of energy futures contracts ("MtM"), mitigated by a positive impact of the same amount on the quarter's trading margin, thus having a nil effect on EBITDA.

Excluding the effects of structured operations, the trading margin totaled R$56.3 million in 1Q26, a R$32.6 million reduction compared to a trading margin of R$88.9 million in 1Q25.

The MtM (ex-Structured Operations) totaled negative R$36.3 million in 1Q26, mainly reflecting the book operations write-off, which positively impacted current trading margin.

As a result, the segment's EBITDA totaled R$8.4 million in 1Q26, versus R$58.1 million recorded in 1Q25.

The net position (Asset account balances - Liability account balances) of the fair value of the energy trading contracts recorded at the end of the quarter was R$763.9 million, and reflects the sum of the differences between the value of the contracted prices of the closed positions and the value of the current market prices at each maturity, net of PIS/COFINS, carried to present value[25].

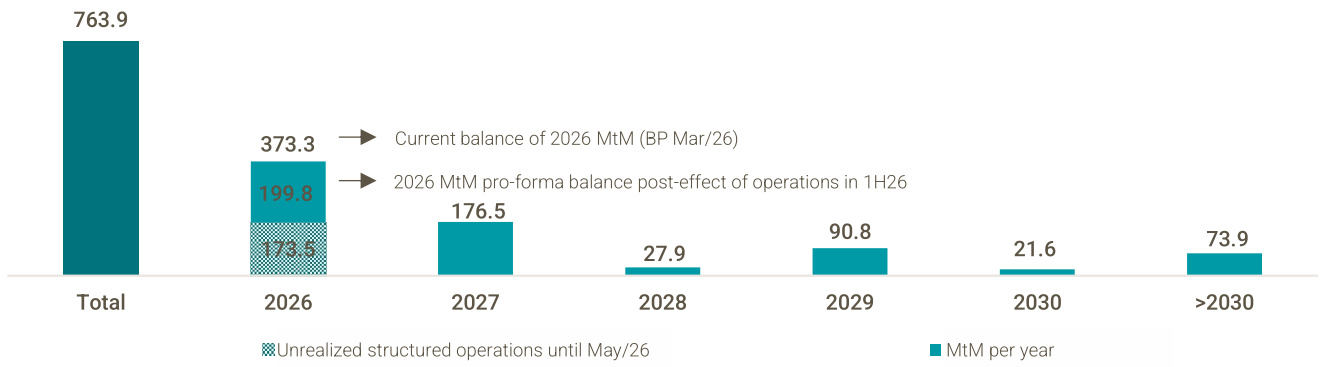
The annual breakdown of the net fair value position of energy trading contracts, according to each contract maturity, can be seen in the chart below. The chart also shows the temporary and one-off impact of the operations carried out in 4Q25, the effects of which will be fully re-established, with full offset in May 2026.

Notes

[25] 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.

Fair Value of Trading Contracts Distributed By Year

(R$ million)



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.

Income Statement – Holding & Others	1Q26	1Q25	%
(R$ million)			
Net Operating Revenues	**-**	**0,0**	**N/A**
Operating Costs	**-**	**(0.1)**	**N/A**
Depreciation and Amortization	-	-	N/A
Operating Expenses	**(90.7)**	**(76.9)**	**17.9%**
SG&A	(65.3)	(54.9)	19.0%
SOP/Long Term Incentive (ILP)	(25.4)	(22.0)	15.2%
Depreciation and Amortization	**(118.5)**	**(225.9)**	**-47.6%**
Capital Gain, Loss & Goodwill	(93.4)	(220.5)	-57.6%
Other Revenue/Expenses	**(9.2)**	**(18.8)**	**-51.1%**
Equity Income[1]	**455.8**	**370.7**	**22.9%**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**356.0**	**275.0**	**29.4%**
EBITDA ex-Equity Income	**(99.8)**	**(95.7)**	**4.3%**

In 1Q26, the Holding & Other segment recorded operating expenses, excluding depreciation and amortization, of R$90.7 million, R$13.7 million higher than in 1Q25, mainly reflecting an increased headcount to support the Company's growth.

"Other Revenue/Expenses" totaled negative R$9.2 million in 1Q26, a R$9.6 million decline over 1Q25, due to lower consulting fees, attorney's fees, and other expenses related to the Company's growth initiatives, including acquisition integration costs and other M&A transactions-related expenses.

As a result, considering the aforementioned effects, the segment's EBITDA, excluding Equity Income (which is almost entirely eliminated in the Company's consolidated view), totaled negative R$99.8 million.

In 1Q26, Depreciation and Amortization line was mainly impacted by R$93.4 million expenses related to the amortization of capital gains and losses, and goodwill, with the following non-deductible effects for IRPJ/CSLL purposes: **(i)** R$18.9 million related to goodwill amortization, referring to Celse acquisition; and **(ii)** R$8.0 million amortization of capital gains and losses of Tevisa and Povoação. It is worth noting that the year-over-year decline in this line reflects the termination of PCS contracts, which were part of the non-linear amortization curve, resulting in a change in the amortization rate for these assets as of 1Q26.

CONSOLIDATED FINANCIAL RESULT

Net Financial Result	1Q26	1Q25	%
(R$ million)			
Financial Revenues	**181.0**	**238.0**	**-23.9%**
Income from Financial Investments	117.0	138.3	-15.4%
Fines and Interest Earned	46.0	22.3	106.1%
Interest from Related Parties	0.0	1.0	-98.0%
Others	18.0	76.4	-76.4%
Financial Expenses	**(720.9)**	**(870.3)**	**-17.2%**
Debt Charges [26]	(41.1)	(54.8)	-24.9%
Interest on Debentures	(264.9)	(258.5)	2.5%
Monetary Variation	(202.2)	(244.4)	-17.2%
Interest on Lease and Other [27]	(63.4)	(68.9)	-8.0%
Net FX Variation	31.5	(5.0)	N/A
Commissions and Financial Brokerage	(6.2)	(15.2)	-59.2%
IOF/IOC	(15.5)	(5.6)	176.1%
Appropriation of Present Value Adjustment on Receivables Anticipation	(112.2)	(121.7)	-7.8%
Others	(46.9)	(96.3)	-51.3%
Non-cash FX variation on lease	**131.0**	**306.4**	**-57.2%**
Non-cash swap mark-to-market variation	**(22.9)**	**72.6**	**N/A**
Net Financial Result	**(431.7)**	**(253.3)**	**70.4%**
Net Financial Result adjusted to exclude one-off and non-cash effects [28]	**(539.9)**	**(632.3)**	**-14.6%**

Note that both periods booked specific recurring and non-recurring effects with no cash effect, hindering the analysis of financial performance. The main effects are:

- **FX Variation on Leases**: recognition in 1Q26 of a R$131.0 million (non-cash) foreign exchange impact recorded on the U.S. dollar-denominated lease liability related to the FSRU charter of the Porto de Sergipe I TPP (IFRS 16), reflecting the appreciation of the Brazilian Real over the period. Since 4Q25, the Company has been applying hedge accounting to this lease, whereby the hedge operation considers the U.S. dollar-denominated costs arising from the FSRU lease contract and the portion of the Company's revenues — primarily from the Off-Grid segment — also indexed to the U.S. dollar, aiming at mitigating the net impact recognized in income. In comparison, this item recorded R$ 306.4 million in FX variation on leases in 1Q25, reflecting the full recognition of the effect of the greater depreciation of the U.S. dollar in 1Q25 compared to the immediately preceding period, in a context where hedge accounting had not yet been adopted; and
- **Mark-to-Market of Swaps**: recognition of negative R$22.9 million in 1Q26, reflecting the result of swaps executed during the period, primarily related to receivables anticipation transactions from the Porto de Sergipe I, Itaqui and Pecém II TPPs, aimed at converting the original exposure from a fixed rate to CDI. In 1Q25, a positive amount of R$ 72.6 million was recorded in this line, reflecting the decline in the DI forward curve. Note that the financial expense of CDI-linked debt is naturally hedged by cash yields from the Company's financial investments.

Notes

[26] Includes amortization of transaction costs.
[27] Interest on commercial leases, pursuant to IFRS16/CPC 06. Also includes interest on abandonment provision and interest on related parties.
[28] 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).

Excluding the effects mentioned above, adjusted financial result would total negative R$539.9 million in 1Q26, versus negative R$632.3 million in 1Q25, a R$92.4 million year-over-year improvement, mainly reflecting:

- **Monetary Variation**: booking of negative R$202.2 million in 1Q26, R$42.1 million lower than in 1Q25, reflecting the decrease in the accumulated IPCA in the year-over-year comparison (1Q26: 1.92% vs. 1Q25: 2.04%);
- **Net FX Variation**: total of R$31.5 million in 1Q26, versus negative R$5.0 million in 1Q25, reflecting a positive year-over-year variation of R$36.6 million, mainly due to a one-off effect of adjustment to FX variation related to a previously provisioned amount of foreign currency-denominated liabilities from equipment suppliers; and
- **Fines and Interest Received**: booking of R$46.0 million in 1Q26, a R$23.7 million increase compared to the amount recorded in 1Q25, mainly reflecting the receipt of amounts resulting from contractual penalties imposed on one of the Company's suppliers during the quarter, related to delays in the delivery schedule for services and equipment for the construction of the liquefaction plant in Maranhão.

CAPEX

Capex	1Q26	4Q25	3Q25	2Q25	1Q25	2025
(R$ million)						
Coal-Fired Generation	**5.8**	**27.7**	**14.1**	**15.7**	**16.0**	**73.5**
Pecém II	3.6	16.2	7.9	11.4	1.4	37.0
Itaqui	2.2	11.5	6.1	4.3	14.5	36.5
Oil-fired Generation	**0.4**	**16.3**	**13.3**	**15.7**	**0.4**	**45.7**
Gas-fired Generation	**48.1**	**60.7**	**47.5**	**38.6**	**35.0**	**181.7**
Parnaíba I[29]	4.2	3.8	1.4	3.2	0.8	9.2
Parnaíba II	29.5	10.3	12.0	13.7	9.3	45.3
Parnaíba III[30]	-	-	-	-	-	-
Parnaíba IV	-	0.1	0.3	0.1	-	0.4
Parnaíba V[29]	5.5	11.1	9.9	17.4	4.6	43.0
Parnaíba VI[30]	-	8.1	19.4	2.8	20.0	50.2
Fortaleza TPP	0.1	(0.3)	0.6	0.7	0.3	1.3
Espírito Santo TPPs	8.8	27.8	4.0	0.7	-	32.4
Sergipe Hub	**13.5**	**81.6**	**78.5**	**7.2**	**(2.4)**	**165.0**
Azulão-Jaguatirica	**32.2**	**32.8**	**55.7**	**19.9**	**7.3**	**115.6**
Azulão 950	**929.5**	**739.0**	**839.0**	**639.8**	**528.7**	**2,746.6**
E&P	21.7	7.0	6.7	25.1	28.5	67.3
TPP	907.8	732.0	832.2	614.7	500.2	2,679.2
Futura 1	**0.3**	**2.0**	**1.0**	**5.1**	**1.5**	**9.6**
Upstream	**190.0**	**111.0**	**284.1**	**233.7**	**77.8**	**706.6**
Development[31]	156.6	62.7	203.6	196.3	45.4	507.9
Exploration[31]	33.4	48.4	80.5	37.4	32.4	198.6
Gas-Fired Liquefaction Plants	**41.3**	**173.6**	**72.3**	**58.5**	**35.9**	**340.3**
Gas-Fired Liquefaction Plants – Maranhão (1st and 2nd trains)	3.2	66.2	16.4	36.2	35.9	154.7
Gas-Fired Liquefaction Plants – Maranhão (3rd train)	38.2	107.3	55.9	22.4	-	185.6
New Projects – 2026 Auction[32]	**728.7**	**717.7**	**73.7**	**544.7**	**143.7**	**1,479.8**
Holding and Other[33]	**64.8**	**120.9**	**87.6**	**21.7**	**17.1**	**247.2**
Total	**2,054.5**	**2,083.4**	**1,566.6**	**1,600.5**	**861.1**	**6,111.7**

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

In 1Q26, Capex totaled R$2,054.5 million, 92% of which was allocated to the Company's main projects and the Upstream development, as detailed below:

- **Azulão 950:** total Capex of R$929.5 million in 1Q26, R$710.9 million of which went towards construction and assembly services conducted at the TPP, GTU, substation and gas pipelines, including from civil works activities to commissioning. In addition, the equipment line totaled R$131.9 million in the quarter, with R$81.6 million related to contract milestones and R$50.3 million referring to logistics costs and turbine commissioning.
- **2026 Auction:** R$728.7 million was invested in 1Q26 intended for the development of new projects awarded at the auction. Of this amount, R$655.1 million was invested to cover contracts with Siemens and GE, relating to advance payments for contractual milestones regarding the turbines for the thermal plants in the Sergipe, Ceará, and Southeast Hubs, and another R$8.2 million was allocated to the start of construction and assembly services.

Notes

[29] Parnaíba I capex is reported separately from that of Parnaíba V.
[30] Parnaíba III capex is reported separately from that of Parnaíba VI.
[31] 2Q25 and 1Q25 figures have been restated for better quarter-over-quarter comparison, due to the change in classification between lines.
[32] This line is no longer reported in Holding & Other 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.
[33] Line adjusted in 1Q26 to eliminate the amounts related to the three new projects awarded under the 2026 Auction.

- **Upstream:** Investments related to development and exploration activities (ex-Azulão 950) totaled R$190.0 million in 1Q26. Concerning exploration activities, investments totaled R$33.4 million, related to the drilling of an exploration well in Maranhão by Eneva Explorer drilling rig. With regard to development activities, investments totaled R$156.6 million. Of this amount, R$129.7 million went towards the development of the Gavião Belo and Gavião Mateiro fields, while R$97.1 million was set aside to the EPC contractor responsible for building the production station and R$32.2 million associated with milestones in the gas pipeline construction contract and the purchase of various equipment. Additionally, R$15.3 million was earmarked to the drilling of two development wells in the Parnaíba Basin.
- **3rd Train of Gas Liquefaction Plants in Maranhão:** For the 3rd train project, R$38.2 million was invested during the quarter. Of this amount, R$29.7 million referred to the EPC contractor responsible for the project's implementation and for plant inspection activities, while R$8.5 million was set aside to acquire various equipment and general expenses.

In 1Q26, the amounts invested in **Sustaining,** referring to current operations totaled R$103.4 million. Of this total, investments were mainly concentrated in the Azulão-Jaguatirica Integrated System, Parnaíba II TPP and Sergipe Hub. R$32.2 million was invested in the Azulão-Jaguatirica Integrated System in 1Q26, out of which R$22.6 million went towards scheduled maintenance of the turbines and the GTU, while the remaining R$9.5 million referred to the purchase of equipment and spare parts. At Parnaíba II TPP, R$29.5 million was invested, of which R$15.0 million referred to scheduled major of turbines, R$10.3 million to general scheduled maintenance at the plant, and the remaining amount was earmarked to spare parts expenses. Finally, the amounts invested in the Sergipe Hub totaled R$13.5 million, of which R$ 9.0 million were allocated to technical support contracts and another R$4.4 million referred to the corrective replacement of the transformer.

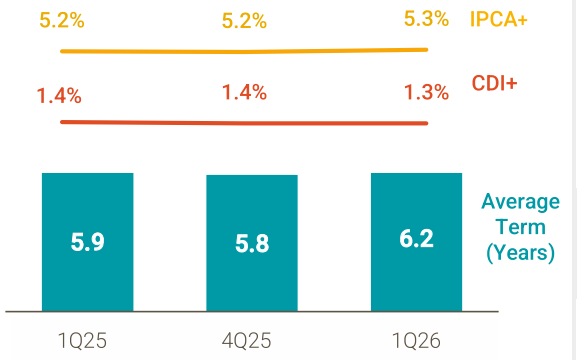
The amounts invested in **Holding & Others** (excluding the amounts allocated to the 2026 Auction projects) totaled R$64.8 million in 1Q26. Of this total, R$17.2 million went towards project development, while R$28.1 million were set aside for personnel expenses and IT projects. The remaining R$19.5 million was earmarked to the Company's various corporate initiatives.

INDEBTEDNESS

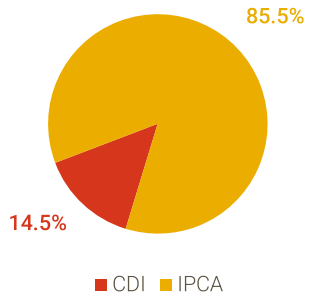
Debt Profile

At the end of 1Q26, consolidated gross debt (net of the balance of escrow accounts linked to financing agreements and transaction costs) totaled R$21,969 million, compared to R$19,606 million in Dec/25, and R$19,202 million in Mar/25.

Average Term and Cost of Debt
(Years and % p.y.)[34]



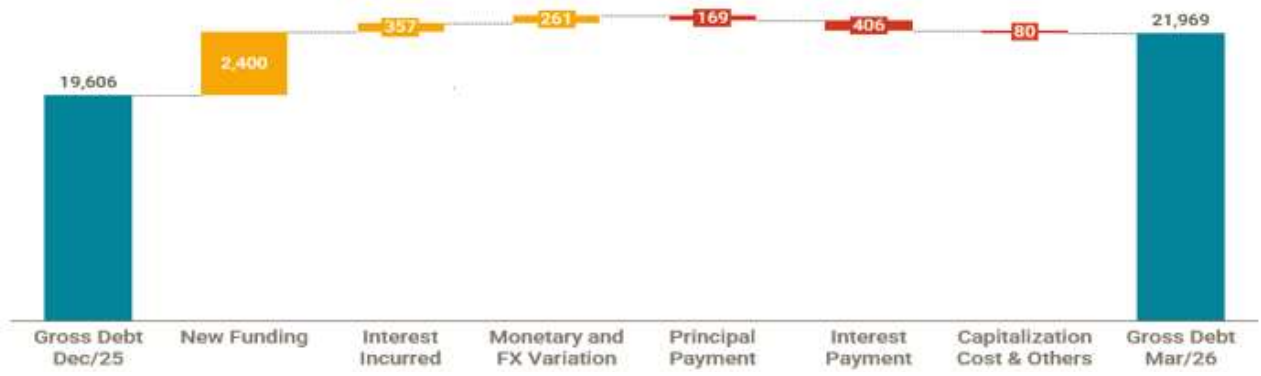
Debt Profile 1Q26
(%)[34]



At the end of March 2026, the average maturity of consolidated debt was nearly 6.2 years, with longer terms compared to 4Q25 and 1Q25. The average spread[34] on debts indexed to the IPCA was 5.3%. The average spread of CDI-indexed debt was 1.3% in 1Q26, posting a slight decline compared to 4Q25 and 1Q25.

Gross Debt Evolution

Gross Debt Evolution
(R$ million)[35]



The main effects behind the changes in gross debt in 1Q26 were:

- R$2.4 billion raised in Feb/26 through the 14th issuance of Eneva debentures, as disclosed in the Notice to the Market, split into two tranches: (i) first tranche, totaling R$1.5 billion, maturing in January 2036, with average IPCA rate + 6.71% p.y.; and (ii) second tranche, totaling R$900 million, maturing in Jan/41, with average IPCA rate + 6.67% p.y.;
- Payments of principal, interest and the release of escrow accounts totaling R$575 million;

Notes

[34] 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.
[35] The amounts of principal and interest payments also include the amounts recorded or released (paid) from escrow accounts.

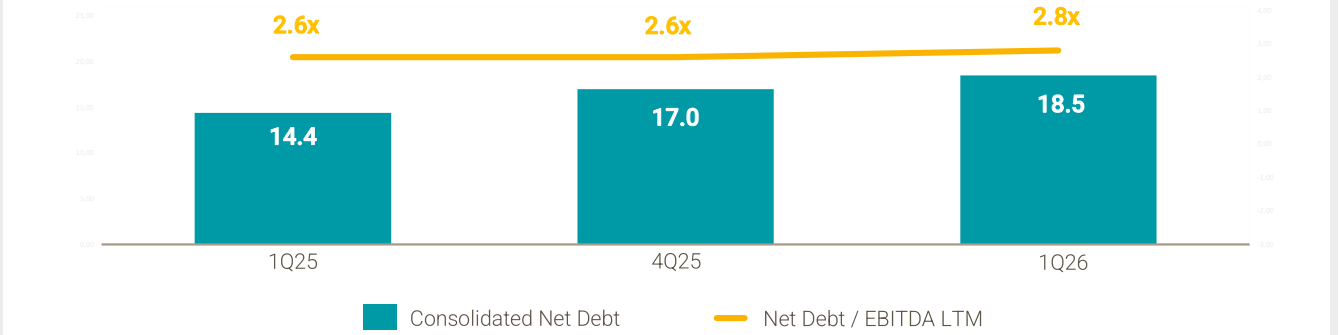
- Interest accrued on debentures and financing, increasing gross debt by R$357 million; and
- Monetary and FX variation, totaling R$261 million in 1Q26.

Net Debt and Leverage

At the end of 1Q26, the cash balance (which includes cash, cash equivalents and marketable securities) totaled R$3,502 million, an R$851 million increase compared to the R$2,651 million registered in 4Q25. In the year-over-year comparison, a R$1,264 million decline was recorded versus R$4,766 million in 1Q25.

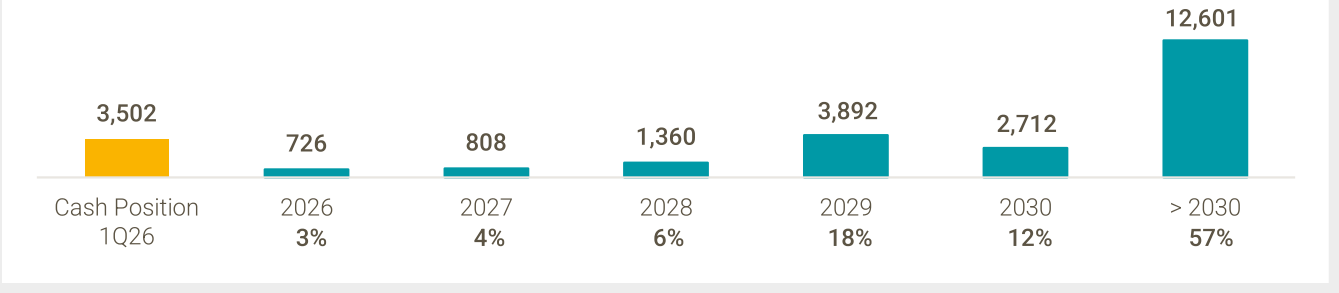
Consolidated net debt totaled R$18,467 million at the end of 1Q26, with leverage, as measured by the net debt/EBITDA LTM ratio, of 2.8x.

Consolidated Net Debt and Leverage
(R$ billion and Net Debt/EBITDA)



At the end of 1Q26, Eneva's debt maturities[36] were mostly concentrated in the medium and long term, particularly as of 2029, as shown in the graph below.

Debt Maturity Schedule (Principal)
(R$ million)[36]



Notes

[36] The flow in question considers only the value of the debt principal, disregarding transaction costs, escrow accounts and accrued interest.

CAPITAL MARKETS

ENEV3	1Q26	4Q25	1Q25
Number of shares – end of period	1,936,973,658	1,936,973,658	1,932,591,767
Share price – end of period (R$/share)	24.54	20.18	11.83
Traded shares (Million) – daily average	20.0	9.7	9.9
Financial volume (R$ Million) – daily average	351.1	155.7	103.1
Market cap – end of period (R$ Million)[37]	47,014	38,661	22.605
Enterprise Value – end of period (R$ Million)[38]	65,481	55,616	37.041

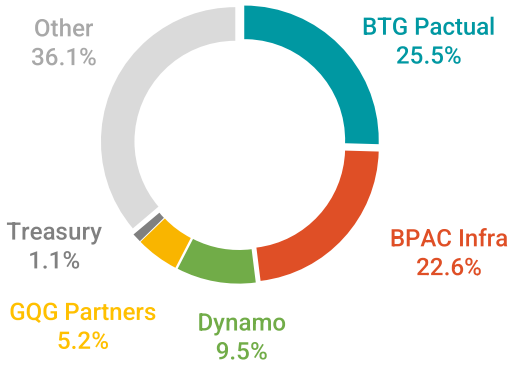
Ownership Structure

At the end of March 2026, Eneva's share capital consisted of 1,936,973,658 common shares, with 98.75% of free float [39]. The shareholder composition is detailed below.

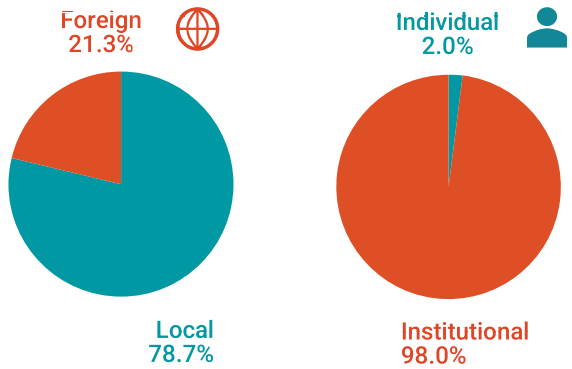
Eneva Shareholder Profile

On March 31st, 2026

Main Shareholders
(%)



Shareholders
(By Type)



Notes

[37] Disregards the value of treasury shares at the closing price for the period.
[38] 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. 1Q25 amounts were changed to exclude treasury shares, based on market cap.
[39] Free float calculation excludes treasury shares and shares held by management.

ESG ENVIRONMENTAL, SOCIAL & GOVERNANCE

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

With a focus on transparency and quality of information provided, the Integrated Report and the ESG Indicator Notebook were assured by specialized independent auditors, following the recommendations of the Brazilian Securities and Exchange Commission (CVM). To access the latest documents, **click here**.

ESG KEY INDICATORS

In 2020, following the publication of the 2019 Sustainability Report, the Company started to quarterly update its sustainability indicators, measured in each period. The interactive spreadsheet with all the indicators presented by ENEVA is available on the Company's Investor Relations website and can be accessed **here**.

EXHIBITS INCOME STATEMENT TABLES BY SEGMENT

Income Statement – 1Q26	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	**977.0**	**215.4**	**38.5**	**1,230.8**	**386.1**	**(404.9)**	**1,212.0**	**1,284.7**	**377.4**	**111.2**	**128.8**	**2,320.3**	**131.9**	**-**	**(354.8)**	**5,211.5**
Deductions from Gross Revenues	(98.0)	(13.6)	(4.6)	(116.1)	(66.8)	73.0	(109.9)	(154.4)	(38.6)	(11.8)	(13.7)	(242.0)	(13.3)	-	54.6	(529.2)
Net Operating Revenues	**879.0**	**201.8**	**33.9**	**1,114.7**	**319.3**	**(331.9)**	**1,102.0**	**1,130.3**	**338.8**	**99.4**	**115.1**	**2,078.3**	**118.6**	**-**	**(300.2)**	**4,682.3**
Operating Costs	**(617.4)**	**(113.1)**	**(52.7)**	**(783.2)**	**(159.5)**	**321.7**	**(621.1)**	**(765.5)**	**(256.6)**	**(48.6)**	**(148.4)**	**(2,058.2)**	**(55.7)**	**-**	**306.2**	**(3,648.0)**
Depreciation & amortization	(71.6)	(41.3)	(11.3)	(124.2)	(60.6)	-	(184.8)	(100.1)	(94.3)	(13.4)	(30.6)	-	(23.3)	-	7.7	(438.9)
Operating Expenses 1	**(9.0)**	**(4.5)**	**(1.1)**	**(14.6)**	**(67.0)**	**1.9**	**(79.7)**	**(3.0)**	**(7.7)**	**(1.8)**	**(2.5)**	**(12.6)**	**(2.7)**	**(209.1)**	**(2.8)**	**(321.8)**
SG&A and Exploration Expenses 2 3	(8.6)	(4.4)	(1.1)	(14.1)	(64.2)	1.9	(76.4)	(3.0)	(7.1)	(1.6)	(2.4)	(11.7)	(2.6)	(90.7)	(1.9)	(197.3)
Depreciation & amortization	(0.5)	(0.1)	-	(0.5)	(2.8)	-	(3.3)	(0.0)	(0.6)	(0.2)	(0.1)	(0.9)	(0.0)	(118.5)	(0.9)	(124.5)
Other revenues/expenses	**(2.6)**	**255.8**	**(0.0)**	**253.2**	**0.1**	**-**	**253.3**	**175.5**	**(3.7)**	**(0.0)**	**(0.2)**	**(0.0)**	**(1.1)**	**(9.2)**	**38.5**	**453.1**
Equity Income	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(340.8)**	**(340.8)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**455.8**	**(153.5)**	**(38.6)**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**322.0**	**381.4**	**(8.6)**	**694.8**	**156.3**	**(349.2)**	**501.9**	**637.5**	**165.7**	**62.6**	**(5.4)**	**8.4**	**82.5**	**356.0**	**(118.5)**	**1,690.6**
Net Financial Result	(30.4)	(14.2)	(0.1)	(44.6)	(12.2)	-	(56.8)	79.9	(22.2)	0.7	(2.0)	0.8	(9.7)	(426.6)	4.2	(431.7)
EBT	**219.6**	**325.9**	**(20.0)**	**525.4**	**80.7**	**(349.2)**	**256.9**	**617.3**	**48.5**	**49.7**	**(38.0)**	**8.4**	**49.4**	**(189.1)**	**(107.6)**	**695.4**
Current Taxes	(31.0)	(7.2)	-	(38.3)	-	-	(38.3)	-	(1.8)	(1.9)	-	(5.0)	(1.0)	(0.1)	-	(47.9)
Deferred Taxes	(8.8)	(6.8)	-	(15.6)	-	-	(15.6)	-	(9.7)	(0.8)	26.1	45.0	0.0	(56.8)	-	(11.8)
Net Income end of Period	**179.7**	**311.8**	**(20.0)**	**471.5**	**80.7**	**(349.2)**	**203.0**	**617.3**	**37.1**	**47.0**	**(12.0)**	**48.4**	**48.5**	**(246.0)**	**(107.6)**	**635.7**
Net Result - Minoritary Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**113.0**	**113.0**
Eneva Net income	**179.7**	**311.8**	**(20.0)**	**471.5**	**80.7**	**(349.2)**	**203.0**	**617.3**	**37.1**	**47.0**	**(12.0)**	**48.4**	**48.5**	**(246.0)**	**(220.6)**	**522.7**

1 - The Holding and Other column also includes costs and expenses associated with the Fortaleza Thermal Power Plant, with an impact of - R$ 2.2 million on EBITDA in 4Q25 and - R$ 2.7 million in 4Q24.
2 - Operating Expenses include, in addition to general and administrative expenses and depreciation and amortization, expenses and expenditures related to Upstream exploration activities.
3 - SG&A also includes expenses related to long-term incentives.

Income Statement – 1Q25	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	**618.2**	**206.5**	**665.7**	**1,490.5**	**158.8**	**(131.0)**	**1,518.3**	**1,145.8**	**281.0**	**0.6**	**97.8**	**2,089.4**	**126.4**	**-**	**(350.9)**	**4,908.5**
Deductions from Gross Revenues	(75.1)	(11.2)	(113.2)	(199.5)	(28.7)	21.7	(206.5)	(109.8)	(29.0)	(0.4)	(7.2)	(151.4)	(13.3)	-	32.6	(484.9)
Net Operating Revenues	**543.1**	**195.4**	**552.5**	**1,290.9**	**130.2**	**(109.3)**	**1,311.8**	**1,036.0**	**252.0**	**0.2**	**90.6**	**1,938.0**	**113.2**	**-**	**(318.3)**	**4,423.6**
Operating Costs	**(337.3)**	**(101.1)**	**(121.9)**	**(560.3)**	**(68.5)**	**109.3**	**(519.4)**	**(680.8)**	**(132.8)**	**(40.9)**	**(120.9)**	**(1,864.4)**	**(57.4)**	**(0.1)**	**314.6**	**(3,102.0)**
Depreciation & amortization	(57.2)	(35.4)	(10.0)	(102.7)	(18.2)	-	(120.9)	(98.4)	(57.0)	(13.5)	(28.7)	-	(5.9)	-	7.4	(316.9)
Operating Expenses 1	**(8.4)**	**(5.5)**	**(1.5)**	**(15.3)**	**(44.3)**	**2.8**	**(56.9)**	**(3.9)**	**(6.6)**	**(6.6)**	**(3.8)**	**(15.6)**	**(2.2)**	**(302.8)**	**(6.4)**	**(404.9)**
SG&A and Exploration Expenses 2 3	(8.1)	(5.5)	(1.5)	(15.0)	(40.4)	2.8	(52.7)	(3.9)	(6.2)	(3.4)	(3.7)	(15.2)	(2.2)	(76.9)	(2.8)	(166.9)
Depreciation & amortization	(0.3)	(0.0)	(0.0)	(0.3)	(3.9)	-	(4.2)	(0.0)	(0.3)	(3.2)	(0.1)	(0.5)	(0.0)	(225.9)	(3.7)	(238.0)
Other revenues/expenses	**(0.6)**	**(0.1)**	**0.4**	**(0.3)**	**(0.2)**	**-**	**(0.6)**	**78.6**	**1.3**	**(0.0)**	**0.0**	**(0.3)**	**(4.1)**	**(18.8)**	**1.7**	**57.9**
Equity Income	-	-	-	-	-	**(111.6)**	**(111.6)**	-	-	-	-	-	-	**370.7**	**(260.9)**	**(1.7)**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**254.3**	**124.1**	**439.6**	**818.0**	**39.3**	**(108.8)**	**748.5**	**528.3**	**171.3**	**(30.6)**	**(5.2)**	**58.1**	**55.4**	**275.0**	**(273.0)**	**1,527.8**
Net Financial Result	(40.6)	(22.0)	(2.1)	(64.8)	241.9	-	177.2	(37.1)	(31.1)	2.6	(9.1)	(0.2)	(11.7)	(348.0)	4.1	(253.3)
EBT	**156.2**	**66.7**	**427.4**	**650.3**	**259.1**	**(108.8)**	**800.5**	**392.9**	**82.9**	**(44.7)**	**(43.0)**	**57.5**	**37.7**	**(298.9)**	**(265.1)**	**719.6**
Current Taxes	(17.8)	(4.5)	(20.2)	(42.5)	-	-	(42.5)	-	(4.0)	1.4	(3.6)	(17.6)	(2.1)	(0.0)	-	(68.3)
Deferred Taxes	(7.5)	(5.4)	(2.2)	(15.1)	-	-	(15.1)	-	(13.1)	0.1	2.6	(20.1)	(0.9)	(135.8)	-	(182.4)
Net Income end of Period	**130.9**	**56.7**	**405.0**	**592.7**	**259.1**	**(108.8)**	**742.9**	**392.9**	**65.8**	**(43.3)**	**(44.1)**	**19.8**	**34.7**	**(434.7)**	**(265.1)**	**468.8**
Net Result - Minoritary Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**84.5**	**84.5**
Eneva Net income	**130.9**	**56.7**	**405.0**	**592.7**	**259.1**	**(108.8)**	**742.9**	**392.9**	**65.8**	**(43.3)**	**(44.1)**	**19.8**	**34.7**	**(434.7)**	**(349.6)**	**384.4**

1 - The Holding and Other column also includes costs and expenses associated with the Fortaleza Thermal Power Plant, with an impact of - R$ 2.2 million on EBITDA in 4Q25 and - R$ 2.7 million in 4Q24.
2 - Operating Expenses include, in addition to general and administrative expenses and depreciation and amortization, expenses and expenditures related to Upstream exploration activities.
3 - SG&A also includes expenses related to long-term incentives.



ENEVA S.A.
Praia de Botafogo, 501 – Torre Corcovado, room 404 B
Rio de Janeiro, RJ | ZIP Code: 22250-040
ri@eneva.com.br | ri.eneva.com.br