DIVULGAÇÃO DE
RESULTADOS 3T26

eneva

Teleconferência de Resultados do 3T26

Quinta-feira, 12 de novembro de 2026
10h00 (BRT) / 08 a.m. (US EST)
Clique Aqui para se inscrever na teleconferência



ri.eneva.com.br

ENEV3 NOVO MERCADO

B3 BRASIL BOLSA BALCÃO

Rio de Janeiro, 11 de novembro 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 terceiro trimestre findo em 30 de setembro de 2026 ("3T26"). 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 TERCEIRO TRIMESTRE DE 2026

- **EBITDA totaliza R$ 1.407 milhões no 3T26,** aumento frente ao 2T26 com o início de 5 novos contratos regulados;
- **Fluxo de Caixa Operacional (FCO) atinge R$ 1.728 milhões,** o segundo maior da série histórica da Companhia; e
- **COD da UTE Azulão I e início dos CRCAPs das usinas térmicas a gás no ES entre jul/26 e ago/26.**

DESTAQUES 3T26

- EBITDA Consolidado de R$ 1.407 milhões no 3T26, -R$ 416 milhões *vs.* 3T25, reflexo, principalmente, do encerramento dos contratos do PCS das usinas do Espírito Santo (ES), do processo de desconsolidação e venda das UTEs a carvão e de impactos contábeis de provisão (não caixa) relacionada ao *riser* em ambos os períodos, sendo parcialmente mitigada pelo reconhecimento e recebimento do acordo consensual para encerramento do fornecimento de GNL para a Vale S.A.;
- Início dos contratos regulados das UTEs a gás natural do ES referentes aos Leilões de Reserva de Capacidade (LRCAP) 2021 e 2026 entre jul/26 e ago/26, adicionando EBITDA de R$ 66 milhões no 3T26, sem ainda refletir um trimestre completo de receitas fixas;
- COD da UTE Azulão I em ago/26, primeiro ativo do Complexo Azulão a entrar em operação, com 295 MW contratados no LRCAP 2021 por 15 anos, já registrando EBITDA de R$ 50 milhões no 3T26, sendo quase R$ 30 milhões referentes à geração fora de mérito de apenas 12 dias de despacho por c.12 horas/dia (28 GWh). A UTE foi despachada novamente a partir do 4T26 por razão elétrica, já acumulando c.85 GWh entre out/26 e primeiros 10 dias de nov/26;
- Início dos contratos regulados dos ativos de Geração a Óleo entre ago/25 e out/25, contribuindo com EBITDA de R$ 57 milhões no 3T26, comparado ao EBITDA de -R$ 4 milhões no 3T25;
- EBITDA da Mesa de Gás (*On-grid*) totaliza R$ 163 milhões no 3T26, aumento de R$ 135 milhões *vs.* 3T25, impulsionado pelas operações oportunísticas nos mercados de gás e GNL, aproveitando portfólio de contratos e arbitragens de preços;
- Conclusão das operações de venda da UTE Pecém II em ago/26, com recebimento de R$ 748 milhões e parcela contingente que poderá chegar a R$ 149 milhões, e de permuta para alienação da UTE Itaqui, com a consolidação de 100% de participação da Eneva no Hub Ceará, o recebimento de R$ 365 milhões e parcela contingente que poderá chegar a R$ 467 milhões. A venda das UTEs a carvão representa marco importante na evolução da estratégia de gestão de portfólio da Eneva;
- Recebimento de R$ 340 milhões relacionado ao encerramento antecipado de contrato no segmento *Off-Grid*, atingindo o *payback* do trem de liquefação em menos de 24 meses de operação e proporcionando tempo para o desenvolvimento estruturado da comercialização do volume disponível;
- Segundo maior FCO da série histórica, impulsionado pelo resultado operacional dos ativos, atingindo R$ 1.728 milhões no 3T26, com geração de caixa total de R$ 4.259 milhões suportada também pelas captações do período e conclusão da venda de Pecém II;
- Conclusão de operação de *liability management* no 3T26 que envolveu a recolocação a mercado de R$ 2,4 bilhões de debêntures da Eneva S.A. anteriormente mantidas em tesouraria, e a liquidação antecipada de cerca de R$ 1,4 bilhão em debêntures com menor *duration*, contribuindo também para alinhar o perfil do endividamento da Companhia ao principal indexador de suas receitas (IPCA);
- Celebração de nova operação de antecipação de recebíveis referente às receitas fixas da UTE Porto de Sergipe I dos CCEARs referentes ao período de jan/30 até dez/35, com recursos líquidos de R$ 3 bilhões, considerando taxa *all-in* de DI+0,81% a.a.;
- Alavancagem (Dívida Líquida/EBITDA 12 meses) em 3,0x ao final do 3T26, com espaço no balanço para absorver crescimento contratado;
- Como eventos subsequentes ao trimestre, vale destacar:
  - Seis blocos exploratórios no Complexo Parnaíba arrematados na Oferta Permanente da ANP por R$ 1,5 milhão em out/26;
  - Celebração, em out/26, de novo acordo de investimento com o Itaú, envolvendo aporte de R$ 1,8 bilhão na Eneva III por meio da aquisição de ações preferenciais, com opção de recompra pela Eneva a partir de 2031;
  - Assinatura de contratos com a Vports, concluída em nov/26, com definição de localidade do Hub Sudeste em área de atuação da SUDENE no Espírito Santo, e confirmação de que a Eneva deterá 100% de participação em seus dois novos hubs no Ceará e Espírito Santo.

PRINCIPAIS INDICADORES

Consolidado (R$ milhões)[1]	3T26	3T25	Var.	9M26	9M25	Var.
Receita Operacional Líquida	3.235,6	4.428,0	-26,9%	11.893,7	12.365,6	-3,8%
EBITDA ICVM 527/12	**1.407,0**	**1.822,9**	**-22,8%**	**4.336,3**	**5.019,1**	**-13,6%**
Margem EBITDA (%)	43,5%	41,2%	2,3 p.p.	36,5%	40,6%	-4,1 p.p.
Resultado Líquido Eneva	322,9	351,7	-8,2%	876,8	1.100,6	-20,3%
Investimentos (Competência)[2]	1.773,7	1.552,6	14,2%	5.402,5	3.982,4	35,7%
Fluxo de Caixa Operacional	1.728,0	1.965,2	-12,1%	4.920,0	4.352,1	13,1%
Dívida Líquida (R$ Bilhões)[3]	17,3	15,5	11,5%	-	-	-
Dívida Líquida/EBITDA últimos 12M[4]	**2,97 x**	**2,68 x**	**0,29 x**	**-**	**-**	**-**

Notas

[1] Os resultados consolidados apresentados nesse documento incluem o segmento de Geração a Carvão. Nas ITRs, por sua vez, em decorrência do desinvestimento e do consequente tratamento contábil aplicável às operações descontinuadas, os resultados desse segmento não são apresentados nas linhas da DRE, sendo reconhecidos em Operações Descontinuadas, conforme Nota Explicativa 3.1.

[2] Desconsidera o CAPEX das UTEs Pecém II e Itaqui, após as desconsolidações dos ativos da Eneva ao final do 1T26 e no 3T26, no âmbito do processo de venda. Para melhor comparabilidade, o CAPEX das UTEs foi excluído dos demais períodos.

[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] Considera EBITDA acumulado conforme ICVM 527/12 dos últimos 12 meses (LTM). No 3T25, considera também o resultado LTM dos ativos adquiridos no 4T24, inclusive pré-aquisição, conforme condições de *covenants* aprovadas pelos credores da Companhia nas AGDs de 2022.

DESEMPENHO OPERACIONAL

Dados Operacionais

Upstream	3T26	2T26	1T26	4T25	3T25
Parnaíba					
Produção (Bi m³ de gás natural)	**0,42**	0,42	0,45	0,63	0,63
Reservas remanescentes (Bi m³ de gás natural)	**36,6**	37,1	37,5	37,9	35,0
Amazonas					
Produção (Bi m³ de gás natural)	**0,06**	0,05	0,06	0,06	0,06
Reservas remanescentes (Bi m³ de gás natural)	**9,4**	9,5	9,5	9,6	9,6

Comercialização de Gás *Off-Grid*: *SSLNG*	3T26	2T26	1T26	4T25	3T25
Parnaíba					
Volume produzido (MM m³ de gás natural)[5]	**19,2**	21,8	16,5	15,1	15,8
Volume faturado (MM m³ de gás natural)[6]	**19,4**	30,5	35,8	37,8	36,6

Geração Térmica a Gás no Parnaíba	3T26	2T26	1T26	4T25	3T25
UTE Parnaíba I					
Disponibilidade (%)	**99%**	99%	99%	97%	100%
Despacho (%)	**27%**	56%	43%	84%	78%
Geração Líquida (GWh)	**377**	789	598	1.114	1.070
Geração Bruta (GWh)	**402**	828	628	1.161	1.114
UTE Parnaíba II					
Disponibilidade (%)	**98%**	44%	94%	96%	100%
Despacho (%)[7]	**86%**	31%	85%	97%	91%
Geração Líquida (GWh)	**935**	333	904	997	989
Geração Bruta (GWh)	**981**	349	953	1.044	1.036
UTE Parnaíba III e Parnaíba VI					
Disponibilidade (%)	**100%**	92%	98%	95%	100%
Despacho (%)	**71%**	46%	52%	62%	81%
Geração Líquida (GWh)	**406**	256	284	346	460
Geração Bruta (GWh)	**426**	270	300	364	483
UTE Parnaíba IV					
Disponibilidade (%)	**100%**	100%	96%	100%	100%
Despacho (%)	**0%**	27%	7%	2%	26%
Geração Líquida (GWh)	**0**	32	8	2	31
Geração Bruta (GWh)	**0**	32	9	2	32
UTE Parnaíba V					
Disponibilidade (%)	**100%**	99%	45%	60%	60%
Despacho (%)	**29%**	59%	30%	54%	46%
Geração Líquida (GWh)	**221**	440	220	388	341
Geração Bruta (GWh)	**235**	468	236	418	367

Notas

[5] 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*.
[6] O volume faturado poderá ser diferente do volume produzido devido a eventuais cláusulas de *take-or-pay*, refletindo os valores mínimos contratuais.
[7] O período de inflexibilidade contratual da UTE Parnaíba II foi estabelecido em 100% no mês de janeiro e 100% entre agosto e dezembro para os anos de 2025 e 2026.

Geração Térmica a Gás em Roraima	3T26	2T26	1T26	4T25	3T25
UTE Jaguatirica II					
Disponibilidade (%)	**65%**	100%	98%	96%	100%
Despacho (%)	**46%**	60%	80%	71%	78%
Geração Líquida (GWh)	**122**	157	208	196	207
Geração Bruta (GWh)	**128**	166	217	205	217

Geração Térmica a Gás no Azulão 950	3T26	2T26	1T26	4T25	3T25
UTE Azulão I					
Disponibilidade (%)	**100%**[8]	-	-	-	-
Despacho (%)	**4%**	-	-	-	-
Geração Líquida (GWh)	**32**	-	-	-	-
Geração Bruta (GWh)	**33**	-	-	-	-

Geração Térmica a Gás – Combustível de Terceiros	3T26	2T26	1T26	4T25	3T25
UTE Porto de Sergipe I (Hub Sergipe)					
Disponibilidade (%)	**100%**	97%	98%	95%	88%
Despacho (%)	**0%**	0%	27%	52%	1%
Geração Líquida (GWh)	**4**	2	894	1.682	43
Geração Bruta (GWh)	**4**	2	938	1.756	46
UTEs Viana 1, Povoação 1, LORM e LORM 1[9]					
Disponibilidade (%)[10]	**100%**	N/A	94%	99%	100%
Despacho (%)	**1%**	0%	0%	45%	1%
Geração Líquida (GWh)	**5**	1	2	347	7
Geração Bruta (GWh)	**5**	1	2	349	7

Geração Térmica a Carvão[11]	3T26	2T26	1T26	4T25	3T25
UTE Itaqui					
Disponibilidade (%)	**46%**	28%	70%	94%	96%
Despacho (%)	**1%**	2%	19%	57%	32%
Geração Líquida (GWh)	**3**	15	126	369	226
Geração Bruta (GWh)	**3**	17	144	418	256
Estoque Total de Carvão - Início de Período (Mil ton)	**121,7**	129,0	97,8	52,7	153,8
Estoque Total de Carvão - Final de Período (Mil ton)	**120,4**	121,7	129,0	97,8	52,7

Geração Térmica a Óleo	3T26	2T26	1T26	4T25	3T25
UTEs Viana e Geramar I e II					
Disponibilidade (%)	**98%**	100%	100%	100%	99%
Despacho (%)	**0%**	0%	0%	0%	0%
Geração Líquida (GWh)	**1**	0	1	0	0
Geração Bruta (GWh)	**1**	0	1	0	0

Notas

[8] O indicador de disponibilidade do 3T26 da UTE Azulão I considera dados apenas após o COD em 04/08/26, sendo 100,0% em ago/26 e 99,1% em set/26.

[9] Os números históricos de 2025 consideram os contratos regulados do CCEAR da UTE LORM e do PCS Viana 1, encerrados em 31/12/2025 e os contratos do PCS Povoação 1 e LORM 1, encerrados em 10/01/2026. A UTE LORM teve seu contrato regulado referente ao LRCAP 2021 iniciado em 1º de jul/26 e as demais usinas tiveram seus contratos regulados referentes ao LRCAP 2026 iniciados em 1º de ago/26.

[10] No início do 2T26, em atendimento à solicitação da Eneva, a ANEEL declarou a suspensão da operação comercial das usinas Viana 1, Povoação 1, LORM e LORM 1 até o início dos seus respectivos contratos regulados. Esses contratos entraram em vigor em jul/26 no caso de LORM e em ago/26 das demais UTEs. Dessa forma, para fins de comparabilidade, o cálculo da disponibilidade média do 3T26 desconsidera a disponibilidade registrada em jul/26 para os ativos que ainda se encontravam com a operação comercial suspensa nesse período.

[11] A partir do 2T26, com a desconsolidação de Pecém II da Eneva S.A. no âmbito de seu processo de venda (concluído em 31 de ago/26), a referida usina foi retirada da abertura do segmento de Geração Térmica a Carvão no Release Operacional, para promover maior comparabilidade do desempenho entre os períodos. Adicionalmente, considerando o processo de venda em andamento de Itaqui, esta deixou de ser consolidada pela Eneva S.A. a partir de set/26, de forma que os dados apresentados no 3T26 são referentes apenas a julho e agosto. Para visualizar os dados operacionais individuais históricos de ambos os ativos, acesse a Planilha de Dados Operacionais Trimestrais, disponibilizada em https://ri.eneva.com.br/informacoes-financeiras/planilhas-interativas/.

Geração Solar	3T26	2T26	1T26	4T25	3T25
Complexo Solar Futura 1					
Disponibilidade (%)	**99%**	99%	98%	98%	98%
Fator de Capacidade (%)[12,13]	**31%**	26%	28%	32%	32%
Geração Frustrada por Restrição (GWh)	**-141**	-87	-58	-131	-173
Geração Bruta pós Restrição (GWh)[13]	**329**	305	351	350	311
Geração Líquida (GWh)	**320**	296	340	338	301

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

[12] Fator de capacidade tem como objetivo 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).
[13] Os dados de Geração Bruta pós Restrição e de Fator de Capacidade referentes aos trimestres de 2025 foram revisados retroativamente para considerar também os volumes de geração destinados ao consumo interno.

DESEMPENHO FINANCEIRO

Consolidado[14]	3T26	3T25	%	9M26	9M25	%
(R$ Milhões)						
Receita Operacional Líquida	**3.235,6**	**4.428,0**	**-26,9%**	**11.893,7**	**12.365,6**	**-3,8%**
Custos Operacionais	**(2.041,4)**	**(2.556,3)**	**-20,1%**	**(7.721,4)**	**(7.088,4)**	**8,9%**
Despesas Operacionais	**(189,6)**	**(187,8)**	**1,0%**	**(578,7)**	**(550,5)**	**5,1%**
SG&A	(170,3)	(111,5)	52,7%	(478,4)	(356,4)	34,2%
SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)	(37,0)	(22,2)	67,0%	(159,2)	(72,0)	121,1%
Demais despesas	(133,3)	(89,4)	49,1%	(319,2)	(284,3)	12,3%
Despesas com Exploração, G&G	(19,3)	(76,2)	-74,7%	(100,3)	(194,1)	-48,3%
Poços secos e PCLD	-	(17,4)	N/A	(43,8)	(48,1)	-9,0%
Custos com Depreciação e Amortização	**(389,7)**	**(499,3)**	**-22,0%**	**(1.189,3)**	**(1.244,6)**	**-4,4%**
Despesas com Depreciação e Amortização	**(117,6)**	**(261,0)**	**-55,0%**	**(368,3)**	**(732,4)**	**-49,7%**
Mais-Valias, Menos-Valias e Ágio	(95,2)	(217,8)	-56,3%	(286,0)	(664,6)	-57,0%
Outras Receitas/Despesas	**401,8**	**138,5**	**190,2%**	**742,5**	**290,7**	**155,4%**
Equivalência Patrimonial	**0,7**	**0,5**	**35,3%**	**0,3**	**1,7**	**-84,1%**
EBITDA ICVM 527/12	**1.407,0**	**1.822,9**	**-22,8%**	**4.336,3**	**5.019,1**	**-13,6%**
Resultado Financeiro Líquido	(420,7)	(373,0)	12,8%	(1.489,3)	(878,1)	69,6%
EBT	**479,1**	**689,6**	**-30,5%**	**1.289,5**	**2.163,9**	**-40,4%**
Impostos Correntes	(46,1)	(88,9)	-48,1%	(148,6)	(194,0)	-23,4%
Impostos Diferidos	15,0	(56,0)	N/A	105,7	(470,4)	N/A
Resultado Líquido do Período	**447,9**	**544,7**	**-17,8%**	**1.246,6**	**1.499,5**	**-16,9%**
Resultado Líquido Participações Minoritárias	125,1	193,0	-35,2%	369,8	398,9	-7,3%
Resultado Líquido Eneva	**322,9**	**351,7**	**-8,2%**	**876,8**	**1.100,6**	**-20,3%**

A Eneva encerrou o 3T26 com EBITDA Consolidado de R$ 1.407 milhões, redução de 23% frente ao mesmo período de 2025. A variação refletiu, principalmente, o encerramento dos contratos regulados do Procedimento Competitivo Simplificado de 2021 ("PCS 2021") das usinas a gás do Espírito Santo, a menor necessidade de despacho termelétrico no país e a desconsolidação contábil do resultado das UTEs Pecém II e Itaqui da Eneva S.A. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo recebimento, em jul/26, de R$ 340 milhões como parte do acordo consensual para encerramento de contrato de fornecimento de GNL no segmento de Comercialização de *Gás Off-Grid*, pelo início de novos contratos regulados no período e pelos resultados expressivos de comercialização de gás e energia.

Os principais destaques que impulsionaram o EBITDA Consolidado no 3T26 em comparação ao 3T25 foram:

- Incremento de R$ 316 milhões no EBITDA do segmento de Gás *Off-Grid*, refletindo principalmente os recursos recebidos no contexto do encerramento antecipado do contrato com a Vale S.A.;
- Aumento de R$ 60 milhões no EBITDA das usinas a óleo, cujos contratos regulados do LRCAP 2021 foram antecipados para ago/25 e para out/25, e, portanto, estavam apenas parcialmente vigentes no 3T25; e
- Contribuição de R$ 50 milhões no EBITDA proveniente da UTE Azulão I, refletindo o início da operação comercial do ativo e de seu contrato regulado em ago/26.

Por outro lado, a dinâmica positiva do EBITDA no 3T26 foi mais que compensada pelos seguintes fatores:

- Redução de R$ 391 milhões no EBITDA no segmento de Geração a Gás de Terceiros, em função, principalmente, do encerramento dos contratos regulados do PCS das UTEs do ES entre dez/25 e jan/26 até o início dos novos CRCAPs ao longo do 3T26;
- Retração de R$ 178 milhões no EBITDA dos segmentos *Upstream* e das UTEs da Geração a Gás - Complexo Parnaíba, refletindo principalmente o menor patamar de despacho observado no período;
- Despesa não caixa de R$ 119 milhões no segmento Hub Sergipe no 3T26, relacionada à reversão do mesmo valor positivo contabilizado no 3T25, referente ao ressarcimento do sinistro relacionado à falha do *riser*, ocorrida no 4T24;

Notas

[14] Os resultados consolidados apresentados nesse documento incluem o segmento de Geração a Carvão. Nas ITRs, por sua vez, em decorrência do desinvestimento e do consequente tratamento contábil aplicável às operações descontinuadas, os resultados desse segmento não são apresentados nas linhas da DRE, sendo reconhecidos em Operações Descontinuadas, conforme Nota Explicativa 3.1.

- Redução de R$ 86 milhões do EBITDA da UTE Jaguatirica II, em função de paradas programadas ao longo do 3T26; e
- Queda de R$ 71 milhões na comparação anual no EBITDA do segmento de Geração a Carvão, decorrente da desconsolidação da UTE Pecém II ao final do 1T26 e da UTE Itaqui ao final de ago/26.

As rubricas de Depreciação e Amortização ("D&A") apresentaram uma redução de R$ 253 milhões na comparação com o 3T25, refletindo, principalmente: **(i)** a desconsolidação da UTE Pecém II e da UTE Itaqui, com impacto de -R$ 98 milhões; e **(ii)** a redução da mais-valia de Linhares, Tevisa e Povoação a partir de dez/25, com o encerramento dos contratos do PCS.

O resultado financeiro líquido totalizou -R$ 421 milhões no 3T26, um aumento de despesas de R$ 48 milhões em relação ao mesmo período de 2025. Essa variação é resultado de diversos efeitos, com destaque para o aumento de R$ 46 milhões em despesas relacionadas à apropriação de AVP na antecipação de recebíveis, refletindo o início da apropriação da nova operação da UTE Porto de Sergipe I.

No 3T26, o total de tributos correntes e diferidos foi de -R$ 31 milhões, uma melhora de R$ 114 milhões na comparação com o mesmo período de 2025. A variação é sobretudo decorrente da redução de R$ 71 milhões da rubrica de tributos diferidos, refletindo o maior reconhecimento de créditos tributários, com destaque para a constituição de créditos fiscais diferidos sobre prejuízo fiscal e base negativa de CSLL na Controladora. Os impostos correntes, por sua vez, reduziram R$ 43 milhões na comparação dos períodos, associados ao menor patamar de despacho do período.

Diante dos efeitos apresentados acima, o lucro líquido da Eneva no 3T26 totalizou R$ 323 milhões, frente a R$ 352 milhões no 3T25.

FLUXO DE CAIXA CONSOLIDADO

Fluxo de Caixa Livre	3T26	3T25	Var. Abs.	9M26	9M25	Var.
(R$ Milhões)						
Posição de Caixa Início de Período[15]	**2.536,9**	**3.855,8**	**(1.318,9)**	**2.650,9**	**3.866,3**	**(1.215,4)**
(+) Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais (FCO)	**1.728,0**	**1.965,2**	**(237,1)**	**4.920,0**	**4.352,1**	**568,0**
EBITDA ICVM 527/12	1.407,0	1.822,9	(415,9)	4.336,3	5.019,1	(682,7)
Var. Capital de Giro	243,0	227,6	15,5	459,5	(280,1)	739,6
Imposto de Renda e Contribuição Social	(45,5)	(57,0)	11,6	(140,5)	(190,5)	50,0
Var. Outros ativos e Passivos	123,4	(28,3)	151,7	264,8	(196,3)	461,1
(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento (FCI)	**(1.317,2)**	**(1.523,1)**	**205,9**	**(5.058,0)**	**(3.911,4)**	**(1.146,7)**
(+) Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento (FCF)	**3.848,0**	**(360,7)**	**4.208,7**	**4.282,8**	**(369,8)**	**4.652,6**
Captações/Desembolsos Dívida	3.340,1	726,8	2.613,4	5.843,7	2.526,1	3.317,6
Recebimento Recursos Antecipação de Recebíveis	3.000,0	-	N/A	3.000,0	-	N/A
Amortização de Principal[16]	(1.460,5)	(497,1)	(963,3)	(1.718,1)	(954,6)	(763,5)
Amortização de Juros[16]	(539,8)	(399,2)	(140,6)	(1.338,3)	(1.132,2)	(206,2)
Arrendamento Mercantil	(112,6)	(100,3)	(12,3)	(320,2)	(303,4)	(16,8)
Outros	(379,3)	(90,8)	(288,4)	(1.184,2)	(505,7)	(678,5)
(=) Geração de Caixa Total	**4.258,8**	**81,4**	**4.177,5**	**4.144,8**	**70,9**	**4.073,9**
Posição de Caixa Final de Período[15]	**6.795,7**	**3.937,3**	**2.858,4**	**6.795,7**	**3.937,3**	**2.858,4**

O fluxo de caixa operacional ("FCO") totalizou R$ 1.728 milhões no 3T26, impulsionado pelo resultado operacional do trimestre e pelos seguintes efeitos positivos:

- Variação de Capital de Giro positiva em R$ 243 milhões, refletindo a combinação de diferentes efeitos, com destaque para os rendimentos de aplicações financeiras e provisões e valores não-caixa negativos reconhecidos em EBITDA; e
- Variação de Outros Ativos e Passivos de R$ 123 milhões, contemplando, principalmente, contrapartida para o valor não-caixa negativo reconhecido em EBITDA referente à baixa da provisão de ressarcimento do sinistro do *riser* do Hub Sergipe.

O fluxo de caixa de atividades de investimento ("FCI") apresentou saída de caixa total de R$ 1.317 milhões no 3T26, como resultado de: **(i)** R$ 1.593 milhões em desembolsos direcionados principalmente aos projetos em construção da Companhia, com destaque para os projetos contratados no LRCAP 2026, ao projeto Azulão 950, à construção do terceiro trem da planta de liquefação no Parnaíba e ao desenvolvimento dos campos no Parnaíba e no Amazonas; **(ii)** R$ 395 milhões de impacto negativo no fluxo referente à desconsolidação do caixa da controlada Itaqui, classificada como ativo mantido para venda ao final de ago/26; **(iii)** R$ 77 milhões em *earn-outs* pagos a contrapartes no trimestre, com o atingimento de marcos contratuais no período; **(iv)** parcialmente mitigados pelo recebimento de R$ 748 milhões referentes à conclusão da venda de 100% das ações da Pecém II Geração de Energia S.A. em ago/26.

O fluxo de caixa de financiamento ("FCF") totalizou entrada líquida de caixa de R$ 3.848 milhões no 3T26, decorrente de:

- Captações de dívida somando R$ 3.340 milhões, detalhadas na seção de Endividamento, sendo cerca de 70% relativas à recolocação a mercado de debêntures mantidas até então em tesouraria da Eneva, no contexto da iniciativa de *liability management*, e a desembolsos junto ao BNB, BASA e BB/FDA para os principais projetos em construção;
- Entrada de caixa referente à nova antecipação parcial de recebíveis da UTE Porto de Sergipe I realizada em ago/26, no montante de R$ 3.000 milhões;
- Pagamentos de principal, juros e liberação de depósitos vinculados referentes aos financiamentos da Companhia, no total de R$ 2.000 milhões, sendo 70% do montante direcionado a resgates antecipados de dívidas concluídos no 3T26, seguindo o processo de *liability management* e os cronogramas de pagamento previstos contratualmente;
- R$ 379 milhões na linha de "Outros", principalmente, para **(i)** pagamentos de R$ 269 milhões em principal e juros relacionados à antecipação parcial de recebíveis das UTEs Porto de Sergipe I e Itaqui (esta última até set/26); e **(ii)** R$ 80 milhões em custos de captações de processos de financiamento no período; e
- R$ 113 milhões em arrendamento mercantil, sendo R$ 80 milhões referentes às operações do Hub Sergipe.

Dessa forma, a Eneva encerrou o 3T26 com saldo de caixa livre consolidado de R$ 6.796 milhões, com geração de caixa de R$ 4.259 milhões frente ao saldo de caixa livre do 2T26.

Notas

[15] Inclui caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários.
[16] 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[17]	3T26	3T25	%	9M26	9M25	%
(R$ Milhões)						
Receita Operacional Bruta	**765,0**	**1.066,0**	**-28,2%**	**2.712,4**	**2.477,9**	**9,5%**
Receita Fixa	**574,5**	**544,7**	**5,5%**	**1.718,5**	**1.636,7**	**5,0%**
Receita Variável	**190,6**	**521,3**	**-63,4%**	**993,9**	**841,2**	**18,2%**
Contratual	99,0	348,6	-71,6%	717,5	475,1	51,0%
Mercado de curto prazo	91,5	172,8	-47,0%	276,4	366,0	-24,5%
Exportação	3,5	42,7	-91,9%	56,4	104,5	-46,1%
Trading	7,5	(5,2)	N/A	16,8	31,6	-46,9%
Lastro (FID)	-	2,1	N/A	-	7,9	N/A
Outros	80,6	133,1	-39,5%	203,3	222,0	-8,5%
Deduções sobre a Receita Bruta	**(76,4)**	**(121,6)**	**-37,2%**	**(284,0)**	**(278,7)**	**1,9%**
Devolução de Receita Fixa	(0,4)	(15,2)	-97,6%	(12,8)	(30,5)	-58,1%
Receita Operacional Líquida	**688,7**	**944,4**	**-27,1%**	**2.428,4**	**2.199,2**	**10,4%**
Custos Operacionais	**(481,4)**	**(651,5)**	**-26,1%**	**(1.665,5)**	**(1.426,6)**	**16,7%**
Custo Fixo	**(180,9)**	**(166,4)**	**8,7%**	**(520,6)**	**(481,8)**	**8,1%**
Transmissão e encargos regulatórios	(70,7)	(64,3)	10,0%	(198,4)	(175,9)	12,8%
O&M	(40,4)	(32,7)	23,6%	(116,6)	(97,7)	19,3%
Arrendamento fixo UTG	(69,7)	(69,4)	0,4%	(205,6)	(208,2)	-1,2%
Custo Variável	**(217,2)**	**(418,9)**	**-48,2%**	**(918,5)**	**(759,9)**	**20,9%**
Gás Natural	(178,9)	(265,8)	-32,7%	(544,6)	(444,4)	22,6%
Distribuidora	(13,7)	(20,7)	-33,7%	(41,8)	(34,0)	23,0%
Arrendamento variável UTG	(3,0)	(68,9)	-95,6%	(93,6)	(91,9)	1,8%
Trading[18]	(6,9)	(16,4)	-58,2%	(55,6)	(65,7)	-15,4%
Lastro (FID) / Ressarcimento	(10,0)	(42,7)	-76,6%	(170,9)	(111,6)	53,1%
Outros	(4,7)	(4,4)	6,5%	(11,9)	(12,2)	-2,2%
Depreciação e amortização	**(83,4)**	**(66,3)**	**25,8%**	**(226,4)**	**(185,0)**	**22,4%**
Despesas Operacionais	**(11,6)**	**(7,3)**	**58,8%**	**(28,4)**	**(23,7)**	**20,1%**
SG&A	(11,2)	(7,0)	60,3%	(27,1)	(22,8)	18,9%
Depreciação e amortização	(0,4)	(0,3)	26,7%	(1,3)	(0,9)	52,0%
Outras Receitas/Despesas	**(6,6)**	**42,6**	**N/A**	**(14,0)**	**40,2**	**N/A**
EBITDA ICVM 527/12	**272,9**	**394,7**	**-30,9%**	**948,2**	**974,9**	**-2,7%**
Margem EBITDA (%)	**39,6%**	**41,8%**	**-2,2 p.p.**	**39,0%**	**44,3%**	**-5.3 p.p.**

As receitas fixas do Complexo Parnaíba apresentaram crescimento de 5,5% no 3T26 em relação ao 3T25, reflexo, principalmente, da antecipação do CRCAP da UTE Parnaíba IV para out/25 e do reajuste contratual anual das usinas do Complexo.

Os custos fixos totalizaram R$ 180,9 milhões no 3T26, um aumento de 8,7% *versus* o 3T25, decorrente de dois fatores principais: **(i)** o reajuste nas despesas com TUST ocorrido no 3T26, impactado pela intensificação do sinal locacional na tarifa de transmissão; e **(ii)** aumento pontual dos custos com O&M em função da parada programada da UTE Parnaíba II.

Notas

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

Como resultado, a margem fixa das usinas do Complexo Parnaíba totalizou R$ 336,6 milhões no 3T26, um crescimento de R$ 12,6 milhões em relação ao 3T25, equivalente a uma margem EBITDA fixa de 65,0% no período.

A receita variável, por sua vez, somou R$ 190,6 milhões no período, uma redução de R$ 330,8 milhões em relação ao 3T25, sobretudo decorrente do menor despacho médio registrado no 3T26.

Os custos variáveis, por consequência, somaram R$ 217,2 milhões no 3T26, redução de R$ 201,7 milhões frente ao 3T25, sobretudo em função de:

- Redução de R$ 159,5 milhões em custos com gás natural, distribuidora, arrendamento variável e outros custos de geração, acompanhando o menor volume de energia gerada;
- Redução de R$ 32,7 milhões nos custos com compra de energia (FID);
- Redução de R$ 9,6 milhões nos custos com as operações de *trading* estruturadas com a comercializadora de energia, refletindo os menores patamares de PLD ao longo do trimestre.

É importante destacar que, em ambos os períodos, as UTEs Parnaíba II e VI operaram principalmente por inflexibilidade contratual e, portanto, sem reconhecimento de receitas de geração. Com isso, a margem variável total das usinas do Complexo Parnaíba somou resultado negativo de R$ 45,9 milhões no 3T26.

Adicionalmente, no 3T25, a rubrica de "Outras Receitas/Despesas" foi beneficiada pelo montante de R$ 45,9 milhões contabilizado em função de decisão favorável da ANEEL sobre o excludente de responsabilidade pelo atraso da entrada em operação comercial da UTE Parnaíba III e recomposição de prazo do seu CCEAR.

Como resultado dos efeitos mencionados acima, o EBITDA do Complexo Parnaíba alcançou R$ 272,9 milhões no 3T26, frente a R$ 394,7 milhões no 3T25.

Já a rubrica de "Depreciação/Amortização" registrou crescimento de R$ 17,2 milhões na comparação dos períodos, em função da reavaliação dos critérios de depreciação dos ativos, executada no 4T25, sem efeito caixa, e do aumento da base de imobilizado em serviço refletindo os investimentos relacionados à conclusão da *Major Overhaul* de usina do segmento.

▸ Geração Térmica a Gás no Complexo Azulão

Este segmento é composto pelo resultado do ativo UTE Azulão I, contabilizado na controlada Azulão I Geração de Energia S.A., cuja operação comercial iniciou em 04 de ago/26, sendo o primeiro ativo a entrar em operação no Complexo Azulão.

Com o início da operação comercial da UTE Azulão I, a Companhia passou a segregar os resultados do ativo a partir do 3T26, os quais anteriormente eram consolidados no segmento de "*Holding* e Outros". Para melhor comparabilidade, os resultados dos períodos anteriores também foram retirados do segmento "*Holding* e Outros" e passam a constar nessa seção.

DRE – Geração Azulão I	3T26	3T25	%	9M26	9M25	%
(R$ Milhões)						
Receita Operacional Bruta	**81,3**	**-**	**N/A**	**100,5**	**-**	**N/A**
Receita Fixa	**43,3**	**-**	**N/A**	**43,3**	**-**	**N/A**
Receita Variável	**38,0**	**-**	**N/A**	**57,3**	**-**	**N/A**
Mercado de curto prazo	38,0	-	N/A	57,3	-	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	**(8,4)**	**-**	**N/A**	**(10,2)**	**-**	**N/A**
Receita Operacional Líquida	**72,8**	**-**	**N/A**	**90,3**	**-**	**N/A**
Custos Operacionais	**(28,5)**	**-**	**N/A**	**(39,0)**	**-**	**N/A**
Custo Fixo	**(17,4)**	**-**	**N/A**	**(22,8)**	**-**	**N/A**
Transmissão e encargos regulatórios	(9,3)	-	N/A	(14,6)	-	N/A
O&M	(8,1)	-	N/A	(8,2)	-	N/A
Custo Variável	**(4,4)**	**-**	**N/A**	**(9,6)**	**-**	**N/A**
Gás Natural	(2,0)	-	N/A	(7,0)	-	N/A
Distribuidora	(2,4)	-	N/A	(2,6)	-	N/A
Trading	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	-	-	N/A	0,0	-	N/A
Depreciação e amortização	**(6,7)**	**-**	**N/A**	**(6,7)**	**-**	**N/A**
Despesas Operacionais	**(0,9)**	**-**	**N/A**	**(0,9)**	**-**	**N/A**
SG&A	(0,9)	-	N/A	(0,9)	-	N/A
Depreciação e amortização	-	-	N/A	-	-	N/A
Outras Receitas/Despesas	**(0,2)**	**-**	**N/A**	**(0,2)**	**-**	**N/A**
EBITDA ICVM 527/12	**49,9**	**-**	**N/A**	**56,8**	**-**	**N/A**
Margem EBITDA (%)	**68,5%**	**-**	**N/A**	**62,9%**	**-**	**N/A**

No 3T26, a receita operacional bruta do ativo totalizou R$ 81,3 milhões, composta por (i) R$ 43,3 milhões de receitas fixas, referentes a cerca de 2 meses de operação, após o COD em ago/26; e (ii) R$ 38,0 milhões de receitas variáveis, sendo R$ 37,6 milhões referentes aos despachos solicitados pelo ONS, que se mantiveram no início do 4T26.

Os custos operacionais no 3T26 somaram R$ 21,9 milhões, excluindo depreciação e amortização, sendo:

(i) R$ 17,4 milhões de custos fixos, dos quais R$ 9,3 milhões são referentes a TUST. Os demais R$ 8,1 milhões são referentes aos custos com O&M, refletindo apenas o período em que o ativo estava em operação comercial;

(ii) R$ 4,4 milhões de custos variáveis associados à geração ao longo do 3T26, incluindo também custos retroativos contabilizados no período referente à geração para comissionamento no 2T26. Considerando os custos variáveis totais do período, a margem variável da usina no 3T26 foi de R$ 29,6 milhões.

Vale destacar que os valores registrados no acumulado do ano incluem os valores contabilizados anteriormente ao COD do ativo, sobretudo, associados à geração por comissionamento realizada em jun/26 e aos custos com TUST.

Considerando os fatores descritos acima, o EBITDA referente aos primeiros meses de operação da UTE Azulão I atingiu R$ 49,9 milhões e uma margem EBITDA de 68,5%, impulsionado, sobretudo, pelo resultado dos despachos ocorridos logo após o início da operação comercial da usina.

▸ 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[19]	3T26	3T25	%	9M26	9M25	%
(R$ Milhões)						
Receita Operacional Bruta	**190,4**	**205,6**	**-7,4%**	**606,3**	**616,0**	**-1,6%**
Receita Fixa	**155,2**	**148,3**	**4,7%**	**465,7**	**444,8**	**4,7%**
Receita Variável	**35,2**	**57,3**	**-38,6%**	**140,7**	**171,1**	**-17,8%**
Contratual	35,2	57,3	-38,6%	140,7	171,1	-17,8%
Deduções sobre a Receita Bruta	**(73,7)**	**(9,5)**	**679,7%**	**(96,1)**	**(31,6)**	**203,8%**
Indisponibilidade (Ressarcimento)	(65,4)	0,2	N/A	(68,3)	(2,8)	N/A
Receita Operacional Líquida	**116,7**	**196,1**	**-40,5%**	**510,2**	**584,3**	**-12,7%**
Custos Operacionais	**(108,5)**	**(99,0)**	**9,6%**	**(321,8)**	**(310,4)**	**3,7%**
Custo Fixo	**(34,7)**	**(20,9)**	**65,6%**	**(92,5)**	**(78,2)**	**18,3%**
Transmissão e encargos regulatórios	(4,7)	(1,1)	329,9%	(12,3)	(2,6)	366,0%
O&M	(30,0)	(19,9)	51,2%	(80,2)	(75,6)	6,1%
Custo Variável	**(30,3)**	**(39,8)**	**-23,8%**	**(102,7)**	**(121,8)**	**-15,7%**
Gás Natural	(11,7)	(16,6)	-29,6%	(42,2)	(47,0)	-10,1%
Transporte	(12,1)	(14,6)	-17,2%	(40,5)	(49,2)	-17,6%
Outros	(6,5)	(8,5)	-23,9%	(19,9)	(25,6)	-22,3%
Depreciação e Amortização	**(43,5)**	**(38,3)**	**13,7%**	**(126,6)**	**(110,3)**	**14,7%**
Despesas Operacionais	**(6,9)**	**(5,2)**	**31,4%**	**(16,2)**	**(15,6)**	**3,9%**
SG&A	(6,8)	(5,2)	29,7%	(15,9)	(15,6)	2,2%
Depreciação e Amortização	(0,1)	(0,0)	N/A	(0,3)	(0,0)	N/A
Outras Receitas/Despesas	**(0,8)**	**(0,2)**	**265,9%**	**248,5**	**(0,5)**	**N/A**
EBITDA ICVM 527/12	**44,0**	**129,9**	**-66,1%**	**547,6**	**368,2**	**48,7%**
Margem EBITDA (%)	**37,8%**	**66,3%**	**-28,5 p.p.**	**107,3%**	**63,0%**	**44,3 p.p.**

No 3T26, a receita líquida da UTE Jaguatirica II totalizou R$ 116,7 milhões, redução de 40,5% em relação ao 3T25, em função, principalmente, da **(i)** queda de R$ 22,1 milhões nas receitas variáveis, em um contexto de menor demanda e realização de paradas programadas para a execução de *Hot Gas Path* (HGP) e *Minor Inspections*, após o atingimento de 30 mil e 36 mil horas de operação, respectivamente; e **(ii)** do aumento de R$ 65,6 milhões das deduções de receita fixa, referentes a indisponibilidade da usina, decorrentes das paradas programadas, que se encerraram em 25 de out/26, e que resultaram em disponibilidade média de 65% no 3T26, frente aos 100% registrados no 3T25.

Os custos operacionais do segmento, excluindo depreciação e amortização, totalizaram -R$ 65,0 milhões no 3T26, aumento de R$ 4,3 milhões na comparação entre os períodos, explicada por:

(i) Aumento de R$ 13,7 milhões em custos fixos, considerando os maiores custos de O&M, associados à realização da HGP e de *Minor Inspections*, e pelo aumento dos custos com Transmissão e Encargos Regulatórios pós conexão do ativo ao SIN e reajuste do encargo efetivado em ago/26; e

(ii) Redução de R$ 9,5 milhões nos custos variáveis associados à menor geração da usina no trimestre.

Como resultado, a margem fixa do segmento atingiu R$ 48,3 milhões e a margem variável R$ 3,3 milhões no 3T26.

A combinação desses fatores culminou em um EBITDA de R$ 44,0 milhões, queda de 66,1% na comparação com o mesmo período do ano anterior.

Notas

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

Hub Sergipe

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

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

DRE – Hub Sergipe	3T26	3T25	%	9M26	9M25	%
(R$ Milhões)						
Receita Operacional Bruta	**1.028,8**	**899,8**	**14,3%**	**3.417,5**	**2.800,6**	**22,0%**
Receita Fixa	**571,4**	**545,9**	**4,7%**	**1.715,2**	**1.638,3**	**4,7%**
Receita Variável	**28,6**	**25,7**	**11,7%**	**446,6**	**141,8**	**214,9%**
Contratual	-	5,1	N/A	283,1	5,6	N/A
Mercado de curto prazo	28,6	20,6	39,3%	163,5	136,2	20,0%
Comercialização de Gás	**428,7**	**328,3**	**30,6%**	**1.255,8**	**1.020,5**	**23,1%**
Deduções sobre a Receita Bruta	**(128,3)**	**(111,0)**	**15,6%**	**(429,5)**	**(304,1)**	**41,2%**
UTE Porto de Sergipe I	(55,2)	(54,3)	1,8%	(202,4)	(167,4)	20,9%
Comercialização de Gás	(73,1)	(56,7)	28,9%	(227,1)	(136,7)	66,2%
Receita Operacional Líquida	**900,5**	**788,9**	**14,1%**	**2.988,0**	**2.496,6**	**19,7%**
Custos Operacionais	**(646,7)**	**(454,8)**	**42,2%**	**(2.029,7)**	**(1.491,3)**	**36,1%**
Custo Fixo[20]	**(124,9)**	**(80,3)**	**55,6%**	**(284,5)**	**(241,6)**	**17,8%**
Transmissão e encargos regulatórios	(49,8)	(41,5)	20,0%	(131,1)	(125,5)	4,4%
O&M	(39,3)	(35,0)	12,3%	(111,1)	(102,9)	8,0%
Outros Fixos	(35,9)	(3,8)	836,2%	(42,3)	(13,2)	221,7%
Custo Variável	**(25,4)**	**(10,9)**	**133,0%**	**(407,7)**	**(179,5)**	**127,1%**
Gás Natural	0,0	(17,9)	N/A	(238,6)	(17,3)	N/A
Lastro (FID)	(25,4)	(12,4)	104,7%	(164,2)	(152,3)	7,8%
Outros	(0,0)	19,4	N/A	(4,8)	(9,9)	-51,1%
Comercialização de Gás	**(394,7)**	**(264,2)**	**49,4%**	**(1.034,7)**	**(773,8)**	**33,7%**
Depreciação e amortização	**(101,6)**	**(99,4)**	**2,3%**	**(302,9)**	**(296,4)**	**2,2%**
Despesas Operacionais	**(3,8)**	**(3,2)**	**17,7%**	**(10,3)**	**(10,5)**	**-2,1%**
SG&A	(3,8)	(3,2)	17,7%	(10,2)	(10,5)	-1,9%
Depreciação e amortização	(0,0)	(0,0)	-46,4%	(0,0)	(0,0)	-74,6%
Outras receitas/despesas	**83,5**	**133,0**	**-37,2%**	**342,6**	**324,1**	**5,7%**
UTE Porto de Sergipe I	(118,8)	112,0	N/A	(117,7)	112,0	N/A
Comercialização de Gás	202,3	21,0	862,9%	460,3	212,1	117,0%
EBITDA ICVM 527/12	**435,1**	**563,2**	**-22,7%**	**1.593,6**	**1.615,4**	**-1,4%**
Margem EBITDA (%)	**48,3%**	**71,4%**	**-23,1 p.p.**	**53,3%**	**64,7%**	**-11,4 p.p.**

No 3T26, o Hub Sergipe atingiu R$ 435,1 milhões de EBITDA, redução de 22,7% na comparação com o 3T25, reflexo, principalmente, do efeito pontual negativo referente à reversão de provisão na UTE Porto de Sergipe I relacionado ao ressarcimento do sinistro do *riser*, o qual foi compensado pelo aumento no EBITDA da Comercialização de Gás. Maiores detalhes dos resultados de cada segmento estão descritos abaixo para melhor compreensão.

UTE Porto de Sergipe I

A receita fixa bruta da UTE Porto de Sergipe I somou R$ 571,4 milhões no 3T26, aumento de 4,7% na comparação com o mesmo período do ano anterior, acompanhando o reajuste anual dos seus contratos regulados aplicado em nov/25. Os custos fixos apresentaram crescimento de R$ 44,6 milhões frente ao 3T25, sendo R$ 32,1 milhões associados à expectativa de não

Notas

[20] Os períodos anteriores foram ajustados para fins de comparabilidade.

atingimento da quantidade mínima anual de cargas previstas contratualmente, com o provisionamento do seu custo de cancelamento, e R$ 8,3 milhões referentes ao reajuste anual de TUST, ocorrido em julho/26. Dessa forma, no 3T26, a margem fixa da usina totalizou R$ 393,9 milhões.

As receitas variáveis somaram R$ 28,6 milhões no 3T26, provenientes, principalmente, das operações de comercialização de energia para recomposição de lastro, com contrapartida nos custos variáveis, totalizando margem variável de R$ 0,6 milhão.

Adicionalmente, com o início do processo de arbitragem entre a Companhia e a seguradora, no 3T26 ocorreu a reversão no valor de R$ 119 milhões contabilizado no 3T25 referente ao ressarcimento do sinistro relacionado à falha do *riser,* ocorrida no 4T24. O reconhecimento do valor no 3T25 baseou-se em parecer favorável da análise de causa raiz pela seguradora.

Considerando os efeitos descritos acima, o EBITDA do ativo foi de R$ 272,6 milhões no 3T26, redução frente ao 3T25, em função, principalmente, da reversão da provisão associada ao ressarcimento do sinistro do *riser* no período, o qual havia impactado positivamente o mesmo período do ano anterior.

Comercialização de Gás

Considerando o SG&A alocável ao segmento, o EBITDA de Comercialização de Gás alcançou R$ 162,5 milhões no 3T26, dando continuidade à trajetória positiva observada no 2T26, com crescimento expressivo de R$ 73,8 milhões frente ao trimestre anterior e de R$ 134,7 milhões frente ao 3T25. Vale destacar que os resultados desse segmento podem oscilar em decorrência da variação dos preços das *commodities* e operações oportunísticas nos mercados de gás natural e GNL.

No 3T26, os principais efeitos no segmento foram:

(i) transações com cargas de GNL ocorridas no período totalizando R$ 202,3 milhões, aumento de R$ 181,3 milhões frente ao 3T25, aproveitando oportunidades de arbitragem de preços das *commodities*, uma vez que não houve solicitação de despacho regulatório da UTE Porto de Sergipe I no período;

(ii) parcialmente compensados pela redução de R$ 46,6 milhões na margem de comercialização de gás no período, em função, principalmente, do encerramento dos contratos de balanceamento da malha com a TAG em dez/25 e de fornecimento de gás flexível para a UTE Termopernambuco em jun/26, que contemplavam receitas fixas pelo encargo de reserva de capacidade. Vale destacar que na margem de comercialização são considerados custos usuais associados à estrutura da operação, tais como *Boil of Gas* (BOG) e tarifa de conexão à malha de transportes, que somaram, no 3T26, R$ 27,8 milhões.

Geração a Gás – Combustível de Terceiros

Este segmento é composto pelos resultados dos seguintes ativos: **(i)** as usinas UTE LORM e UTE LORM 1, que possuíam contratos de venda de disponibilidade de energia nas modalidades Contrato de Comercialização no Ambiente Regulado ("CCEAR") até 31 de dez/25 e Contrato de Energia de Reserva ("CER") até 10 de jan/26, respectivamente, e cujos novos Contratos de Reserva de Capacidade ("CRCAPs") iniciaram-se em 01 de jul/26 e 01 de ago/26, respectivamente; **(ii)** a UTE Povoação 1, com CER vigente até 10 de jan/26, e cujo novo CRCAP iniciou-se em 01 de ago/26; e **(iii)** a UTE Viana 1, com CER vigente até 31 de dez/25, e cujo novo CRCAP iniciou-se em 01 de ago/26.

Vale ressaltar que os resultados das SPEs Linhares, Povoação 1 e Tevisa estão consolidados na Eneva S.A., desde 25 de jan/25, quando foi concluída a 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[21]	3T26	3T25	%	9M26	9M25	%
(R$ Milhões)						
Receita Operacional Bruta	**102,9**	**672,7**	**-84,7%**	**141,6**	**2.028,9**	**-93,0%**
Receita Fixa	**96,7**	**593,8**	**-83,7%**	**133,6**	**1.830,9**	**-92,7%**
Receita Variável	**6,2**	**78,8**	**-92,2%**	**8,0**	**197,9**	**-95,9%**
Contratual	0,0	0,0	-31,1%	2,5	1,3	96,3%
Mercado de curto prazo	6,2	78,8	-92,2%	5,6	196,7	-97,2%
Exportação	-	1,9	N/A	-	1,9	N/A
Lastro (FID)/Outros[22]	6,2	77,0	-92,0%	5,6	194,8	-97,1%
Deduções sobre a Receita Bruta	**(11,2)**	**(115,0)**	**-90,3%**	**(16,1)**	**(343,9)**	**-95,3%**
Dedução por Compensação Financeira (contrato PCS)	-	(45,4)	N/A	-	(136,3)	N/A
Receita Operacional Líquida	**91,7**	**557,7**	**-83,6%**	**125,5**	**1.685,0**	**-92,6%**
Custos Operacionais	**(34,9)**	**(109,5)**	**-68,1%**	**(115,5)**	**(351,4)**	**-67,1%**
Custo Fixo	**(22,0)**	**(72,4)**	**-69,6%**	**(60,1)**	**(235,8)**	**-74,5%**
TUST/TUSD e Encargos Regulatórios	(5,8)	(7,7)	-24,0%	(18,7)	(20,8)	-10,3%
Take or Pay e *Ship or Pay* - Combustível	(3,9)	(60,1)	-93,6%	(8,7)	(182,3)	-95,2%
O&M	(12,3)	(4,6)	168,6%	(32,7)	(32,6)	0,2%
Custo Variável	**(1,9)**	**(25,7)**	**-92,5%**	**(21,8)**	**(81,6)**	**-73,3%**
Combustível	(1,6)	(1,9)	-15,7%	(11,1)	(3,4)	225,9%
Lastro (FID)/Outros[22]	(0,3)	(23,7)	-98,8%	(10,7)	(78,2)	-86,3%
Depreciação e Amortização	**(11,0)**	**(11,4)**	**-3,8%**	**(33,6)**	**(34,0)**	**-1,3%**
Despesas Operacionais	**(1,5)**	**(2,0)**	**-22,7%**	**(3,5)**	**(4,4)**	**-20,3%**
SG&A	(1,5)	(2,0)	-22,7%	(3,5)	(4,4)	-19,8%
Depreciação e Amortização	-	-	N/A	-	(0,0)	N/A
Outras Receitas/Despesas	**0,1**	**(0,5)**	**N/A**	**0,1**	**(0,2)**	**N/A**
EBITDA ICVM 527/12	**66,4**	**457,1**	**-85,5%**	**40,1**	**1.363,0**	**-97,1%**
Margem EBITDA (%)	**72,4%**	**82,0%**	**-9,6 p.p.**	**32,0%**	**80,9%**	**-48,9 p.p.**

No 3T26, a receita operacional bruta do segmento totalizou R$ 102,9 milhões, refletindo o início dos CRCAPs da UTE LORM em jul/26 e das UTEs LORM 1, Povoação 1 e Viana 1 a partir de ago/26. Desse montante: (i) R$ 96,7 milhões referem-se aos contratos regulados vigentes no período e compõem as receitas fixas do 3T26; e (ii) R$ 6,2 milhões foram receitas variáveis referentes aos despachos solicitados pelo ONS. A redução de R$ 569,8 milhões observada na comparação entre os períodos é explicada, principalmente, pela diferença entre os contratos regulados vigentes no 3T26 *vs.* 3T25, com o término dos CERs do PCS e sua substituição pelos atuais CRCAPs.

Os custos fixos do segmento totalizaram R$ 22,0 milhões no 3T26, redução de R$ 50,4 milhões na comparação ao 3T25, refletindo a nova estrutura de custo do segmento, principalmente: **(i)** a solução de suprimento de gás por meio do Hub Sergipe, com terminal de regaseificação conectado à malha nacional de gasodutos, sendo os custos contabilizados nesta rubrica referentes às tarifas

Notas

[21] Os resultados do segmento são considerados na atividade de "Térmicas a Gás" nos valores contábeis divulgados nas Informações Financeiras Trimestrais.
[22] A partir do início dos CRCAPs no 3T26, não serão mais contabilizados custos de Lastro (FID) nesse segmento, pelas características desse tipo de contrato, cujas eventuais penalidades associadas a indisponibilidade são calculadas como redução de receitas fixas.

de distribuição e transporte de gás firmados com a ES Gás e TAG; e **(ii)** retorno ao patamar de O&M recorrente, explicado por efeitos positivos e pontuais contabilizados no 3T25.

Adicionalmente, os custos variáveis totalizaram R$ 1,9 milhão no 3T26, sendo principalmente referentes aos custos de combustível para a geração no período. Como resultado, a margem variável no 3T26 somou R$ 3,6 milhões.

Considerando todos os fatores apresentados, o EBITDA do segmento no 3T26 totalizou R$ 66,4 milhões, registrando uma margem EBITDA de 72,4%.

Geração Térmica – Outros Combustíveis

Este segmento é composto pelos seguintes ativos:

(i) Resultados da UTE a carvão Itaqui Geração de Energia S.A. ("Itaqui") e da UTE Pecém II Geração de Energia S.A. ("Pecém II"), ambas com CCEARs vigentes. Conforme Fato Relevante divulgado em set/26, a Eneva celebrou contrato para alienação de 100% de Itaqui, concluída em out/26. Com isso, os resultados do 3T26 de Itaqui incluem apenas jul/26 e ago/26, uma vez que o ativo foi classificado como "Mantido para Venda" ao final de ago/26. Adicionalmente, em mar/26 a Eneva celebrou contrato para alienação de 100% de Pecém II, concluída em ago/26. Com isso, o segmento contempla resultados de Pecém II no ano de 2025 e no 1T26.

(ii) Usinas a óleo combustível Geramar I e II, que em ago/26 foram incorporadas na *Holding,* e Viana, que em jan/25 foi incorporada na *Holding*, ambas, desde então, com resultado contabilizado na Eneva S.A. Adicionalmente, entre jan/25 e o início dos contratos firmados no Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 ("CRCAPs 2021"), cujo início 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[23]

DRE – Geração a Carvão	3T26	3T25	%	9M26	9M25	%
(R$ Milhões)						
EBITDA ICVM 527/12	**59,8**	**130,8**	**-54,3%**	**316,1**	**468,0**	**-32,5%**
Margem EBITDA (%)	**63,7%**	**35,9%**	**27,8 p.p.**	**55,0%**	**53,9%**	**1,1 p.p.**

No 3T26, o EBITDA do segmento de Geração a Carvão totalizou R$ 59,8 milhões, frente a R$ 130,8 milhões no 3T25, tendo em vista a desconsolidação dos resultados de Pecém II ao final do 1T26 e Itaqui, ao final de ago/26, conforme explicado acima.

Com a conclusão da venda de Pecém II, em 31 de ago/26, e da alienação de Itaqui, em out/26, a Eneva encerra sua operação de geração a carvão.

Geração a Óleo

DRE – Geração a Óleo	3T26	3T25	%	9M26	9M25	%
(R$ Milhões)						
Receita Operacional Bruta	**109,1**	**25,6**	**326,4%**	**325,8**	**26,3**	**N/A**
Receita Fixa	**109,0**	**25,5**	**327,8%**	**323,5**	**25,7**	**N/A**
Receita Variável	**0,1**	**0,1**	**-22,5%**	**2,4**	**0,6**	**271,4%**
Contratual	0,0	0,0	45,1%	0,0	0,5	-99,5%
Mercado de curto prazo	0,1	0,1	-23,6%	2,4	0,2	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	**(12,8)**	**(1,8)**	**618,9%**	**(36,0)**	**(2,6)**	**N/A**
Receita Operacional Líquida	**96,2**	**23,8**	**304,5%**	**289,8**	**23,7**	**N/A**
Custos Operacionais	**(50,9)**	**(38,9)**	**30,8%**	**(146,3)**	**(120,3)**	**21,7%**
Custo Fixo	**(37,3)**	**(25,3)**	**47,5%**	**(104,1)**	**(80,5)**	**29,4%**
Transmissão e encargos regulatórios	(15,1)	(14,0)	7,8%	(43,1)	(40,2)	7,1%
O&M	(18,5)	(11,3)	64,0%	(50,1)	(40,2)	24,4%
Take or pay – ToP	(3,7)	-	N/A	(11,0)	-	N/A
Custo Variável	**(1,1)**	**(0,3)**	**302,0%**	**(3,1)**	**(0,5)**	**548,8%**
Depreciação e Amortização	**(12,5)**	**(13,4)**	**-6,2%**	**(39,1)**	**(39,3)**	**-0,5%**
Despesas Operacionais	**(1,1)**	**(2,4)**	**-53,0%**	**(4,3)**	**(11,0)**	**-61,2%**
SG&A	(1,1)	(2,3)	-52,6%	(3,9)	(7,6)	-48,4%
Depreciação e Amortização	(0,0)	(0,1)	-62,3%	(0,4)	(3,4)	-89,1%
Outras Receitas/Despesas	**(0,1)**	**0,5**	**N/A**	**(0,3)**	**0,0**	**N/A**
EBITDA ICVM 527/12	**56,7**	**(3,5)**	**N/A**	**178,5**	**(64,8)**	**N/A**
Margem EBITDA (%)	**59,0%**	**-14,8%**	**73,8 p.p.**	**61,6%**	**-273,1%**	**334,7 p.p.**

Notas

[23] Em função do desinvestimento do segmento de Geração a Carvão, as linhas de resultado das Demonstrações Financeiras não incluirão os resultados desse segmento, que serão reportados como Operações Descontinuadas, conforme detalhado na Nota Explicativa 3.1.

As receitas operacionais brutas do segmento totalizaram R$ 109,1 milhões no 3T26, sendo basicamente compostas pelas receitas fixas associadas aos CRCAPs 2021 das UTEs Viana e Geramar I e II, cujos contratos foram antecipados para ago/25 e out/25, respectivamente, passando a contribuir para os resultados da Companhia desde então.

Os custos fixos totalizaram -R$ 37,3 milhões no 3T26 frente a -R$ 25,3 milhões no 3T25. O aumento decorre sobretudo do crescimento nos custos de O&M, sendo R$ 3,7 milhões referentes à efeitos não recorrentes, com as manutenções realizadas no período.

Como resultado, a margem fixa do segmento alcançou R$ 58,9 milhões, atingindo 61,2% no 3T26.

O EBITDA do segmento de Geração a Óleo totalizou R$ 56,7 milhões no 3T26, com margem EBITDA de 59,0%, frente a -R$ 3,5 milhões no 3T25, período em que os CRCAPs não estavam integralmente vigentes.

▸ 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	3T26	3T25	%	9M26	9M25	%
(R$ Milhões)						
Receita Operacional Bruta	**133,1**	**112,9**	**17,9%**	**418,5**	**335,4**	**24,8%**
Receita Fixa	**82,5**	**83,4**	**-1,1%**	**253,2**	**247,9**	**2,1%**
Receita Variável	**50,6**	**29,5**	**71,4%**	**165,3**	**87,4**	**89,0%**
Mercado de curto prazo	50,6	29,5	71,4%	165,3	87,4	89,0%
Deduções sobre a Receita Bruta	**(14,1)**	**(7,5)**	**89,2%**	**(44,1)**	**(23,1)**	**90,7%**
Receita Operacional Líquida	**118,9**	**105,4**	**12,8%**	**374,4**	**312,2**	**19,9%**
Custos Operacionais	**(148,6)**	**(141,1)**	**5,3%**	**(468,7)**	**(391,1)**	**19,8%**
Custo Fixo	**(18,5)**	**(21,5)**	**-13,7%**	**(58,7)**	**(64,6)**	**-9,2%**
Transmissão e encargos regulatórios	(12,2)	(12,1)	1,2%	(34,3)	(34,6)	-0,8%
O&M	(6,3)	(9,4)	-32,7%	(24,4)	(30,0)	-18,8%
Custo Variável	**(99,1)**	**(90,8)**	**9,2%**	**(318,1)**	**(240,2)**	**32,4%**
Compra de Energia (Lastro FID)	(88,3)	(75,0)	17,8%	(282,5)	(200,1)	41,1%
Ressarcimento Encargos	(12,2)	(15,8)	-22,9%	(37,1)	(40,8)	-8,9%
Outros	1,3	(0,0)	N/A	1,5	0,7	115,5%
Depreciação e amortização	**(30,9)**	**(28,9)**	**7,0%**	**(91,9)**	**(86,2)**	**6,6%**
Despesas Operacionais	**(3,3)**	**(2,6)**	**27,2%**	**(8,2)**	**(10,3)**	**-20,1%**
SG&A	(3,2)	(2,5)	28,6%	(7,8)	(9,9)	-21,2%
Depreciação e amortização	(0,1)	(0,1)	-1,0%	(0,4)	(0,4)	9,4%
Outras Receitas/Despesas	**(0,0)**	**(0,0)**	**47,1%**	**(5,7)**	**(0,0)**	**N/A**
EBITDA ICVM 527/12	**(2,0)**	**(9,3)**	**-78,9%**	**(15,9)**	**(2,5)**	**532,7%**
Margem EBITDA (%)	**-1,6%**	**-8,8%**	**7,2 p.p.**	**-4,3%**	**-0,8%**	**-3,4 p.p.**

No 3T26, o segmento de geração solar registrou R$ 133,1 milhões de receita operacional bruta, crescimento de R$ 20,2 milhões frente ao mesmo período de 2025. No trimestre, as receitas no mercado de curto prazo totalizaram R$ 50,6 milhões, sobretudo, em função das operações de *swap* estruturadas entre o segmento e a Comercializadora para mitigar o risco operacional referente às diferenças de preços entre os submercados NE e SE/CO. A contrapartida dessa receita está contabilizada na rubrica de Compra de Energia e o impacto dessa operação, entre receitas e custos, foi negativo em R$ 10/MWh ou R$ 3,7 milhões no 3T26.

Os custos fixos do segmento somaram -R$ 18,5 milhões no 3T26, redução frente aos -R$ 21,5 milhões no 3T25, refletindo os menores custos de O&M, em função, sobretudo, de renegociações contratuais. Os custos variáveis totalizaram -R$ 99,1 milhões no 3T26, impactados, principalmente, pelos maiores custos com compra de energia que totalizaram R$ 88,3 milhões, aumento de R$ 13,3 milhões *vs.* 3T25, sobretudo em função de:

- Maiores impactos de modulação no trimestre, representando aumento de R$ 18,7 milhões nos custos na comparação anual, reflexo do aumento do diferencial entre o PLD nas horas de geração solar e o PLD médio nos demais horários;
- Reajuste do preço de compra das operações de *swap* entre o segmento e a Comercializadora no 3T26, representando aumento de R$ 13,3 milhões nos custos frente ao 3T25, mas com contrapartida na receita, conforme descrito acima;
- Efeitos mitigados por redução de R$ 18,8 milhões frente ao 3T25, referentes aos menores níveis de PLD no trimestre, e a contabilização de créditos de PIS/COFINS.

Como resultado principalmente dos efeitos acima mencionados, o EBITDA do segmento foi de -R$ 2,0 milhões no 3T26, frente aos -R$ 9,3 milhões registrados no mesmo período do ano anterior.

▸ *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*	3T26	3T25	%	9M26	9M25	%
(R$ Milhões)						
Receita Operacional Bruta	**298,1**	**463,7**	**-35,7%**	**993,6**	**873,5**	**13,7%**
Receita Fixa	**77,6**	**76,5**	**1,5%**	**230,5**	**229,4**	**0,5%**
Receita Variável	**220,5**	**387,2**	**-43,1%**	**763,1**	**644,1**	**18,5%**
Contrato de Venda de Gás	203,7	299,1	-31,9%	628,0	511,6	22,7%
Contrato de Arrendamento	3,3	76,0	-95,6%	100,0	101,3	-1,3%
Venda de Condensado	13,5	12,2	10,5%	35,1	31,2	12,4%
Deduções sobre a Receita Bruta	**(43,2)**	**(66,8)**	**-35,3%**	**(152,9)**	**(128,0)**	**19,4%**
Receita Operacional Líquida	**254,9**	**396,8**	**-35,8%**	**840,7**	**745,5**	**12,8%**
Custos Operacionais	**(140,3)**	**(211,0)**	**-33,5%**	**(425,1)**	**(361,5)**	**17,6%**
Custo Fixo	**(37,1)**	**(27,6)**	**34,6%**	**(102,5)**	**(86,3)**	**18,7%**
O&M	(37,1)	(27,6)	34,6%	(102,5)	(86,3)	18,7%
Custo Variável	**(28,6)**	**(61,4)**	**-53,4%**	**(121,1)**	**(106,9)**	**13,2%**
Participações Governamentais	(25,6)	(58,1)	-56,0%	(111,9)	(98,2)	13,9%
Custos com Compressores	(3,0)	(3,3)	-7,5%	(9,2)	(8,7)	6,3%
Depreciação e Amortização	**(74,6)**	**(122,0)**	**-38,8%**	**(201,6)**	**(168,3)**	**19,8%**
Despesas Operacionais	**(20,2)**	**(81,8)**	**-75,4%**	**(112,9)**	**(207,8)**	**-45,7%**
Despesas com Exploração, Geologia e Geofísica (G&G)	(19,3)	(76,2)	-74,7%	(100,3)	(194,1)	-48,3%
Poços Secos	-	(17,4)	N/A	(43,8)	(44,1)	-0,9%
SG&A	(1,7)	(1,8)	-0,7%	(5,2)	(2,0)	154,1%
Depreciação e Amortização	0,9	(3,9)	N/A	(7,4)	(11,6)	-36,1%
Outras Receitas/Despesas	**5,2**	**(0,0)**	**N/A**	**0,9**	**(0,2)**	**N/A**
EBITDA ICVM 527/12	**173,3**	**229,8**	**-24,6%**	**512,6**	**355,9**	**44,0%**
EBITDA excluindo poços secos[24]	**173,3**	**247,2**	**-29,9%**	**556,4**	**400,0**	**39,1%**
Margem EBITDA excluindo poços secos (%)	**68,0%**	**62,3%**	**5,7 p.p.**	**66,2%**	**53,7%**	**12,5 p.p.**

No 3T26, a receita operacional líquida do *Upstream* totalizou R$ 254,9 milhões, redução de R$ 142,0 milhões *vs.* 3T25. Essa redução decorre principalmente do menor nível de despacho observado ao longo do trimestre.

Os custos fixos com O&M apresentaram aumento de R$ 9,5 milhões na comparação entre os períodos, devido à entrada em operação de Azulão I em ago/26. Vale observar que os custos com O&M ainda não refletem um trimestre cheio de operação da UTE Azulão I. Nesse contexto, a margem fixa do segmento totalizou R$ 29,3 milhões no 3T26, piora de R$ 8,6 milhões *vs.* 3T25.

Já os custos variáveis totalizaram R$ 28,6 milhões no 3T26, redução de 53,4% em relação ao 3T25, reflexo do menor volume de gás produzido no trimestre, além de menores preços de referência para o cálculo dos *royalties* sobre o gás natural no Parnaíba. Como resultado, a margem variável do segmento alcançou R$ 159,9 milhões ao final do 3T26, redução de R$ 110,0 milhões em relação ao 3T25.

As despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R$ 21,1 milhões no período, melhora de R$ 56,9 milhões em relação ao 3T25, refletindo, principalmente, os menores gastos com Exploração, Geologia e Geofísica em função da conclusão das campanhas sísmicas nas bacias do Amazonas e Paraná ao final de 2025.

Como resultado, o EBITDA do segmento totalizou R$ 173,3 milhões no 3T26, redução de R$ 56,5 milhões em relação ao EBITDA registrado no 3T25.

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.

Comercialização de Gás *Off-Grid*

Este segmento é composto pelos resultados da: **(i)** Comercialização de gás fora da 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 *Off-Grid* envolve o fornecimento firme de gás natural liquefeito para clientes não conectados à malha, e seu uso como combustível no 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 consolidados na Eneva S.A., mas os resultados de ambas as operações são apresentados separadamente nessa seção, já com as devidas eliminações entre receitas e despesas *intercompany* entre as empresas do segmento, quando aplicável.

DRE – Comercialização de Gás *Off-Grid*	3T26	3T25	%	9M26	9M25	%
(R$ Milhões)						
Receita Operacional Bruta	**99,6**	**139,4**	**-28,5%**	**365,6**	**410,5**	**-10,9%**
Receita *SSLNG*	72,1	109,7	-34,3%	281,3	320,6	-12,3%
Receita Logística	27,6	29,7	-7,2%	84,3	89,9	-6,2%
Deduções sobre a Receita Bruta	**(10,5)**	**(13,7)**	**-23,4%**	**(36,6)**	**(41,2)**	**-11,4%**
Receita Operacional Líquida	**89,2**	**125,8**	**-29,1%**	**329,1**	**369,3**	**-10,9%**
Custos Operacionais	**(62,0)**	**(62,6)**	**-1,0%**	**(175,9)**	**(173,4)**	**1,4%**
O&M	(28,3)	(27,8)	1,8%	(73,0)	(75,7)	-3,7%
Produção de Gás	(1,2)	(1,8)	-31,3%	(5,3)	(11,0)	-51,4%
Logística	(10,7)	(14,2)	-24,3%	(26,7)	(38,4)	-30,6%
Outros	(4,2)	(6,0)	-30,6%	(13,8)	(22,7)	-39,0%
Depreciação e Amortização	(17,5)	(12,8)	36,9%	(57,1)	(25,6)	123,1%
Despesas Operacionais	**(2,6)**	**(3,4)**	**-22,5%**	**(7,5)**	**(8,4)**	**-10,0%**
SG&A	(2,6)	(3,3)	-22,7%	(7,4)	(8,3)	-10,3%
Depreciação e amortização	(0,0)	(0,0)	-5,7%	(0,1)	(0,1)	14,2%
Outras Receitas/Despesas	**341,0**	**(5,5)**	**N/A**	**336,7**	**(12,2)**	**N/A**
EBITDA ICVM 527/12	**383,1**	**67,1**	**471,0%**	**539,5**	**200,9**	**168,5%**
Margem EBITDA (%)	**429,6%**	**53,4%**	**376,3 p.p.**	**163,9%**	**54,4%**	**109,5 p.p.**

A receita bruta do segmento de Comercialização *Off-Grid* no 3T26 totalizou R$ 99,6 milhões, redução de R$ 39,8 milhões na comparação com o 3T25. O principal efeito que contribuiu para a retração foi a redução de R$ 37,7 milhões das receitas referentes aos contratos de venda de GNL, reflexo do encerramento antecipado do contrato de fornecimento de GNL com a Vale S.A., com efeitos a partir de jun/26.

Na frente de logística, as receitas brutas somaram R$ 27,6 milhões no período, sendo R$ 14,8 milhões referentes ao arrendamento fixo de transporte e R$ 12,8 milhões em receitas variáveis de logística, ambos prestados à UTE Jaguatirica II. Por configurarem transações *intercompany*, tanto essas receitas quanto os custos para a usina são eliminados na visão consolidada da Eneva.

No 3T26, os custos operacionais do segmento, excluindo depreciação e amortização, somaram R$ 44,5 milhões, apresentando uma redução de 10,8% frente ao 3T25, devido, principalmente, aos menores custos nas rubricas de Produção de Gás, Logística e Outros.

Adicionalmente, no 3T26, foram contabilizados R$ 340,0 milhões em Outras Receitas e Despesas referentes ao acordo com a Vale S.A. para o término antecipado do contrato. O acordo permitiu alcançar o *payback* do investimento considerando o volume alocado ao contrato e assegura tempo para o desenvolvimento de novas oportunidades para os volumes de GNL destravados.

Considerando os efeitos mencionados acima, o EBITDA do segmento de Comercialização *Off-Grid* somou R$ 383,1 milhões, aumento de R$ 316,0 milhões na comparação com o 3T25.

Comercialização de Energia

Este segmento é composto pelas SPEs de comercialização de energia da Eneva e atividades de comercialização realizadas na Eneva S.A.

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	3T26	3T25	%	9M26	9M25	%
(R$ Milhões)						
Receita Operacional Líquida	**1.182,8**	**1.940,0**	**-39,0%**	**5.422,3**	**4.692,3**	**15,6%**
Custos Operacionais	**(1.082,2)**	**(1.910,0)**	**-43,3%**	**(4.882,0)**	**(5.078,8)**	**-3,9%**
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.073,0)	(1.904,0)	-43,6%	(4.867,4)	(5.067,1)	-3,9%
Outros	(9,2)	(5,9)	54,2%	(14,6)	(11,6)	25,4%
Receitas/Custos Líquidos Var. MtM	**(66,4)**	**(41,8)**	**58,9%**	**(344,7)**	**479,3**	**N/A**
Despesas Operacionais	**(11,6)**	**(12,3)**	**-5,3%**	**(31,7)**	**(39,7)**	**-20,0%**
SG&A	(10,9)	(11,7)	-6,9%	(29,4)	(38,0)	-22,7%
Depreciação e Amortização	(0,7)	(0,6)	27,3%	(2,3)	(1,6)	43,4%
Outras Receitas/Despesas	**(0,0)**	**8,6**	**N/A**	**0,2**	**(1,5)**	**N/A**
EBITDA ICVM 527/12	**23,4**	**(14,9)**	**N/A**	**166,4**	**53,2**	**212,5%**
Margem EBITDA (%)	**2,0%**	**-0,8%**	**2,7 p.p.**	**3,1%**	**1,1%**	**1,9 p.p.**

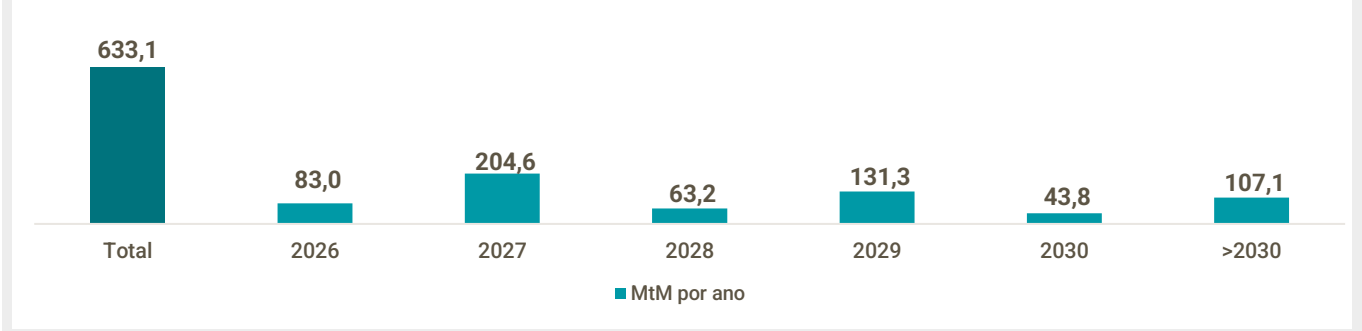
A margem comercial corrente, correspondente ao resultado líquido das receitas e custos operacionais, totalizou R$ 100,7 milhões no 3T26, representando um crescimento de R$ 70,7 milhões em comparação à margem comercial apurada no mesmo período de 2025. Esse resultado foi impulsionado principalmente pelo efeito positivo da realização do *book* ao longo do trimestre.

A dinâmica positiva da margem comercial no 3T26 foi parcialmente compensada pelo efeito contábil da marcação a mercado dos contratos futuros de energia ("MtM"), que totalizou -R$ 66,4 milhões no período, refletindo, sobretudo, a liquidação das operações realizadas no período, cujo efeito possui contrapartida positiva na margem corrente.

Em função, principalmente, dos efeitos descritos acima, o EBITDA do segmento atingiu R$ 23,4 milhões no 3T26, representando um crescimento expressivo em relação aos -R$ 14,9 milhões registrados no mesmo período do ano anterior.

Ao final do trimestre, a posição líquida do valor justo dos contratos de comercialização de energia, correspondente ao saldo entre ativos e passivos, totalizou R$ 633,1 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.

Valor Justo dos Contratos de Comercialização Distribuído por Ano
(R$ Milhões)



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 reais) e os valores dos fluxos futuros não consideram a expectativa de correção dos preços pelos índices de inflação aplicáveis.

▸ *Holding* & Outros

Este segmento é composto pelas *holdings* Eneva S.A. e Eneva Participações S.A., além das subsidiárias criadas para a originação e o desenvolvimento de projetos. Até o final do 3T26, 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*"); **(v)** desde jan/25, as subsidiárias Linhares, Viana e Povoação; e **(vi)** a subsidiária Gera Maranhão desde ago/26. Adicionalmente, o segmento também considera a SPE GNL Brasil, *joint venture* de logística de fluidos criogênicos em que a Eneva possui 51% de participação.

Contudo, para permitir uma melhor análise do desempenho dos segmentos de negócios da Eneva, optou-se aqui por apresentar os resultados no segmento de *Holding* & Outros apenas das empresas administrativas e projetos não operacionais da Eneva[26].

DRE – *Holding* & Outros	3T26	3T25	%	9M26	9M25	%
(R$ Milhões)						
Receita Operacional Líquida	**-**	**-**	**N/A**	**-**	**0,0**	**N/A**
Custos Operacionais	**-**	**0,1**	**N/A**	**-**	**0,0**	**N/A**
Depreciação e Amortização	-	-	N/A	-	-	N/A
Despesas Operacionais	**(121,3)**	**(66,0)**	**83,7%**	**(351,1)**	**(218,0)**	**61,1%**
SG&A	(85,6)	(48,3)	77,4%	(199,0)	(152,2)	30,8%
SOP/Incentivo Longo Prazo (ILP)	(35,6)	(17,7)	101,0%	(152,1)	(65,8)	131,0%
Depreciação e amortização	**(118,4)**	**(260,3)**	**-54,5%**	**(355,1)**	**(711,9)**	**-50,1%**
Mais-Valias, Menos-Valias e Ágios	*(93,4)*	*(219,2)*	*-57,4%*	*(280,3)*	*(660,1)*	*-57,5%*
Outras Receitas/Despesas	**(19,9)**	**(44,6)**	**-55,3%**	**(156,4)**	**(61,8)**	**152,9%**
Equivalência Patrimonial	**165,9**	**254,8**	**-34,9%**	**935,0**	**772,6**	**21,0%**
EBITDA ICVM 527/12	**24,7**	**144,2**	**-82,9%**	**427,5**	**492,7**	**-13,2%**
EBITDA ex Equivalência	**(141,2)**	**(110,5)**	**27,7%**	**(507,5)**	**(279,8)**	**81,4%**

No 3T26, o segmento de *Holding* & Outros registrou despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, de R$ 121,3 milhões, frente a R$ 66,0 milhões no 3T25. Esse aumento é justificado pelos seguintes fatores:

- Crescimento de R$ 37,4 milhões na rubrica de SG&A, reflexo, principalmente: **(i)** do maior provisionamento de despesas relacionadas a bônus/PLR, dada a revisão das estimativas do atingimento das metas da Companhia, com aumento de R$ 18,1 milhões no 3T26 frente ao mesmo trimestre do ano anterior, sendo R$ 9,8 milhões desse montante relativos a ajustes retroativos; e **(ii)** R$ 4,0 milhões relacionados a gastos pontuais e não recorrentes com projetos de crescimento contratados da Companhia; e
- Crescimento de R$ 17,9 milhões na rubrica de despesas referentes ao Programa de Incentivo de Longo Prazo (ILPs), referente à constituição de provisões relacionadas aos planos de ILP outorgados pela Companhia, sem efeito caixa, explicado principalmente pelo maior valor justo dos planos de ILP outorgados durante o exercício de 2026.

A rubrica de "Outras Receitas/Despesas" totalizou -R$ 19,9 milhões no 3T26, refletindo principalmente despesas com taxas e *fees* relacionadas a projetos de crescimento e operações de M&A. A redução de R$ 24,7 milhões em relação ao 3T25 decorreu, principalmente, de valores contabilizados associados à parcela contingente referentes a antecipação dos contratos das UTEs Geramar I e II.

Por fim, no 3T26, a rubrica de Depreciação e Amortização foi impactada, principalmente, por despesas de R$ 93,4 milhões relacionadas à amortização de Mais-Valias, Menos-Valias e Ágios. Cabe ainda ressaltar que, desse montante total, R$ 27,0 milhões são relacionados a amortização de ágio na aquisição de Celse e a mais valia de Tevisa e Povoação não são dedutíveis para fins do IRPJ/CSLL. Vale observar que a redução da rubrica na comparação anual reflete o encerramento dos contratos do PCS, cuja amortização da mais valia seguiu uma curva não linear, com maior valor amortizado no período de vigência dos referidos contratos, resultando em mudança no patamar de amortização desses ativos a partir do 1T26.

Notas

[26] Nesse segmento também estão somados, desde 2024, custos e despesas da UTE Fortaleza (CGTF), que está em hibernação desde o final de dez/23, após o encerramento do seu PPA/contrato de comercialização de energia.

RESULTADO FINANCEIRO CONSOLIDADO

Resultado Financeiro	3T26	3T25	%	9M26	9M25	%
(R$ Milhões)						
Receitas Financeiras	**157,3**	**178,4**	**-11,8%**	**467,6**	**566,7**	**-17,5%**
Receitas de aplicações financeiras	139,5	142,2	-1,9%	366,1	415,5	-11,9%
Multas e juros recebidos	(2,5)	0,7	N/A	44,8	23,5	90,6%
Juros entre partes relacionadas	0,1	4,0	-97,8%	0,1	6,1	-97,8%
Outros	20,2	31,5	-35,8%	56,7	121,7	-53,4%
Despesas Financeiras	**(671,4)**	**(634,3)**	**5,8%**	**(2.141,4)**	**(2.211,4)**	**-3,2%**
Encargos de dívida[27]	(129,5)	(49,3)	162,8%	(213,1)	(164,9)	29,2%
Juros sobre debêntures	(274,5)	(293,5)	-6,5%	(802,3)	(820,3)	-2,2%
Variação monetária	15,9	(56,6)	N/A	(429,0)	(433,9)	-1,1%
Juros sobre arrendamento e outros[28]	(52,9)	(60,5)	-12,5%	(180,5)	(187,6)	-3,8%
Variação cambial líquida	(9,8)	0,3	N/A	21,7	8,0	172,1%
Comissões e corretagens financeiras	(2,0)	(11,5)	-82,7%	(11,1)	(42,5)	-73,8%
IOF/IOC	(6,5)	(6,1)	7,4%	(23,5)	(17,3)	35,9%
Apropriação AVP na antecipação de recebíveis	(166,4)	(120,7)	37,9%	(377,2)	(363,5)	3,8%
Outros	(45,8)	(36,5)	25,4%	(126,4)	(189,5)	-33,3%
Variação cambial (não caixa) sobre arrendamento	**0,4**	**95,4**	**-99,6%**	**134,4**	**601,9**	**-77,7%**
Variação da marcação a mercado de *swaps* (não caixa)	**93,0**	**(12,5)**	**N/A**	**50,1**	**164,7**	**-69,6%**
Resultado Financeiro Líquido	**(420,7)**	**(373,0)**	**12,8%**	**(1.489,3)**	**(878,1)**	**69,6%**
Resultado Ajustado para excluir recorrentes não caixa[29]	**(514,1)**	**(455,9)**	**12,7%**	**(1.673,8)**	**(1.644,7)**	**1,8%**

No 3T26, o resultado financeiro líquido totalizou -R$ 420,7 milhões, frente a -R$ 373,0 milhões no 3T25, influenciado por efeitos recorrentes não caixa, incluindo a rubrica de Encargos de dívida no trimestre, com impactos distintos no comparativo anual, conforme detalhado abaixo:

- **Variação cambial sobre arrendamento**: R$ 0,4 milhão de impacto não caixa da variação cambial reconhecida sobre o passivo em dólar americano no 3T26, frente a R$ 95,4 milhões de resultado positivo no 3T25. O efeito quase neutro no 3T26 decorre da aplicação da política de *hedge accounting* a partir do 4T25, que utiliza as receitas denominadas em dólar dos segmentos *On-Grid* e *Off-Grid*, para compensar o impacto do arrendamento do FSRU;
- **Marcação a mercado de *swaps***: efeito positivo de R$ 93,0 milhões no 3T26, relativo à variação a valor justo dos *swaps* vinculados às operações de antecipação de recebíveis da Companhia, incluindo novo *swap* referente à antecipação celebrada em ago/26. Esses instrumentos foram celebrados para converter a exposição originalmente prefixada em uma obrigação indexada ao CDI, indexador das aplicações financeiras da Companhia. No 3T26, a rubrica foi impactada positivamente pelo efeito favorável do fechamento da curva futura de DI em relação ao 2T26; e

Notas

[27] Inclui amortizações sobre os custos de transação.
[28] Juros sobre arrendamento mercantil, conforme IFRS 16/CPC 06. A rubrica inclui também valores de juros de provisão de abandono e juros sobre partes relacionadas.
[29] Essa linha considera o Resultado Financeiro Líquido, deduzido das linhas (i) Variação cambial (não caixa) sobre arrendamento mercantil e (ii) Variação da marcação a mercado de *swaps* (não caixa).

- **Encargos de dívida**: variação negativa de R$ 80,2 milhões no comparativo anual, devido à baixa dos custos de transação remanescentes das debêntures liquidadas antecipadamente em set/26, no âmbito do *liability management*, conforme divulgado em Comunicado ao Mercado de set/26.

Desconsiderando os efeitos sem impacto caixa e os valores de encargos de dívida apresentados acima, o resultado financeiro ajustado do 3T26 teria sido de -R$ 384,6 milhões, *versus* -R$ 406,7 milhões no mesmo período do ano anterior.

Os principais efeitos que contribuíram para essa variação positiva de R$ 22,1 milhões foram, principalmente: **(i)** melhoria de R$ 72,5 milhões em variação monetária frente ao 3T25, em função da deflação registrada no 3T26[30]; compensada por **(ii)** variação negativa de R$ 45,7 milhões em apropriação AVP na antecipação de recebíveis com o início da apropriação da nova operação de recebíveis da UTE Porto de Sergipe I, parcialmente mitigada pelo término da apropriação das operações celebradas para as UTEs Pecém II e Itaqui, que deixaram de ser contabilizadas na rubrica após os respectivos anúncios das operações de alienação dos ativos; e **(iii)** redução de R$ 19,1 milhões em despesas de juros sobre debêntures, refletindo o menor patamar das taxas de juros observado no 3T26, em comparação ao 3T25.

Notas

[30] A variação do IPCA considera a defasagem de um mês na aplicação do IPCA sobre a maior parte das dívidas da Companhia.

INVESTIMENTOS

Investimentos	3T26	2T26	1T26	4T25	3T25	2T25	1T25	9M26	9M25
(R$ Milhões)									
Geração a Óleo	**0,2**	**17,0**	**0,4**	**16,3**	**13,3**	**15,7**	**0,4**	**17,5**	**29,4**
Geração a Gás	**122,5**	**73,7**	**48,1**	**60,7**	**47,5**	**38,6**	**35,0**	**244,3**	**121,0**
Parnaíba I[31]	0,4	4,7	4,2	3,8	1,4	3,2	0,8	9,3	5,4
Parnaíba II	75,3	53,8	29,5	10,3	12,0	13,7	9,3	158,6	34,9
Parnaíba III[32]	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Parnaíba IV	0,0	-	-	0,1	0,3	0,1	-	0,0	0,3
Parnaíba V[31]	5,2	5,3	5,5	11,1	9,9	17,4	4,6	15,9	31,9
Parnaíba VI[32]	0,5	0,9	-	8,1	19,4	2,8	20,0	1,4	42,2
UTE Fortaleza	0,8	(0,9)	0,1	(0,3)	0,6	0,7	0,3	0,0	1,6
UTEs Gás Espírito Santo	34,8	9,9	8,8	27,8	4,0	0,7	-	53,5	4,6
Azulão I[33]	5,6	-	-	-	-	-	-	5,6	-
Hub Sergipe	**25,2**	**5,4**	**13,5**	**81,6**	**78,5**	**7,2**	**(2,4)**	**44,1**	**83,4**
Azulão-Jaguatirica	**31,0**	**33,6**	**32,2**	**32,8**	**55,7**	**19,9**	**7,3**	**96,8**	**82,9**
Azulão 950	**506,8**	**492,4**	**929,5**	**739,0**	**839,0**	**639,8**	**528,7**	**1.928,7**	**2.007,5**
E&P	24,8	0,3	21,7	7,0	6,7	25,1	28,5	46,8	60,3
UTE	482,0	492,1	907,8	732,0	832,2	614,7	500,2	1.881,9	1.947,2
Futura 1	**11,1**	**6,0**	**0,3**	**2,0**	**1,0**	**5,1**	**1,5**	**17,4**	**7,6**
Upstream	**276,5**	**204,2**	**190,0**	**111,0**	**284,1**	**233,7**	**77,8**	**670,7**	**595,5**
Desenvolvimento[34]	174,9	138,8	156,6	62,7	203,6	196,3	45,4	470,3	445,3
Exploração[34]	101,6	65,4	33,4	48,4	80,5	37,4	32,4	200,4	150,2
Plantas de Liquefação de Gás	**105,0**	**69,7**	**41,3**	**173,6**	**72,3**	**58,5**	**35,9**	**216,1**	**166,7**
Plantas Operacionais (1º e 2º Trens)	-	-	3,2	66,2	16,4	36,2	35,9	3,2	88,5
Planta em Construção (3º Trem)	105,0	69,7	38,2	107,3	55,9	22,4	-	212,9	78,2
Novos Projetos – LRCAP 2026[35]	**649,5**	**616,3**	**728,7**	**717,7**	**73,7**	**544,7**	**143,7**	**1.994,6**	**762,1**
Holding e Outros[36]	**45,8**	**61,9**	**64,8**	**120,9**	**87,6**	**21,7**	**17,1**	**172,5**	**126,3**
Total[37]	**1.773,7**	**1.580,2**	**2.048,7**	**2.055,8**	**1.552,6**	**1.584,8**	**845,1**	**5.402,5**	**3.982,4**

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

No 3T26, os investimentos somaram R$ 1.773,7 milhões, sendo 86,7% destinados aos principais projetos da Companhia e ao desenvolvimento no *Upstream*, como detalhado abaixo:

- **LRCAP 2026:** R$ 649,5 milhões referentes aos projetos vencedores do leilão. Os montantes investidos no trimestre compreendem: R$ 419,7 milhões em turbinas (Siemens e GE) e outros equipamentos críticos, e R$ 229,8 milhões direcionados aos projetos e execução de serviços de engenharia.
- **Azulão 950:** R$ 506,8 milhões investidos no 3T26, sendo R$ 165,0 milhões referentes à montagem eletromecânica e comissionamentos, R$ 123,0 milhões direcionados à execução de engenharia e gerenciamento de obras, R$ 119,0 milhões em gestão, suporte de projeto e suprimentos, R$ 41,0 milhões em pagamentos de serviços de logística após atingimento de marcos, R$ 37,0 milhões com construção civil e R$ 22,0 milhões referentes às atividades de poços.
- ***Upstream*:** as atividades de exploração e desenvolvimento (ex-Azulão 950) no 3T26 totalizaram R$ 276,5 milhões, sendo **(i)** R$ 174,9 milhões referentes às atividades de desenvolvimento, principalmente destinados aos campos Gavião Belo e Gavião Mateiro; e **(ii)** R$ 101,6 milhões relacionados às atividades de exploração, dos quais R$ 83,3 milhões referem-se, principalmente, à perfuração e acompanhamento geológico de 2 poços no Amazonas, sendo o restante referente a pagamentos a equipes técnicas relacionadas à exploração em curso na bacia.

Notas

[31] O capex da Parnaíba I é apresentado separadamente ao da Parnaíba V.
[32] O capex da Parnaíba III é apresentado separadamente ao da Parnaíba VI.
[33] Valores referentes à UTE Azulão I pós COD.
[34] Números do 2T25 e 1T25 foram alterados para melhor comparabilidade entre os trimestres, tendo em vista mudança de classificação na abertura entre linhas.
[35] 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.
[36] Rubrica ajustada no 1T26 para expurgar os valores associados aos 3 novos projetos contratados no LRCAP 2026.
[37] Com o desinvestimento das UTEs Itaqui e Pecém II, os valores referentes a esses ativos deixaram de compor o capex a partir do 3T26. Para fins de comparabilidade, o capex associado às duas usinas também foi excluído dos períodos anteriores.

- **3º Trem das Plantas de Liquefação de Gás no Maranhão:** no 3T26 foram investidos R$ 105,0 milhões. Desse total, R$ 38,0 milhões foram destinados à montagem eletromecânica; R$ 27,0 milhões referentes à logística e marcos associados à conclusão das fundações e bases de equipamentos; R$ 18,0 milhões com aquisição de equipamentos e materiais auxiliares e R$ 15,5 milhões com atividades de engenharia para conclusão das fundações, drenagens, pavimentação e execução do sistema de alimentação elétrica.

Os valores investidos em ***Sustaining*** no 3T26 somaram R$ 189,9 milhões. Os principais montantes investidos no trimestre são referentes à: **(i)** UTE Parnaíba II, com R$ 75,3 milhões capitalizados, em função, principalmente, da *major overhaul* ocorrida no período, com manutenções nas turbinas a vapor e a gás, além de limpeza das harpas da caldeira de recuperação de calor, entre outros serviços realizados; **(ii)** UTEs a gás no Espírito Santo, sobretudo na UTE Linhares, com R$ 24,2 milhões associados, principalmente, à troca de radiadores das unidades geradoras, e R$ 10,6 milhões na UTE Viana 1, principalmente, referente ao *retrofit* dos sistemas de automação e proteção, substituição de equipamentos de controle de ruído e manutenção *overhaul* das unidades geradoras; **(iii)** UTE Jaguatirica II, com R$ 31,0 milhões capitalizados, referentes à manutenção de turbinas, aquisição de sobressalentes para manutenção da unidade de regaseificação de GNL, *overhaul* de autogeração e aquisição de novo módulo de separação de dióxido de carbono; e **(iv)** Hub Sergipe, com R$ 25,2 milhões investidos, referentes, principalmente, a pagamentos relacionados à aquisição de novo *riser* e de peças de reposição para operação e manutenção.

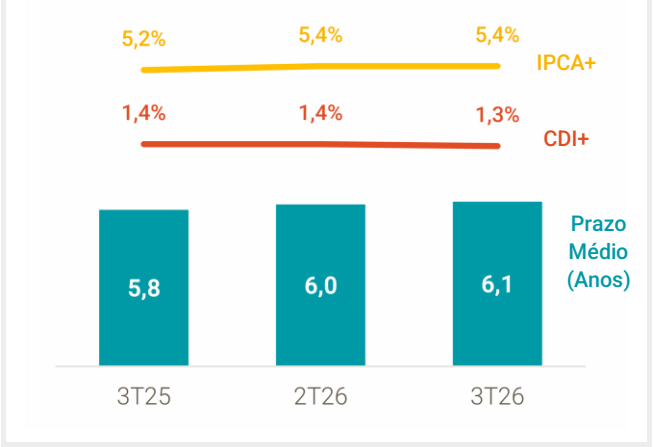
Em ***Holding*** **e Outros**, foram investidos R$ 45,8 milhões no trimestre direcionados a projetos diversos da Companhia, incluindo gastos com engenharia e TI e R$ 13,1 milhões associados à aquisição de cavalos mecânicos.

ENDIVIDAMENTO

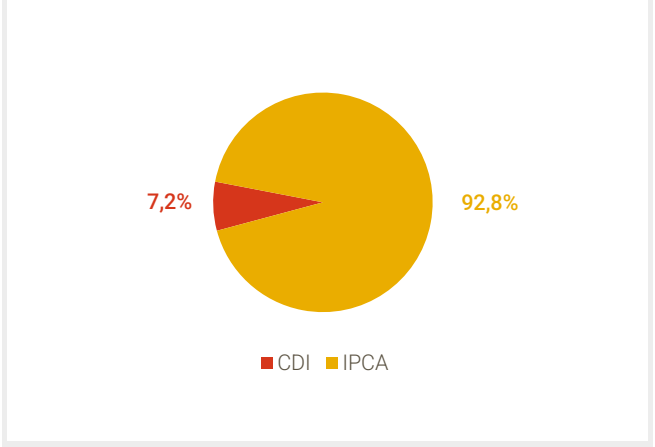
Perfil da Dívida

Ao final do 3T26, a dívida bruta consolidada, líquida do saldo de depósitos vinculados aos contratos de financiamento e custos de transação, totalizou R$ 24.106 milhões, ante R$ 22.363 milhões no segundo trimestre de 2026, e R$ 19.465 milhões no 3T25. O aumento frente ao valor do 2T26 reflete principalmente a conclusão parcial de uma operação de *liability management* no 3T26, conforme Comunicado ao Mercado de set/26, que envolveu a recolocação a mercado de R$ 2,4 bilhões de debêntures da Eneva S.A. anteriormente mantidas em tesouraria, e a liquidação antecipada de cerca de R$ 1,4 bilhão em debêntures com menor *duration,* contribuindo também para alinhar o perfil do endividamento da Companhia ao principal indexador de suas receitas.

Prazo e Custo da Dívida
(Anos e % a.a.)[38]



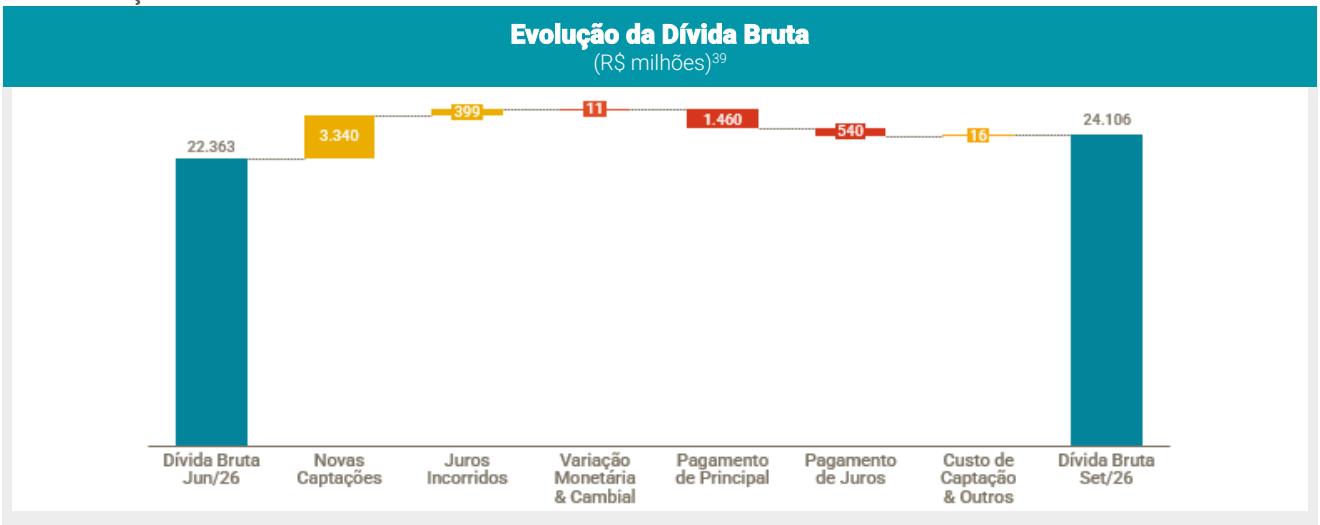
Perfil da Dívida 3T26
(%)[38]



Nesse contexto, o prazo médio de vencimento da dívida consolidada era de cerca de 6,1 anos ao final do período, representando um alongamento em relação aos prazos observados no 2T26 e no 3T25. O *spread*[38] médio das dívidas indexadas ao IPCA foi de 5,4%, em linha com o 2T26 e acima dos 5,2% do 3T25, enquanto o *spread*[38] médio das dívidas atreladas ao CDI foi de 1,3% no 3T26, redução frente ao 1,4% registrado no 2T26 e no 3T25. Adicionalmente, com a conclusão da operação de *liability management*, 93% do endividamento da Eneva passou a estar exposto a IPCA ao final do 3T26, frente a 86% ao final do 2T26.

Movimentação da Dívida Bruta

Evolução da Dívida Bruta
(R$ milhões)[39]



Os principais efeitos que impactaram a variação da dívida bruta no 3T26 foram:

Notas

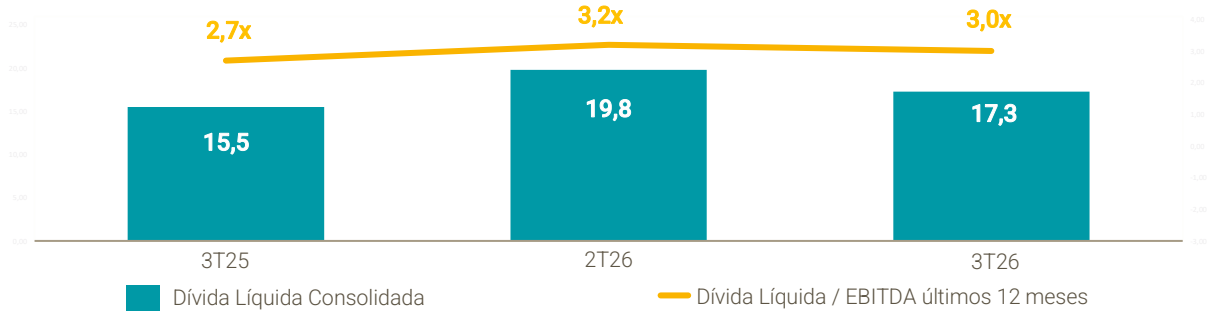
[38] O custo da dívida apresentado considera o custo médio ponderado da dívida no trimestre. O custo em CDI+ inclui no seu cálculo exposições em EURIBOR+, que se encontravam zeradas no período.
[39] Os valores de pagamentos de principal e juros incluem também os valores constituídos ou liberados (pagos)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

- +R$ 3,3 bilhões em Novas Captações, das quais: **(i)** recolocação a mercado de debêntures mantidas em tesouraria no valor de R$ 2,4 bilhões, com recursos parcialmente utilizados mas integralmente destinados ao pré-pagamento de dívidas da Companhia, no âmbito da operação de *liability management*; **(ii)** em ago/26, primeiro desembolso, no montante de R$ 351 milhões, do financiamento de R$ 501 milhões contratado junto ao BNB para a construção do 3º trem das Plantas de Liquefação no Maranhão; **(iii)** também em ago/26, desembolso integral do financiamento de R$ 400 milhões contratado junto ao BASA para a construção da UTE Azulão II; **(iv)** em jul/26, último desembolso, no montante de R$ 181 milhões, do financiamento de R$ 626 milhões contratado junto ao BB/FDA, destinado ao projeto UTE Azulão I; e **(v)** por fim, desembolso de R$ 7 milhões referente ao financiamento da GNL Brasil junto ao BNB, destinado à aquisição de cavalos mecânicos;
- -R$ 2,0 bilhões em pagamentos de principal e juros e liberação de depósitos vinculados, sendo R$ 1,4 bilhão no contexto do *liability management*, refletindo o resgate antecipado das seguintes debêntures de emissão da Eneva: **(i)** R$ 520 milhões da 3ª Série da 8ª Emissão, com custo CDI + 1,7% a.a.; **(ii)** R$ 743 milhões da 3ª Série da 10ª Emissão, com custo CDI + 1,0% a.a.; e **(iii)** R$ 143 milhões da 2ª Série da 11ª Emissão, com custo CDI + 2,5% a.a.. Ainda no período, também foram amortizados antecipadamente R$ 37,5 milhões, referentes à metade do saldo das debêntures da GNL Brasil; e
- +R$ 399 milhões em Juros Incorridos sobre Debêntures e Financiamentos.

▸ Dívida Líquida e Alavancagem

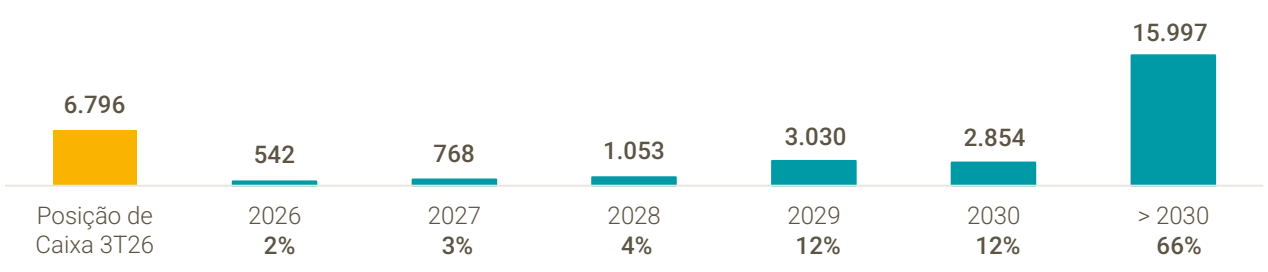
Ao final do 3T26, o saldo de caixa (incluindo caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários) totalizou R$ 6.796 milhões. A dívida líquida consolidada totalizou R$ 17.310 milhões, com alavancagem, medida pela relação de dívida líquida/EBITDA nos últimos 12 meses, em 3,0x.

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



No final do terceiro trimestre de 2026, os vencimentos[40] das dívidas da Eneva estavam majoritariamente concentrados no longo prazo, a partir de 2030, conforme observado no gráfico abaixo.

Cronograma de Vencimento da Dívida (Principal)
(R$ milhões)[40]



Notas

[40] 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	3T26	2T26	3T25
Nº de ações - final período	1.944.391.265	1.937.029.517	1.936.973.658
Cotação fechamento - final período (R$/ação)	27,87	26,72	16,55
Quantidade de ações negociadas (Milhões) - média diária	10,2	10,4	9,1
Volume financeiro (R$ Milhões) - média diária	214,9	212,0	121,2
Valor de Mercado - final período (R$ Milhões)[41]	53.521	51.115	31.706
Enterprise Value - final período (R$ Milhões)[42]	70.831	70.941	47.235

Composição Acionária

No 3T26, foram realizados dois aumentos de capital social, dentro do limite do capital autorizado, conforme divulgado em Avisos aos Acionistas, sendo:

(i) Em 12 de ago/26, mediante a emissão de 7.341.755 novas ações ordinárias da Eneva, em decorrência do exercício dos bônus de subscrição previstos nos contratos celebrados em 5 de set/24 com empresas do Grupo BTG Pactual S.A., como parcela contingente no âmbito da aquisição das SPEs Tevisa e Povoação, em razão da assinatura, ao longo do 3T26, dos Contratos de Reserva de Capacidade (CRCAPs) 2026 das UTEs Viana 1 e Povoação 1; e

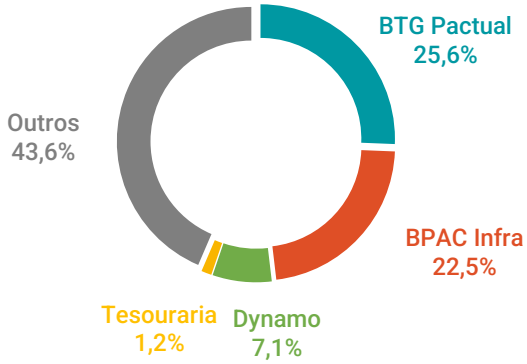
(ii) Em 22 de set/26, mediante a emissão de 19.993 novas ações ordinárias, decorrente do exercício de opções outorgadas no âmbito do Quinto Plano de Opção de Compra ou Subscrição de Ações da Companhia, aprovado pelo Conselho de Administração em 11 de fev/21, com base no Programa de Opção de Compra ou Subscrição de Ações aprovado pelos acionistas na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 02 de ago/16.

Com as emissões descritas acima, ao final de setembro de 2026, o capital social da Eneva era composto por 1.944.391.265 ações ordinárias, com 98,57% de ações em circulação[43]. A composição acionária está detalhada abaixo:

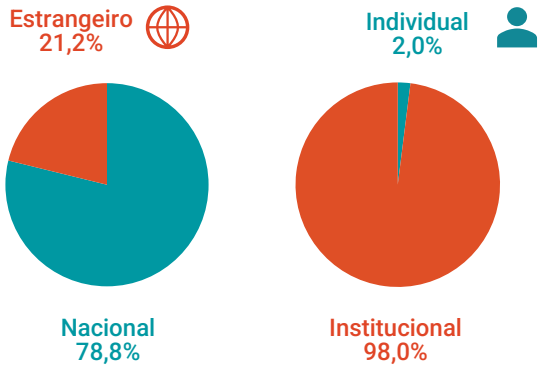
▸ Perfil do Capital Social da Eneva

Em 30 de setembro de 2026:

Principais Acionistas
(%)



Acionistas
(Por Tipo)



Notas

[41] Desconsidera valor de ações em tesouraria, a preço de fechamento do período.
[42] *Enterprise Value* equivale à soma do valor de mercado e da dívida líquida da Companhia, ambas do final do período. Valores do 3T25 foram alterados para desconsiderar as ações em tesouraria, conforme Valor de Mercado.
[43] 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 acessada por **aqui**.

ANEXOS[44] TABELAS DRE POR SEGMENTO

DRE - 3T26	Geração Parnaíba	Geração Roraima	Geração Azulão I	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	765,0	190,4	81,3	102,9	1.139,6	298,1	(291,8)	1.145,9	1.028,8	103,4	109,1	133,1	1.239,5	99,6	-	(199,1)	3.660,3
Deduções da Receita Bruta	(76,4)	(73,7)	(8,4)	(11,2)	(169,7)	(43,2)	570,9	358,0	(128,3)	(9,6)	(12,8)	(14,1)	(123,0)	(10,5)	-	(484,4)	(424,8)
Receita Operacional Líquida	688,7	116,7	72,8	91,7	969,9	254,9	279,1	1.503,9	900,5	93,9	96,2	118,9	1.116,5	89,2	-	(683,4)	3.235,6
Custos Operacionais	(481,4)	(108,5)	(28,5)	(34,9)	(653,3)	(140,3)	229,9	(563,7)	(646,7)	(46,8)	(50,9)	(148,6)	(1.082,2)	(62,0)	-	169,7	(2.431,1)
Depreciação e amortização	(83,4)	(43,5)	(6,7)	(11,0)	(144,6)	(74,6)	-	(219,2)	(101,6)	(16,6)	(12,5)	(30,9)	-	(17,5)	-	8,7	(389,7)
Despesas Operacionais	(11,6)	(6,9)	(0,9)	(1,5)	(20,9)	(20,2)	1,1	(40,0)	(3,8)	(1,7)	(1,1)	(3,3)	(11,6)	(2,6)	(239,6)	(3,3)	(307,1)
SG&A e Despesas de Exploração [1]	(11,2)	(6,8)	(0,9)	(1,5)	(20,4)	(21,1)	1,1	(40,4)	(3,8)	(3,6)	(1,1)	(3,2)	(10,9)	(2,6)	(121,3)	(2,8)	(189,6)
Depreciação e amortização	(0,4)	(0,1)	-	-	(0,5)	0,9	-	0,4	(0,0)	1,9	(0,0)	(0,1)	(0,7)	(0,0)	(118,4)	(0,5)	(117,5)
Outras receitas/despesas	(6,6)	(0,8)	(0,2)	0,1	(7,6)	5,2	0,0	(2,4)	83,5	(0,3)	(0,1)	(0,0)	(0,0)	341,0	(19,9)	0,0	401,8
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	(34,8)	(34,8)	-	-	-	-	-	-	165,9	(130,4)	0,7
EBITDA ICVM 527/12	272,9	44,0	49,9	66,4	433,2	173,3	475,3	1.081,8	435,1	59,8	56,7	(2,0)	23,4	383,1	24,7	(655,6)	1.407,0
Resultado Financeiro Líquido	3,7	(5,4)	(6,8)	(0,1)	(8,7)	(4,9)	-	(13,5)	(215,3)	(2,1)	0,4	(7,6)	1,2	(7,6)	(180,8)	4,7	(420,7)
EBT	192,7	(5,0)	36,4	55,3	279,4	94,8	475,3	849,5	118,1	43,0	44,5	(40,6)	23,8	358,0	(274,4)	(642,8)	479,1
Impostos Correntes	(25,2)	(4,5)	(9,8)	-	(39,6)	-	-	(39,6)	-	(2,2)	(0,8)	-	(5,0)	1,4	(0,0)	-	(46,1)
Impostos Diferidos	(5,0)	6,4	(1,5)	-	(0,1)	-	-	(0,1)	-	(6,2)	(0,4)	13,9	26,1	1,0	(19,2)	-	15,0
Resultado Líq. Período	162,5	(3,1)	25,1	55,3	239,7	94,8	475,3	809,8	118,1	34,6	43,3	(26,7)	44,9	360,4	(293,7)	(642,8)	447,9
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	125,1	125,1
Resultado Líq. Eneva	162,5	(3,1)	25,1	55,3	239,7	94,8	475,3	809,8	118,1	34,6	43,3	(26,7)	44,9	360,4	(293,7)	(767,9)	322,9

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

DRE - 3T25	Geração Parnaíba	Geração Roraima	Geração Azulão I	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	1.066,0	205,6	-	672,7	1.944,2	463,7	(571,4)	1.836,5	899,8	406,0	25,6	112,9	2.099,0	139,4	-	(558,5)	4.960,7
Deduções da Receita Bruta	(121,6)	(9,5)	-	(115,0)	(246,0)	(66,8)	104,4	(208,4)	(111,0)	(41,4)	(1,8)	(7,5)	(200,9)	(13,7)	-	51,9	(532,7)
Receita Operacional Líquida	944,4	196,1	-	557,7	1.698,2	396,8	(467,0)	1.628,0	788,9	364,6	23,8	105,4	1.898,2	125,8	-	(506,6)	4.428,0
Custos Operacionais	(651,5)	(99,0)	-	(109,5)	(860,0)	(211,0)	466,6	(604,4)	(454,8)	(344,5)	(38,9)	(141,1)	(1.910,0)	(65,3)	0,1	500,7	(3.058,2)
Depreciação e amortização	(66,3)	(38,3)	-	(11,4)	(116,0)	(122,0)	-	(238,0)	(99,4)	(112,5)	(13,4)	(28,9)	-	(12,8)	-	5,6	(499,3)
Despesas Operacionais	(7,3)	(5,2)	(0,0)	(2,0)	(14,5)	(81,8)	2,3	(94,1)	(3,2)	(7,0)	(2,4)	(2,6)	(12,3)	(3,4)	(326,4)	2,5	(448,8)
SG&A e Despesas de Exploração [1]	(7,0)	(5,2)	(0,0)	(2,0)	(14,2)	(78,0)	2,3	(89,9)	(3,2)	(6,6)	(2,3)	(2,5)	(11,7)	(3,3)	(66,0)	(2,3)	(187,8)
Depreciação e amortização	(0,3)	(0,0)	-	-	(0,3)	(3,9)	-	(4,2)	(0,0)	(0,5)	(0,1)	(0,1)	(0,6)	(0,0)	(260,3)	4,8	(261,0)
Outras receitas/despesas	42,6	(0,2)	-	(0,5)	41,8	(0,0)	0,4	42,2	133,0	4,7	0,5	(0,0)	8,6	(5,5)	(44,6)	(0,5)	138,5
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	(48,7)	(48,7)	-	-	-	-	-	-	254,8	(205,6)	0,5
EBITDA ICVM 527/12	394,7	129,9	(0,0)	457,1	981,7	229,8	(46,4)	1.165,2	563,2	130,8	(3,5)	(9,3)	(14,9)	64,5	144,2	(219,8)	1.820,3
Resultado Financeiro Líquido	39,0	(7,3)	2,5	0,1	34,3	(239,4)	0,6	(204,5)	232,5	(26,2)	0,9	(3,3)	1,4	(2,7)	(376,7)	5,7	(373,0)
EBT	367,1	84,3	2,5	445,8	899,7	(135,4)	(45,8)	718,5	696,3	(8,4)	(16,1)	(41,6)	(14,1)	48,9	(492,8)	(203,8)	686,9
Impostos Correntes	(55,3)	(9,7)	-	-	(65,0)	-	-	(65,0)	-	(0,9)	-	(4,8)	-	(1,8)	(16,4)	-	(88,9)
Impostos Diferidos	(5,2)	(2,6)	-	-	(7,8)	-	-	(7,8)	-	2,4	0,3	4,8	31,7	(0,0)	(87,5)	-	(56,0)
Resultado Líq. Período	306,6	72,0	2,5	445,8	826,9	(135,4)	(45,8)	645,7	696,3	(6,9)	(15,8)	(41,6)	17,7	47,1	(596,6)	(203,8)	542,1
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	193,0	193,0
Resultado Líq. Eneva	306,6	72,0	2,5	445,8	826,9	(135,4)	(45,8)	645,7	696,3	(6,9)	(15,8)	(41,6)	17,7	47,1	(596,6)	(396,7)	349,1

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

DRE - 9M26	Geração Parnaíba	Geração Roraima	Geração Azulão I	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	2.712,4	606,3	100,5	141,6	3.560,9	993,6	(1.031,0)	3.523,5	3.417,5	639,7	325,8	418,5	5.641,6	365,6	-	(1.035,1)	13.297,2
Deduções da Receita Bruta	(284,0)	(96,1)	(10,2)	(16,1)	(406,5)	(152,9)	710,3	150,9	(429,5)	(64,7)	(36,0)	(44,1)	(564,0)	(36,6)	-	(379,5)	(1.403,4)
Receita Operacional Líquida	2.428,4	510,2	90,3	125,5	3.154,4	840,7	(320,7)	3.674,5	2.988,0	575,0	289,8	374,4	5.077,6	329,1	-	(1.414,6)	11.893,7
Custos Operacionais	(1.665,5)	(321,8)	(39,0)	(115,5)	(2.141,8)	(425,1)	819,5	(1.747,4)	(2.029,7)	(362,9)	(146,3)	(468,7)	(4.882,0)	(175,9)	-	902,2	(8.910,7)
Depreciação e amortização	(226,4)	(126,6)	(6,7)	(33,6)	(393,2)	(201,6)	-	(594,8)	(302,9)	(128,0)	(39,1)	(91,9)	-	(57,1)	-	24,6	(1.189,3)
Despesas Operacionais	(28,4)	(16,2)	(0,9)	(3,5)	(49,1)	(112,9)	6,2	(155,8)	(10,3)	(13,0)	(4,3)	(8,2)	(31,7)	(7,5)	(706,3)	(9,9)	(946,9)
SG&A e Despesas de Exploração [1]	(27,1)	(15,9)	(0,9)	(3,5)	(47,5)	(105,5)	6,2	(146,8)	(10,2)	(14,2)	(3,9)	(7,8)	(29,4)	(7,4)	(351,1)	(7,8)	(578,7)
Depreciação e amortização	(1,3)	(0,3)	-	-	(1,6)	(7,4)	-	(9,0)	(0,0)	1,2	(0,4)	(0,4)	(2,3)	(0,1)	(355,1)	(2,1)	(368,2)
Outras receitas/despesas	(14,0)	248,5	(0,2)	0,1	234,4	0,9	0,0	235,3	342,6	(9,8)	(0,3)	(5,7)	0,2	336,7	(156,4)	(0,0)	742,5
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	(462,0)	(462,0)	-	-	-	-	-	-	935,0	(472,8)	0,3
EBITDA ICVM 527/12	948,2	547,6	56,8	40,1	1.592,8	512,6	43,0	2.148,4	1.593,6	316,1	178,5	(15,9)	166,4	539,5	427,5	(1.017,6)	4.336,4
Resultado Financeiro Líquido	(51,7)	(38,6)	(5,8)	(0,2)	(96,4)	(30,4)	-	(126,8)	(379,8)	(29,1)	2,7	(14,4)	2,9	(26,6)	(931,8)	13,6	(1.489,3)
EBT	668,8	382,1	44,3	6,4	1.101,6	273,1	43,0	1.417,7	910,8	160,2	141,6	(122,6)	167,0	455,7	(859,4)	(981,4)	1.289,6
Impostos Correntes	(95,7)	(17,2)	(11,6)	-	(124,4)	-	-	(124,4)	-	(7,1)	(4,6)	-	(12,4)	-	(0,0)	-	(148,6)
Impostos Diferidos	(20,2)	(4,0)	(1,5)	-	(25,6)	-	-	(25,6)	-	(26,9)	(1,2)	54,5	97,3	1,2	6,5	-	105,7
Resultado Líq. Período	552,9	361,0	31,2	6,4	951,5	273,1	43,0	1.267,7	910,8	126,1	135,8	(68,1)	251,9	457,0	(853,0)	(981,4)	1.246,8
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	369,8	369,8
Resultado Líq. Eneva	552,9	361,0	31,2	6,4	951,5	273,1	43,0	1.267,7	910,8	126,1	135,8	(68,1)	251,9	457,0	(853,0)	(1.351,2)	877,0

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

DRE - 9M25	Geração Parnaíba	Geração Roraima	Geração Azulão I	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	2.477,9	616,0	-	2.028,9	5.122,7	873,5	(1.024,4)	4.971,8	2.800,6	967,5	26,3	335,4	5.670,3	410,5	0,0	(1.373,2)	13.809,1
Deduções da Receita Bruta	(278,7)	(31,6)	-	(343,9)	(654,2)	(128,0)	180,0	(602,3)	(304,1)	(99,1)	(2,6)	(23,1)	(498,7)	(41,2)	(0,0)	127,5	(1.443,6)
Receita Operacional Líquida	2.199,2	584,3	-	1.685,0	4.468,5	745,5	(844,5)	4.369,5	2.496,6	868,4	23,7	312,2	5.171,5	369,3	0,0	(1.245,7)	12.365,6
Custos Operacionais	(1.426,6)	(310,4)	-	(351,4)	(2.088,4)	(361,5)	844,5	(1.605,5)	(1.491,3)	(706,4)	(120,3)	(391,1)	(5.078,8)	(166,1)	0,0	1.233,6	(8.325,7)
Depreciação e amortização	(185,0)	(110,3)	-	(34,0)	(329,3)	(168,3)	-	(497,6)	(296,4)	(321,9)	(39,3)	(86,2)	-	(25,6)	-	22,5	(1.244,6)
Despesas Operacionais	(23,7)	(15,6)	(0,1)	(4,4)	(43,8)	(207,8)	7,7	(243,9)	(10,5)	(20,6)	(11,0)	(10,3)	(39,7)	(8,4)	(929,9)	(8,8)	(1.282,9)
SG&A e Despesas de Exploração [1]	(22,8)	(15,6)	(0,1)	(4,4)	(42,9)	(196,2)	7,7	(231,3)	(10,5)	(19,2)	(7,6)	(9,9)	(38,0)	(8,3)	(218,0)	(7,7)	(550,5)
Depreciação e amortização	(0,9)	(0,0)	-	(0,0)	(0,9)	(11,6)	-	(12,5)	(0,0)	(1,4)	(3,4)	(0,4)	(1,6)	(0,1)	(711,9)	(1,1)	(732,4)
Outras receitas/despesas	40,2	(0,5)	(0,0)	(0,2)	39,5	(0,2)	-	39,3	324,1	3,3	0,0	(0,0)	(1,5)	(12,2)	(61,8)	(0,5)	290,7
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	(179,8)	(179,8)	-	-	-	-	-	-	772,6	(591,1)	1,7
EBITDA ICVM 527/12	974,9	368,2	(0,1)	1.363,0	2.706,0	355,9	(172,1)	2.889,8	1.615,4	468,0	(64,8)	(2,5)	53,2	208,3	492,7	(633,7)	5.026,4
Resultado Financeiro Líquido	(36,4)	(53,9)	0,3	4,4	(85,5)	(1,3)	1,6	(85,2)	163,6	(86,7)	1,4	(22,6)	2,6	(27,2)	(834,9)	10,9	(878,1)
EBT	752,7	204,0	0,2	1.333,4	2.290,3	174,7	(170,5)	2.294,5	1.482,5	58,1	(106,2)	(111,7)	54,2	155,4	(1.054,0)	(601,5)	2.171,3
Impostos Correntes	(103,6)	(17,8)	-	(20,2)	(141,7)	-	-	(141,7)	-	(7,2)	1,4	(13,0)	(11,1)	(6,0)	(16,4)	-	(194,0)
Impostos Diferidos	(20,3)	(11,9)	-	(2,2)	(34,4)	-	-	(34,4)	-	(3,5)	1,0	10,4	21,6	(1,3)	(464,2)	-	(470,4)
Resultado Líq. Período	628,7	174,2	0,2	1.311,1	2.114,2	174,7	(170,5)	2.118,4	1.482,5	47,3	(103,7)	(114,3)	64,7	148,1	(1.534,7)	(601,5)	1.506,9
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	398,9	398,9
Resultado Líq. Eneva	628,7	174,2	0,2	1.311,1	2.114,2	174,7	(170,5)	2.118,4	1.482,5	47,3	(103,7)	(114,3)	64,7	148,1	(1.534,7)	(1.000,4)	1.108,0

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

Notas

44 As linhas de resultado apresentadas neste documento incluem o segmento de Geração a Carvão. Nas Demonstrações Financeiras, por sua vez, em decorrência do desinvestimento e do consequente tratamento contábil aplicável às operações descontinuadas, os resultados desse segmento não são apresentados nas respectivas linhas de resultado, sendo reconhecidos em Operações Descontinuadas, conforme detalhado na Nota Explicativa 3.1.



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 3Q26

eneva

3Q26 Earnings Conference Call

Thursday, November 12th, 2026
08:00 a.m. (US EST) / 10:00 a.m. (BRT)
Click here to register for the call



ri.eneva.com.br

ENEV3 NOVO MERCADO

BRASIL BOLSA BALCÃO

Rio de Janeiro, November 11th, 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 third quarter ended September 30th, 2026 ("3Q26"). The following information is presented on a consolidated basis in accordance with the accounting practices adopted in Brazil, except where otherwise stated.

ENEVA DISCLOSES RESULTS FOR THE THIRD QUARTER OF 2026

- **EBITDA totals R$1,407 million in 3Q26,** up from 2Q26, supported by the start of five new regulated contracts;
- **Operating Cash Flow (OCF) reaches R$1,728 million,** the second-highest level in the Company's history; and
- **COD of Azulão I TPP and start of Regulated Contracts for the ES gas-fired TPPs between July and August**

3Q26 HIGHLIGHTS

- Consolidated EBITDA of R$1,407 million in 3Q26, R$416 million lower than in 3Q25, mainly reflecting the end of the PCS contracts for the Espírito Santo (ES) plants, the deconsolidation and sale of the coal-fired TPPs, and non-cash accounting provision effects related to the riser in both periods, partially offset by the recognition of proceeds from the mutually agreed early termination of the LNG supply contract with Vale S.A.;
- Commencement of the regulated contracts for the ES natural gas-fired TPPs under the 2021 and 2026 Capacity Reserve Auctions (LRCAP) between July and August 2026, adding EBITDA of R$66.4 million in 3Q26, not yet reflecting a full quarter of fixed revenues;
- COD of Azulão I TPP in Aug/26, the first asset of the Azulão Complex to begin operations, with 295 MW contracted under the 2021 LRCAP for a 15-year term, already recording EBITDA of R$50 million in 3Q26, of which nearly R$30.0 million came from out-of-merit generation over just 12 days of dispatch, averaging approximately 12 hours per day (28 GWh). The TPP was dispatched again for electrical reasons starting in 4Q26, already adding up around 85 GWh between Oct/26 and the first 10 days of Nov/26;
- Start of regulated contracts for the Oil-Fired Generation TPPs between August and October 2025, contributing R$57 million in EBITDA in 3Q26, compared with negative EBITDA of R$4 million in 3Q25;
- Gas Trading Desk (On-Grid) EBITDA totals R$163 million in 3Q26, up R$135 million year-over-year, driven by opportunistic transactions in the natural gas and LNG markets, leveraging its contract portfolio and price arbitrage;
- Completion of the sale of Pecém II TPP in August 2026, generating R$748 million in proceeds, plus a contingent payment of up to R$149 million, and the asset swap involving the divestment of Itaqui TPP, resulting in Eneva consolidating its 100% interest in the Ceará Hub, receiving R$365 million, plus a contingent payment of up to R$467 million. The divestment of the coal-fired TPPs marks an important milestone in the evolution of Eneva's portfolio management strategy;
- R$340 million received in connection with the early termination of a contract in the Off-Grid segment, enabling the liquefaction train to achieve payback in less than 24 months of operation and providing time to develop a structured commercial strategy for the available volume;
- Second-highest OCF in the Company's history, at R$1,728 million in 3Q26, driven by the operating performance of the assets. Cash balance increased R$4,259 million, also supported by the funding raised during the period and the proceeds from the sale of Pecém II;
- Completion of a liability management transaction in 3Q26, involving the placement of R$2.4 billion in Eneva S.A. treasury-held debentures and the early repayment of approximately R$1.4 billion in shorter-maturity debentures, helping align the Company's debt profile with the IPCA inflation index, to which most of its revenues are linked;
- New receivables financing transaction backed by Porto de Sergipe I TPP's fixed revenues under the CCEARs for January 2030 through December 2035, generating R$3.0 billion in net proceeds at an all-in cost of CDI + 0.81% p.a.;
- Leverage (Net Debt/LTM EBITDA) at 3.0x at the end of 3Q26, maintaining balance sheet capacity to support contracted growth;
- Subsequent events to the quarter include:
  - Six exploration blocks in the Parnaíba Complex awarded in ANP's Permanent Offer for R$1.5 million in October 2026;
  - New investment agreement signed with Itaú in October 2026, providing for an R$1.8 billion capital contribution to Eneva III through the acquisition of preferred shares, with Eneva holding a repurchase option exercisable from 2031;
  - Signing of agreements with Vports in November 2026, establishing the location of the Southeast Hub within the SUDENE area in Espírito Santo and confirming Eneva's 100% ownership of its two new hubs in Ceará and Espírito Santo;

MAIN INDICATORS

Consolidated (R$ million)[1]	3Q26	3Q25	Var.	9M26	9M25	Var.
Net Operating Revenues	3,235.6	4,428.0	-26.9%	11,893.7	12,365.6	-3.8%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**1,407.0**	**1,822.9**	**-22.8%**	**4,336.3**	**5,019.1**	**-13.6%**
EBITDA Margin (%)	43.5%	41.2%	2.3 p.p.	36.5%	40.6%	-4.1 p.p.
Eneva Net Income	322.9	351.7	-8.2%	876.8	1,100.6	-20.3%
Investments (Accrual basis)[2]	1,773.7	1,552.6	14.2%	5,402.5	3,982.4	35.7%
Operating Cash Flow	1,728.0	1,965.2	-12.1%	4,920.0	4,352.1	13.1%
Net Debt (R$ Billion)[3]	17.3	15.5	11.5%	-	-	-
Net Debt/EBITDA LTM[4]	**2.97x**	**2.68x**	**0.29x**	**-**	**-**	**-**

Notes

[1] The consolidated results presented in this document include the Coal Generation segment. In the ITRs, following the divestment and the resulting accounting treatment for discontinued operations, the segment's results are excluded from the individual income statement line items and recognized under Discontinued Operations, as described in Note 3.1.
[2] Excludes the CAPEX of Pecém II and Itaqui TPPs, following the deconsolidation of these assets from Eneva at the end of 1Q26 and during 3Q26, as part of the sale process. For better comparability, the CAPEX of these TPPs was excluded from the other periods.
[3] The calculation of net debt considers the gross debt balance minus the balance of cash, cash equivalents and securities.
[4] Considers the accumulated EBITDA as per the guidelines of ICVM 527/12 for the last 12 months. In 3Q25, also considers the 12-month EBITDA result of the assets acquired in 4Q24, including pre-acquisition, as per the conditions of covenants approved by the Company's creditors at the General Meetings of Debenture Holders in 2022.

OPERATIONAL PERFORMANCE

Operational Data

Upstream	3Q26	2Q26	1Q26	4Q25	3Q25
Parnaíba					
Production (bcm of natural gas)	**0.42**	0.42	0.45	0.63	0.63
Remaining reserves (bcm of natural gas)	**36.6**	37.1	37.5	37.9	35.0
Amazonas					
Production (bcm of natural gas)	**0.06**	0.05	0.06	0.06	0.06
Remaining reserves (bcm of natural gas)	**9.4**	9.5	9.5	9.6	9.6

Off-Grid Gas Trading: SSLNG	3Q26	2Q26	1Q26	4Q25	3Q25
Parnaíba					
Produced volume (MM m³ of natural gas)[5]	**19.2**	21.8	16.5	15.1	15.8
Billed volume (MM m³ of natural gas)[6]	**19.4**	30.5	35.8	37.8	36.6

Gas Thermal Generation - Parnaíba	3Q26	2Q26	1Q26	4Q25	3Q25
Parnaíba I TPP					
Availability (%)	**99%**	99%	99%	97%	100%
Dispatch (%)	**27%**	56%	43%	84%	78%
Net Generation (GWh)	**377**	789	598	1,114	1,070
Gross Generation (GWh)	**402**	828	628	1,161	1,114
Parnaíba II TPP					
Availability (%)	**98%**	44%	94%	96%	100%
Dispatch (%)[7]	**86%**	31%	85%	97%	91%
Net Generation (GWh)	**935**	333	904	997	989
Gross Generation (GWh)	**981**	349	953	1,044	1,036
Parnaíba III and Parnaíba VI TPPs					
Availability (%)	**100%**	92%	98%	95%	100%
Dispatch (%)	**71%**	46%	52%	62%	81%
Net Generation (GWh)	**406**	256	284	346	460
Gross Generation (GWh)	**426**	270	300	364	483
Parnaíba IV TPP					
Availability (%)	**100%**	100%	96%	100%	100%
Dispatch (%)	**0%**	27%	7%	2%	26%
Net Generation (GWh)	**0**	32	8	2	31
Gross Generation (GWh)	**0**	32	9	2	32
Parnaíba V TPP					
Availability (%)	**100%**	99%	45%	60%	60%
Dispatch (%)	**29%**	59%	30%	54%	46%
Net Generation (GWh)	**221**	440	220	388	341
Gross Generation (GWh)	**235**	468	236	418	367

Notes

[5] The volume of natural gas produced for Off-Grid gas trading is included in the total gas volume produced in the Parnaíba Basin presented in the Upstream section.
[6] The total volume sold may differ from the volume produced due to any take-or-pay clauses, reflecting the minimum contractual amounts.
[7] The Parnaíba II TPP's contractual inflexibility period was set at 100% in January and 100% between August and December for 2025 and 2026.

Gas Thermal Generation - Roraima	3Q26	2Q26	1Q26	4Q25	3Q25
Jaguatirica II TPP					
Availability (%)	**65%**	100%	98%	96%	100%
Dispatch (%)	**46%**	60%	80%	71%	78%
Net Generation (GWh)	**122**	157	208	196	207
Gross Generation (GWh)	**128**	166	217	205	217

Gas Thermal Generation - Azulão 950	3Q26	2Q26	1Q26	4Q25	3Q25
Azulão I TPP					
Availability (%)	**100%**[8]	-	-	-	-
Dispatch (%)	**4%**	-	-	-	-
Net Generation (GWh)	**32**	-	-	-	-
Gross Generation (GWh)	**33**	-	-	-	-

Gas Thermal Generation – Third-Party Fuel (LNG)	3Q26	2Q26	1Q26	4Q25	3Q25
Porto de Sergipe I TPP (Sergipe Hub)					
Availability (%)	**100%**	97%	98%	95%	88%
Dispatch (%)	**0%**	0%	27%	52%	1%
Net Generation (GWh)	**4**	2	894	1,682	43
Gross Generation (GWh)	**4**	2	938	1,756	46
Viana 1, Povoação 1, LORM and LORM 1 TPPs[9]					
Availability (%)[10]	**100%**	N/A	94%	99%	100%
Dispatch (%)	**1%**	0%	0%	45%	1%
Net Generation (GWh)	**5**	1	2	347	7
Gross Generation (GWh)	**5**	1	2	349	7

Coal Thermal Generation[11]	3Q26	2Q26	1Q26	4Q25	3Q25
Itaqui TPP					
Availability (%)	**46%**	28%	70%	94%	96%
Dispatch (%)	**1%**	2%	19%	57%	32%
Net Generation (GWh)	**3**	15	126	369	226
Gross Generation (GWh)	**3**	17	144	418	256
Total Coal Inventory - Beginning of Period (kt)	**121.7**	129.0	97.8	52.7	153.8
Total Coal Inventory - End of Period (kt)	**120.4**	121.7	129.0	97.8	52.7

Oil Thermal Generation	3Q26	2Q26	1Q26	4Q25	3Q25
Viana and Geramar I and II TPPs					
Availability (%)	**98%**	100%	100%	100%	99%
Dispatch (%)	**0%**	0%	0%	0%	0%
Net Generation (GWh)	**1**	0	1	0	0
Gross Generation (GWh)	**1**	0	1	0	0

Notes

[8] The Azulão I TPP's 3Q26 availability indicator considers data only after COD on August 4th, 2026, at 100.0% in August 2026 and 99.1% in September 2026.

[9] The 2025 historical figures consider the LORM TPP's CCEAR regulated contracts and the Viana 1 PCS contracts, which ended on December 31st, 2025, and the Povoação 1 and LORM 1 PCS contracts, which ended on January 10th, 2026. The LORM TPP's regulated contract under the 2021 LRCAP commenced on July 1st, 2026, and the other plants' regulated contracts under the 2026 LRCAP commenced on August 1st, 2026.

[10] In early 2Q26, upon Eneva's request, ANEEL declared the suspension of commercial operation of the Viana 1, Povoação 1, LORM and LORM 1 plants until the start of their respective regulated contracts. These contracts took effect in July 2026 for LORM and in August 2026 for the other TPPs. Accordingly, for comparability purposes, the calculation of 3Q26 average availability disregards the availability recorded in July 2026 for the assets whose commercial operation was still suspended in that period.

[11] As of 2Q26, following the deconsolidation of Pecém II from Eneva S.A. as part of its sale process (completed on August 31st, 2026), the plant has been excluded from the Coal Thermal Generation segment breakdown in the Operational Release, to improve comparability across reporting periods. Additionally, given the ongoing sale process of Itaqui, the plant ceased to be consolidated by Eneva S.A. as of September 2026, so the data presented for 3Q26 refer only to July and August. For the individual historical operational data of both assets, refer to the Quarterly Operational Data Spreadsheet, available at https://ri.eneva.com.br/informacoes-financeiras/planilhas-interativas/.

Solar Generation	3Q26	2Q26	1Q26	4Q25	3Q25
Futura 1 Solar Complex					
Availability (%)	**99%**	99%	98%	98%	98%
Capacity Factor (%)[12,13]	**31%**	26%	28%	32%	32%
Generation Curtailed by Restriction (GWh)	**-141**	-87	-58	-131	-173
Gross Generation post-Restriction (GWh)[13]	**329**	305	351	350	311
Net Generation (GWh)	**320**	296	340	338	301

Operating data for each asset are available on the Investor Relations website, in the **Interactive Spreadsheets**.

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

Notes

[12] Capacity factor aims to measure the total generation capacity of the operating park during the period. It considers generation in the quarter, adjusted to include generation curtailed by restriction in the period, relative to the operational installed capacity (adjusted for availability).

[13] Gross Generation post-Restriction and Capacity Factor data for the 2025 quarters were retroactively revised to also consider the generation volumes allocated to internal consumption.

FINANCIAL PERFORMANCE

Consolidated[14]	3Q26	3Q25	%	9M26	9M25	%
(R$ million)						
Net Operating Revenues	**3,235.6**	**4,428.0**	**-26.9%**	**11,893.7**	**12,365.6**	**-3.8%**
Operating Costs	**(2,041.4)**	**(2,556.3)**	**-20.1%**	**(7,721.4)**	**(7,088.4)**	**8.9%**
Operating Expenses	**(189.6)**	**(187.8)**	**1.0%**	**(578.7)**	**(550.5)**	**5.1%**
SG&A	(170.3)	(111.5)	52.7%	(478.4)	(356.4)	34.2%
SOP/Long-Term Incentive (LTI)	(37.0)	(22.2)	67.0%	(159.2)	(72.0)	121.1%
Other Expenses	(133.3)	(89.4)	49.1%	(319.2)	(284.3)	12.3%
Exploration Expenses, G&G	(19.3)	(76.2)	-74.7%	(100.3)	(194.1)	-48.3%
Dry wells and provisions for doubtful accounts	-	(17.4)	N/A	(43.8)	(48.1)	-9.0%
Depreciation and Amortization Costs	**(389.7)**	**(499.3)**	**-22.0%**	**(1,189.3)**	**(1,244.6)**	**-4.4%**
Depreciation and Amortization Expenses	**(117.6)**	**(261.0)**	**-55.0%**	**(368.3)**	**(732.4)**	**-49.7%**
Capital Gains, Losses and Goodwill	(95.2)	(217.8)	-56.3%	(286.0)	(664.6)	-57.0%
Other Revenue/Expenses	**401.8**	**138.5**	**190.2%**	**742.5**	**290.7**	**155.4%**
Equity Income	**0.7**	**0.5**	**35.3%**	**0.3**	**1.7**	**-84.1%**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**1,407.0**	**1,822.9**	**-22.8%**	**4,336.3**	**5,019.1**	**-13.6%**
Net Financial Result	(420.7)	(373.0)	12.8%	(1,489.3)	(878.1)	69.6%
EBT	**479.1**	**689.6**	**-30.5%**	**1,289.5**	**2,163.9**	**-40.4%**
Current Taxes	(46.1)	(88.9)	-48.1%	(148.6)	(194.0)	-23.4%
Deferred Taxes	15.0	(56.0)	N/A	105.7	(470.4)	N/A
Net Income for the Period	**447.9**	**544.7**	**-17.8%**	**1,246.6**	**1,499.5**	**-16.9%**
Net Income Attributable to Non-controlling Interests	125.1	193.0	-35.2%	369.8	398.9	-7.3%
Eneva Net Income	**322.9**	**351.7**	**-8.2%**	**876.8**	**1,100.6**	**-20.3%**

Eneva ended 3Q26 with consolidated EBITDA of R$1,407.0 million, down 23% year-over-year. The decline mainly reflected the expiration of regulated contracts under the 2021 Simplified Competitive Bidding Process ("PCS 2021") for the Espírito Santo gas-fired plants, lower demand for thermal generation in Brazil, and the deconsolidation of Pecém II and Itaqui TPPs from Eneva S.A.'s results. These effects were partially offset by the receipt of R$340 million in July 2026 under a mutual termination agreement for an LNG supply contract in the Off-Grid Gas Trading segment, the start of new regulated contracts during the period, and strong gas and energy trading results.

The key drivers behind Consolidated EBITDA performance in 3Q26 versus 3Q25 include:

- R$316 million increase in Off-Grid Gas segment EBITDA, mainly reflecting the proceeds received from the early termination of the contract with Vale S.A.;
- R$60 million increase in EBITDA from Oil-Fired Generation assets, whose regulated contracts under the 2021 LRCAP took effect ahead of schedule, in August and October 2025, and were therefore only partially in effect in 3Q25; and
- R$50 million EBITDA contribution from Azulão I TPP, reflecting the start of commercial operations and its regulated contract in August 2026.

Conversely, the positive EBITDA performance in 3Q26 was more than offset by the following effects:

- R$391 million EBITDA decline in the Third-Party Gas-Fired Generation segment, mainly reflecting the termination of the PCS regulated contracts for the ES TPPs between December 2025 and January 2026, prior to the start of the new CRCAPs throughout 3Q26;
- R$178 million decrease in EBITDA across the Upstream and Gas-Fired Generation TPPs - Parnaíba Complex segments, mainly reflecting lower dispatch levels during the period;
- Non-cash expense of R$119 million in the Sergipe Hub segment in 3Q26, related to the reversal of a positive amount of the same value recognized in 3Q25 for the insurance reimbursement associated with the riser failure in 4Q24;

Notes

[14] The consolidated results presented in this document include the Coal Generation segment. In the ITRs, following the divestment and the resulting accounting treatment for discontinued operations, the segment's results are excluded from the individual income statement line items and recognized under Discontinued Operations, as described in Note 3.1.

- R$86 million EBITDA decline at Jaguatirica II TPP, reflecting scheduled outages during 3Q26; and
- R$71 million year-over-year decline in Coal-Fired Generation segment EBITDA, resulting from the deconsolidation of Pecém II TPP at the end of 1Q26 and Itaqui TPP at the end of August 2026.

Depreciation and Amortization ("D&A") decreased by R$253 million compared to 3Q25, mainly reflecting: **(i)** the deconsolidation of Pecém II and Itaqui TPPs, with an impact of R$98 million; and **(ii)** lower amortization of capital gains related to Linhares, Tevisa and Povoação as of December 2025, following the expiration of the PCS contracts.

In 3Q26, the net financial result was negative R$421 million, a R$48 million increase in expenses year-over-year. The variation mainly reflected a R$46 million increase in expenses from the recognition of the present value adjustment (PVA) on receivables anticipation transactions, including the initial recognition of the new Porto de Sergipe I TPP transaction.

Current and deferred taxes totaled negative R$31 million in 3Q26, a R$114 million year-over-year improvement. This mainly reflected a R$71 million decrease in deferred tax expense, driven by increased recognition of tax credits, mainly due to the recognition of deferred tax assets on tax loss carryforwards and the negative CSLL tax base at the parent company. Current tax expense also decreased by R$43 million year-over-year, reflecting lower dispatch levels during the period.

Against this backdrop, Eneva reported net income of R$323 million in 3Q26, compared with R$352 million in 3Q25.

CONSOLIDATED CASH FLOW

Free Cash Flow	3Q26	3Q25	Var. Abs.	9M26	9M25	Var.
(R$ million)						
Beginning of Period Cash Position[15]	**2,536.9**	**3,855.8**	**(1,318.9)**	**2,650.9**	**3,866.3**	**(1,215.4)**
(+) Cash Flow from Operating Activities (OCF)	**1,728.0**	**1,965.2**	**(237.1)**	**4,920.0**	**4,352.1**	**568.0**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	1,407.0	1,822.9	(415.9)	4,336.3	5,019.1	(682.7)
Working Capital Variation	243.0	227.6	15.5	459.5	(280.1)	739.6
Income Tax and Social Contribution	(45.5)	(57.0)	11.6	(140.5)	(190.5)	50.0
Variation in Other Assets and Liabilities	123.4	(28.3)	151.7	264.8	(196.3)	461.1
(+) Cash Flow from Investing Activities (CFI)	**(1,317.2)**	**(1,523.1)**	**205.9**	**(5,058.0)**	**(3,911.4)**	**(1,146.7)**
(+) Cash Flow from Financing Activities (CFF)	**3,848.0**	**(360.7)**	**4,208.7**	**4,282.8**	**(369.8)**	**4,652.6**
Debt Funding/Disbursements	3,340.1	726.8	2,613.4	5,843.7	2,526.1	3,317.6
Proceeds from Receivables Anticipation	3,000.0	-	N/A	3,000.0	-	N/A
Principal Amortization[16]	(1,460.5)	(497.1)	(963.3)	(1,718.1)	(954.6)	(763.5)
Interest Payments[16]	(539.8)	(399.2)	(140.6)	(1,338.3)	(1,132.2)	(206.2)
Lease	(112.6)	(100.3)	(12.3)	(320.2)	(303.4)	(16.8)
Others	(379.3)	(90.8)	(288.4)	(1,184.2)	(505.7)	(678.5)
(=) Total Cash Generation in the Period	**4,258.8**	**81.4**	**4,177.5**	**4,144.8**	**70.9**	**4,073.9**
End of Period Cash Position[15]	**6,795.7**	**3,937.3**	**2,858.4**	**6,795.7**	**3,937.3**	**2,858.4**

In 3Q26, the Company's Cash Flow from Operating Activities ("OCF") totaled R$1,728 million, driven by the quarterly operating results and the following positive effects:

- Positive working capital change of R$243 million, reflecting several factors, mainly driven by returns on financial investments and negative non-cash amounts recognized in EBITDA; and
- R$123 million positive impact from changes in Other Assets and Liabilities, mainly reflecting the accounting offset to the negative non-cash amount recognized in EBITDA from the write-off of the insurance reimbursement provision related to the Sergipe Hub riser claim.

Cash Flow from Investing Activities ("CFI") posted a total outflow of R$1,317 million in 3Q26, reflecting: **(i)** R$1,593 million in disbursements mainly allocated to the Company's projects under construction, particularly those contracted under the 2026 LRCAP, the Azulão 950 Project, construction of the third liquefaction train at the Parnaíba plant, and field development in the Parnaíba and Amazonas basins; **(ii)** a negative R$395 million impact from the deconsolidation of cash held by Itaqui, classified as an asset held for sale at the end of August 2026; **(iii)** R$77 million in earn-outs paid to counterparties in the quarter, following the achievement of contractual milestones in the period; **(iv)** partially offset by R$748 million in proceeds from the sale of 100% of the shares of Pecém II Geração de Energia S.A., completed in August 2026.

In 3Q26, the Cash Flow from Financing Activities ("CFF") totaled a net cash inflow of R$3,848 million, resulting from:

- Debt funding totaling R$3,340 million, as detailed in the Indebtedness section, with approximately 70% coming from the market placement of debentures previously held in Eneva's treasury as part of its liability management initiative, and from disbursements by BNB, BASA and BB/FDA for the main projects under construction;
- R$3,000 million in proceeds from a new partial receivables anticipation transaction involving Porto de Sergipe I TPP, completed in August 2026;
- R$2,000 million in principal repayments, interest payments and releases of restricted deposits related to the Company's financing arrangements, approximately 70% of which related to early debt redemptions completed in 3Q26 as part of the liability management process and contractually scheduled payments;
- Negative R$379 million under the "Others" line, mainly reflecting: **(i)** R$269 million in principal and interest payments related to partial receivables anticipation transactions involving Porto de Sergipe I and Itaqui TPPs (the latter through September 2026); and **(ii)** R$80 million in financing costs incurred during the period; and
- R$113 million in lease payments, including R$80 million related to Sergipe Hub operations.

As a result, Eneva ended 3Q26 with a consolidated free cash balance of R$6,796 million, an increase of R$4,259 million compared with the free cash balance at the end of 2Q26.

Notes

[15] Includes cash, cash equivalents and securities.
[16] In addition to interest and principal repayments, this item includes transactions involving earmarked deposits that have been established or released for principal and interest payments.

ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE BY SEGMENT

▸ Gas-Fired Thermal Generation - Parnaíba

This segment is comprised of the following subsidiaries:

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

Income Statement – Parnaíba Generation[17]	3Q26	3Q25	%	9M26	9M25	%
(R$ million)						
Gross Operating Revenues	**765.0**	**1,066.0**	**-28.2%**	**2,712.4**	**2,477.9**	**9.5%**
Fixed Revenues	**574.5**	**544.7**	**5.5%**	**1,718.5**	**1,636.7**	**5.0%**
Variable Revenues	**190.6**	**521.3**	**-63.4%**	**993.9**	**841.2**	**18.2%**
Contractual	99.0	348.6	-71.6%	717.5	475.1	51.0%
Spot Market	91.5	172.8	-47.0%	276.4	366.0	-24.5%
Exports	3.5	42.7	-91.9%	56.4	104.5	-46.1%
Trading	7.5	(5.2)	N/A	16.8	31.6	-46.9%
Reestablishment of commercial backing (FID)	-	2.1	N/A	-	7.9	N/A
Others	80.6	133.1	-39.5%	203.3	222.0	-8.5%
Deductions from Gross Revenues	**(76.4)**	**(121.6)**	**-37.2%**	**(284.0)**	**(278.7)**	**1.9%**
Fixed Revenues Return	(0.4)	(15.2)	-97.6%	(12.8)	(30.5)	-58.1%
Net Operating Revenues	**688.7**	**944.4**	**-27.1%**	**2,428.4**	**2,199.2**	**10.4%**
Operating Costs	**(481.4)**	**(651.5)**	**-26.1%**	**(1,665.5)**	**(1,426.6)**	**16.7%**
Fixed Costs	**(180.9)**	**(166.4)**	**8.7%**	**(520.6)**	**(481.8)**	**8.1%**
Transmission and regulatory charges	(70.7)	(64.3)	10.0%	(198.4)	(175.9)	12.8%
O&M	(40.4)	(32.7)	23.6%	(116.6)	(97.7)	19.3%
Fixed GTU lease	(69.7)	(69.4)	0.4%	(205.6)	(208.2)	-1.2%
Variable Costs	**(217.2)**	**(418.9)**	**-48.2%**	**(918.5)**	**(759.9)**	**20.9%**
Fuel (natural gas)	(178.9)	(265.8)	-32.7%	(544.6)	(444.4)	22.6%
Gas distribution tariff	(13.7)	(20.7)	-33.7%	(41.8)	(34.0)	23.0%
Variable GTU lease	(3.0)	(68.9)	-95.6%	(93.6)	(91.9)	1.8%
Trading[18]	(6.9)	(16.4)	-58.2%	(55.6)	(65.7)	-15.4%
Reestablishment of commercial backing (FID) / Refund	(10.0)	(42.7)	-76.6%	(170.9)	(111.6)	53.1%
Others	(4.7)	(4.4)	6.5%	(11.9)	(12.2)	-2.2%
Depreciation and Amortization	**(83.4)**	**(66.3)**	**25.8%**	**(226.4)**	**(185.0)**	**22.4%**
Operating Expenses	**(11.6)**	**(7.3)**	**58.8%**	**(28.4)**	**(23.7)**	**20.1%**
SG&A	(11.2)	(7.0)	60.3%	(27.1)	(22.8)	18.9%
Depreciation and Amortization	(0.4)	(0.3)	26.7%	(1.3)	(0.9)	52.0%
Other Revenue/Expenses	**(6.6)**	**42.6**	**N/A**	**(14.0)**	**40.2**	**N/A**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**272.9**	**394.7**	**-30.9%**	**948.2**	**974.9**	**-2.7%**
EBITDA Margin (%)	**39.6%**	**41.8%**	**-2.2 p.p.**	**39.0%**	**44.3%**	**-5.3 p.p.**

The Parnaíba Complex's fixed revenue increased by 5.5% in 3Q26 year-over-year, mainly driven by the early start of Parnaíba IV TPP's CRCAP in October 2025 and the annual contractual adjustments for the Complex's plants.

Fixed operating costs totaled R$180.9 million in 3Q26, up 8.7% year-over-year, mainly reflecting two factors: (i) the adjustment in TUST charges implemented in 3Q26, driven by the stronger locational signal in transmission tariffs; and (ii) a one-off increase in O&M costs due to the scheduled outage of Parnaíba II TPP.

Notes

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

As a result, the fixed margin of the Parnaíba Complex plants totaled R$336.6 million in 3Q26, up R$12.6 million year-over-year, representing a fixed EBITDA margin of 65.0%.

Variable revenues totaled R$190.6 million in 3Q26, down R$330.8 million year-over-year, mainly reflecting lower average dispatch during the quarter.

Variable costs totaled R$217.2 million in 3Q26, down R$201.7 million year-over-year, mainly due to:

- R$159.5 million decrease in natural gas, distribution, variable lease and other generation costs, in line with the lower volume of energy generated;
- R$32.7 million reduction in energy purchase costs (FID); and
- R$9.6 million decrease in costs associated with structured trading transactions carried out with the energy trading company, reflecting lower PLD levels throughout the quarter.

It is worth noting that, in both periods, Parnaíba II and VI TPPs operated mainly under contractual inflexibility and therefore did not recognize generation revenues. As a result, the total variable margin of the Parnaíba Complex plants was negative R$45.9 million in 3Q26.

In addition, in 3Q25, the "Other Revenue/Expenses" line benefited from R$45.9 million recognized following a favorable ANEEL decision exempting Parnaíba III TPP from liability for the delay in the start of commercial operations and extending the term of its CCEAR.

Reflecting these factors, the Parnaíba Complex's EBITDA totaled R$272.9 million in 3Q26, compared with R$394.7 million in 3Q25.

Depreciation and Amortization increased by R$17.2 million year-over-year, reflecting a reassessment of asset depreciation criteria in 4Q25, with no cash impact, and an increase in the property, plant and equipment base in service following investments in a major overhaul completed at a plant in the segment.

▸ Gas-Fired Thermal Generation – Azulão Complex

This segment comprises the results of Azulão I TPP, recorded by the subsidiary Azulão I Geração de Energia S.A., which began commercial operations on August 4th, 2026, becoming the first operational asset at the Azulão Complex.

Following Azulão I TPP's COD, the Company began reporting the asset's results separately in 3Q26; these results were previously included in the "Holding & Others" segment. To ensure comparability, prior-period results were also reclassified from "Holding & Others" to this segment.

Income Statement – Azulão I Generation	3Q26	3Q25	%	9M26	9M25	%
(R$ million)						
Gross Operating Revenues	**81.3**	**-**	**N/A**	**100.5**	**-**	**N/A**
Fixed Revenues	**43.3**	**-**	**N/A**	**43.3**	**-**	**N/A**
Variable Revenues	**38.0**	**-**	**N/A**	**57.3**	**-**	**N/A**
Spot Market	38.0	-	N/A	57.3	-	N/A
Deductions from Gross Revenues	**(8.4)**	**-**	**N/A**	**(10.2)**	**-**	**N/A**
Net Operating Revenues	**72.8**	**-**	**N/A**	**90.3**	**-**	**N/A**
Operating Costs	**(28.5)**	**-**	**N/A**	**(39.0)**	**-**	**N/A**
Fixed Costs	**(17.4)**	**-**	**N/A**	**(22.8)**	**-**	**N/A**
Transmission and regulatory charges	(9.3)	-	N/A	(14.6)	-	N/A
O&M	(8.1)	-	N/A	(8.2)	-	N/A
Variable Costs	**(4.4)**	**-**	**N/A**	**(9.6)**	**-**	**N/A**
Fuel (natural gas)	(2.0)	-	N/A	(7.0)	-	N/A
Gas distribution tariff	(2.4)	-	N/A	(2.6)	-	N/A
Trading	-	-	N/A	-	-	N/A
Others	-	-	N/A	0.0	-	N/A
Depreciation and Amortization	**(6.7)**	**-**	**N/A**	**(6.7)**	**-**	**N/A**
Operating Expenses	**(0.9)**	**-**	**N/A**	**(0.9)**	**-**	**N/A**
SG&A	(0.9)	-	N/A	(0.9)	-	N/A
Depreciation and Amortization	-	-	N/A	-	-	N/A
Other Revenue/Expenses	**(0.2)**	**-**	**N/A**	**(0.2)**	**-**	**N/A**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**49.9**	**-**	**N/A**	**56.8**	**-**	**N/A**
EBITDA Margin (%)	**68.5%**	**-**	**N/A**	**62.9%**	**-**	**N/A**

In 3Q26, the asset's gross operating revenues totaled R$81.3 million, comprising (i) R$43.3 million in fixed revenues, referring to approximately two months of operation after COD in August 2026; and (ii) R$38.0 million in variable revenues, including R$37.6 million from ONS-requested dispatches, which continued into early 4Q26.

In 3Q26, operating costs totaled R$21.9 million, excluding depreciation and amortization, as follows:

(i) R$17.4 million in fixed costs, including R$9.3 million related to TUST. The remaining R$8.1 million relates to O&M costs, reflecting only the period during which the asset was in commercial operation;

(ii) R$4.4 million in variable costs associated with generation throughout 3Q26, including retroactive costs recognized in the period related to commissioning generation in 2Q26. After accounting for total variable costs, the plant's variable margin was R$29.6 million in 3Q26.

It is worth noting that the year-to-date figures include amounts recognized prior to the asset's COD, mainly related to commissioning generation in June 2026 and TUST costs.

Based on the factors described above, Azulão I TPP generated R$49.9 million in EBITDA in its first months of operation, with an EBITDA margin of 68.5%, mainly driven by dispatches shortly after the start of commercial operations.

▸ Gas-Fired Thermal Generation – Roraima

This segment comprises the 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 since then.

Income Statement - Jaguatirica II TPP[19]	3Q26	3Q25	%	9M26	9M25	%
(R$ million)						
Gross Operating Revenues	**190.4**	**205.6**	**-7.4%**	**606.3**	**616.0**	**-1.6%**
Fixed Revenues	**155.2**	**148.3**	**4.7%**	**465.7**	**444.8**	**4.7%**
Variable Revenues	**35.2**	**57.3**	**-38.6%**	**140.7**	**171.1**	**-17.8%**
Contractual	35.2	57.3	-38.6%	140.7	171.1	-17.8%
Deductions from Gross Revenues	**(73.7)**	**(9.5)**	**679.7%**	**(96.1)**	**(31.6)**	**203.8%**
Unavailability (Refund)	(65.4)	0.2	N/A	(68.3)	(2.8)	N/A
Net Operating Revenues	**116.7**	**196.1**	**-40.5%**	**510.2**	**584.3**	**-12.7%**
Operating Costs	**(108.5)**	**(99.0)**	**9.6%**	**(321.8)**	**(310.4)**	**3.7%**
Fixed Costs	**(34.7)**	**(20.9)**	**65.6%**	**(92.5)**	**(78.2)**	**18.3%**
Transmission and regulatory charges	(4.7)	(1.1)	329.9%	(12.3)	(2.6)	366.0%
O&M	(30.0)	(19.9)	51.2%	(80.2)	(75.6)	6.1%
Variable Costs	**(30.3)**	**(39.8)**	**-23.8%**	**(102.7)**	**(121.8)**	**-15.7%**
Fuel (natural gas)	(11.7)	(16.6)	-29.6%	(42.2)	(47.0)	-10.1%
Transportation	(12.1)	(14.6)	-17.2%	(40.5)	(49.2)	-17.6%
Others	(6.5)	(8.5)	-23.9%	(19.9)	(25.6)	-22.3%
Depreciation and Amortization	**(43.5)**	**(38.3)**	**13.7%**	**(126.6)**	**(110.3)**	**14.7%**
Operating Expenses	**(6.9)**	**(5.2)**	**31.4%**	**(16.2)**	**(15.6)**	**3.9%**
SG&A	(6.8)	(5.2)	29.7%	(15.9)	(15.6)	2.2%
Depreciation and Amortization	(0.1)	(0.0)	N/A	(0.3)	(0.0)	N/A
Other Revenue/Expenses	**(0.8)**	**(0.2)**	**265.9%**	**248.5**	**(0.5)**	**N/A**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**44.0**	**129.9**	**-66.1%**	**547.6**	**368.2**	**48.7%**
EBITDA Margin (%)	**37.8%**	**66.3%**	**-28.5 p.p.**	**107.3%**	**63.0%**	**44.3 p.p.**

Net revenue at Jaguatirica II TPP totaled R$116.7 million in 3Q26, down 40.5% year-over-year, mainly reflecting: **(i)** a R$22.1 million reduction in variable revenues, driven by lower demand and scheduled outages for Hot Gas Path (HGP) and Minor Inspections, following 30,000 and 36,000 operating hours, respectively; and **(ii)** a R$65.6 million increase in fixed revenue deductions due to plant unavailability during the scheduled outages, which ended on October 25th, 2026. As a result, average availability stood at 65% in 3Q26, compared with 100% in 3Q25.

Operating costs, excluding depreciation and amortization, totaled negative R$65.0 million in 3Q26, an increase of R$4.3 million between the periods, explained by:

(i) R$13.7 million increase in fixed costs, given higher O&M costs associated with the HGP and Minor Inspections, and higher "Transmission and Regulatory Charges" costs following the asset's connection to the SIN and the charge adjustment implemented in August 2026; and
(ii) R$9.5 million reduction in variable costs associated with the plant's lower generation in the quarter.

As a result, the segment's fixed margin reached R$48.3 million and the variable margin R$3.3 million in 3Q26.

The combination of these factors resulted in EBITDA of R$44.0 million, down 66.1% year-over-year.

Notes

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

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 in Eneva S.A. However, these results are reported separately in this section to simplify analysis of the segment's performance.

Income Statement - Sergipe Hub	3Q26	3Q25	%	9M26	9M25	%
(R$ million)						
Gross Operating Revenues	**1,028.8**	**899.8**	**14.3%**	**3,417.5**	**2,800.6**	**22.0%**
Fixed Revenues	**571.4**	**545.9**	**4.7%**	**1,715.2**	**1,638.3**	**4.7%**
Variable Revenues	**28.6**	**25.7**	**11.7%**	**446.6**	**141.8**	**214.9%**
Contractual	-	5.1	N/A	283.1	5.6	N/A
Spot Market	28.6	20.6	39.3%	163.5	136.2	20.0%
Gas Trading	**428.7**	**328.3**	**30.6%**	**1,255.8**	**1,020.5**	**23.1%**
Deductions from Gross Revenues	**(128.3)**	**(111.0)**	**15.6%**	**(429.5)**	**(304.1)**	**41.2%**
Porto de Sergipe I TPP	(55.2)	(54.3)	1.8%	(202.4)	(167.4)	20.9%
Gas Trading	(73.1)	(56.7)	28.9%	(227.1)	(136.7)	66.2%
Net Operating Revenues	**900.5**	**788.9**	**14.1%**	**2,988.0**	**2,496.6**	**19.7%**
Operating Costs	**(646.7)**	**(454.8)**	**42.2%**	**(2,029.7)**	**(1,491.3)**	**36.1%**
Fixed Costs[20]	**(124.9)**	**(80.3)**	**55.6%**	**(284.5)**	**(241.6)**	**17.8%**
Transmission and regulatory charges	(49.8)	(41.5)	20.0%	(131.1)	(125.5)	4.4%
O&M	(39.3)	(35.0)	12.3%	(111.1)	(102.9)	8.0%
Other Fixed Costs	(35.9)	(3.8)	836.2%	(42.3)	(13.2)	221.7%
Variable Costs	**(25.4)**	**(10.9)**	**133.0%**	**(407.7)**	**(179.5)**	**127.1%**
Fuel (natural gas)	0.0	(17.9)	N/A	(238.6)	(17.3)	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)	(25.4)	(12.4)	104.7%	(164.2)	(152.3)	7.8%
Others	(0.0)	19.4	N/A	(4.8)	(9.9)	-51.1%
Gas Trading	**(394.7)**	**(264.2)**	**49.4%**	**(1,034.7)**	**(773.8)**	**33.7%**
Depreciation and Amortization	**(101.6)**	**(99.4)**	**2.3%**	**(302.9)**	**(296.4)**	**2.2%**
Operating Expenses	**(3.8)**	**(3.2)**	**17.7%**	**(10.3)**	**(10.5)**	**-2.1%**
SG&A	(3.8)	(3.2)	17.7%	(10.2)	(10.5)	-1.9%
Depreciation and Amortization	(0.0)	(0.0)	-46.4%	(0.0)	(0.0)	-74.6%
Other Revenue/Expenses	**83.5**	**133.0**	**-37.2%**	**342.6**	**324.1**	**5.7%**
Porto de Sergipe I TPP	(118.8)	112.0	N/A	(117.7)	112.0	N/A
Gas Trading	202.3	21.0	862.9%	460.3	212.1	117.0%
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**435.1**	**563.2**	**-22.7%**	**1,593.6**	**1,615.4**	**-1.4%**
EBITDA Margin (%)	**48.3%**	**71.4%**	**-23.1 p.p.**	**53.3%**	**64.7%**	**-11.4 p.p.**

Sergipe Hub's EBITDA totaled R$435.1 million in 3Q26, down 22.7% year-over-year, mainly reflecting the one-off negative impact from the reversal of the insurance reimbursement provision related to the riser claim at Porto de Sergipe I TPP, partially offset by higher Gas Trading EBITDA. The results of each business are presented separately below.

Porto de Sergipe I TPP

Gross fixed revenue at Porto de Sergipe I TPP totaled R$571.4 million in 3Q26, up 4.7% year-over-year, reflecting the annual adjustment to its regulated contracts implemented in November 2025. Fixed costs increased by R$44.6 million year-over-year, including R$32.1 million related to the expected shortfall in the minimum annual number of cargoes stipulated in the contract,

Notes

[20] Prior periods were adjusted for comparability purposes.

resulting in a provision for the associated cancellation costs, and R$8.3 million related to the annual TUST adjustment implemented in July 2026. As a result, the plant's fixed margin totaled R$393.9 million in 3Q26.

Variable revenues totaled R$28.6 million in 3Q26, mainly from energy trading backing transactions, with a corresponding amount in variable costs, resulting in a variable margin of R$0.6 million.

In addition, following the initiation of arbitration proceedings between the Company and the insurer, the R$119 million recognized in 3Q25 for the insurance reimbursement related to the riser failure in 4Q24 was reversed in 3Q26. The amount had been recognized in 3Q25 based on a favorable root cause analysis opinion issued by the insurer.

Reflecting these factors, the asset's EBITDA totaled R$272.6 million in 3Q26, down year-over-year, mainly due to the reversal of the insurance reimbursement provision related to the riser claim, which had positively impacted EBITDA in 3Q25.

Gas Trading

Considering the SG&A attributable to the segment, Gas Trading EBITDA reached R$162.5 million in 3Q26, maintaining the positive momentum seen in 2Q26, up R$73.8 million quarter-over-quarter and R$134.7 million year-over-year. Segment results may fluctuate due to commodity price movements and opportunistic transactions in the natural gas and LNG markets.

In 3Q26, the main effects in the segment were:

(i) LNG cargo transactions totaling R$202.3 million in 3Q26, up R$181.3 million year-over-year, driven by commodity price arbitrage opportunities in the absence of regulatory dispatch requests for Porto de Sergipe I TPP during the period;

(ii) partially offset by a R$46.6 million decline in the gas trading margin, mainly reflecting the expiration of the grid balancing agreements with TAG in December 2025 and the flexible gas supply agreement for Termopernambuco TPP in June 2026, which included fixed revenues from capacity reserve charges. The trading margin also includes recurring operating costs, such as Boil of Gas (BOG) and the grid connection tariff, which totaled R$27.8 million in 3Q26.

Gas-Fired Thermal Generation –Third-Party Fuel

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

The results for SPEs Linhares, Povoação 1 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 - ES Gas-Fired Thermal Plants[21]	3Q26	3Q25	%	9M26	9M25	%
(R$ million)						
Gross Operating Revenues	**102.9**	**672.7**	**-84.7%**	**141.6**	**2,028.9**	**-93.0%**
Fixed Revenues	**96.7**	**593.8**	**-83.7%**	**133.6**	**1,830.9**	**-92.7%**
Variable Revenues	**6.2**	**78.8**	**-92.2%**	**8.0**	**197.9**	**-95.9%**
Contractual	0.0	0.0	-31.1%	2.5	1.3	96.3%
Spot Market	6.2	78.8	-92.2%	5.6	196.7	-97.2%
Exports	-	1.9	N/A	-	1.9	N/A
Reestablishment of commercial backing (FID)/Other[22]	6.2	77.0	-92.0%	5.6	194.8	-97.1%
Deductions from Gross Revenues	**(11.2)**	**(115.0)**	**-90.3%**	**(16.1)**	**(343.9)**	**-95.3%**
Deduction by Financial Compensation (PCS contract)	-	(45.4)	N/A	-	(136.3)	N/A
Net Operating Revenues	**91.7**	**557.7**	**-83.6%**	**125.5**	**1,685.0**	**-92.6%**
Operating Costs	**(34.9)**	**(109.5)**	**-68.1%**	**(115.5)**	**(351.4)**	**-67.1%**
Fixed Costs	**(22.0)**	**(72.4)**	**-69.6%**	**(60.1)**	**(235.8)**	**-74.5%**
TUST/TUSD and Regulatory Charges	(5.8)	(7.7)	-24.0%	(18.7)	(20.8)	-10.3%
Take or Pay & Ship or Pay - Fuel	(3.9)	(60.1)	-93.6%	(8.7)	(182.3)	-95.2%
O&M	(12.3)	(4.6)	168.6%	(32.7)	(32.6)	0.2%
Variable Costs	**(1.9)**	**(25.7)**	**-92.5%**	**(21.8)**	**(81.6)**	**-73.3%**
Fuel	(1.6)	(1.9)	-15.7%	(11.1)	(3.4)	225.9%
Reestablishment of commercial backing (FID)/Other[22]	(0.3)	(23.7)	-98.8%	(10.7)	(78.2)	-86.3%
Depreciation and Amortization	**(11.0)**	**(11.4)**	**-3.8%**	**(33.6)**	**(34.0)**	**-1.3%**
Operating Expenses	**(1.5)**	**(2.0)**	**-22.7%**	**(3.5)**	**(4.4)**	**-20.3%**
SG&A	(1.5)	(2.0)	-22.7%	(3.5)	(4.4)	-19.8%
Depreciation and Amortization	-	-	N/A	-	(0.0)	N/A
Other Revenue/Expenses	**0.1**	**(0.5)**	**N/A**	**0.1**	**(0.2)**	**N/A**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**66.4**	**457.1**	**-85.5%**	**40.1**	**1,363.0**	**-97.1%**
EBITDA Margin (%)	**72.4%**	**82.0%**	**-9.6 p.p.**	**32.0%**	**80.9%**	**-48.9 p.p.**

In 3Q26, the segment's gross operating revenue totaled R$102.9 million, reflecting the start of the CRCAPs for LORM TPP in July 2026 and for LORM 1, Povoação 1 and Viana 1 TPPs in August 2026. Of this amount, (i) R$96.7 million corresponded to fixed revenues from regulated contracts in effect during the period; and (ii) R$6.2 million represented variable revenues from ONS-requested dispatches. The R$569.8 million year-over-year decline mainly reflected the transition from the PCS CERs in effect in 3Q25 to the current CRCAPs in 3Q26.

The segment's fixed costs totaled R$22.0 million in 3Q26, down R$50.4 million year-over-year, reflecting the segment's new cost structure, mainly: (i) the gas supply solution through the Sergipe Hub, which includes a regasification terminal connected to the

Notes

[21] The segment's results are considered within the "Gas-Fired Power Plants" activity in the accounting figures disclosed in the Quarterly Financial Information.
[22] As of the start of the CRCAPs in 3Q26, Reestablishment of commercial backing (FID) costs will no longer be recorded in this segment, given the characteristics of this type of contract, under which any penalties associated with unavailability are calculated as a reduction in fixed revenues.

national gas pipeline network, with costs in this line comprising gas distribution and transportation tariffs agreed with ES Gás and TAG; and (ii) a return to recurring O&M cost levels, following the one-off positive effects recognized in 3Q25.

In addition, variable costs totaled R$1.9 million in 3Q26, mainly related to fuel costs for generation during the period. As a result, the variable margin totaled R$3.6 million.

Considering these factors, the segment's EBITDA totaled R$66.4 million in 3Q26, with an EBITDA margin of 72.4%.

Thermal Generation – Other Fuels

This segment comprises the following assets:

(i) Itaqui Geração de Energia S.A. ("Itaqui") and Pecém II Geração de Energia S.A. ("Pecém II"), both coal-fired plants with CCEARs in effect. As disclosed in a Material Fact released in September 2026, Eneva entered into an agreement to sell its 100% stake in Itaqui, with the transaction completed in October 2026. Accordingly, Itaqui's 3Q26 results include only July and August 2026, as the asset was classified as "Held for Sale" at the end of August 2026. In March 2026, Eneva also entered into an agreement to sell its 100% stake in Pecém II, with the transaction completed in August 2026. Accordingly, the segment includes Pecém II's results for 2025 and 1Q26.

(ii) Geramar I and II oil-fired plants, which were merged into the Holding in August 2026, and Viana TPP, which was merged into the Holding in January 2025. Their results have been recorded in Eneva S.A. since their respective mergers. Between January 2025 and the commencement of the contracts awarded in the 2021 Capacity Reserve Auction ("2021 CRCAPs") — in August 2025 for Viana TPP and October 2025 for Geramar I and II TPPs — these plants operated on a merchant basis, making their capacity available to the SIN.

Coal-Fired Generation[23]

Income Statement - Coal-Fired Generation	3Q26	3Q25	%	9M26	9M25	%
(R$ million)						
EBITDA (as of ICVM 527/12)	59.8	130.8	-54.3%	316.1	468.0	-32.5%
EBITDA Margin (%)	63.7%	35.9%	27.8 p.p.	55.0%	53.9%	1.1 p.p.

In 3Q26, the Coal-Fired Generation segment's EBITDA totaled R$59.8 million, compared with R$130.8 million in 3Q25, mainly reflecting the deconsolidation of Pecém II's results at the end of 1Q26 and Itaqui's results at the end of August 2026, as explained above.

With the completion of the sales of Pecém II on August 31st, 2026, and Itaqui in October 2026, Eneva has fully exited coal-fired power generation.

Oil-Fired Generation

Income Statement - Oil-Fired Generation	3Q26	3Q25	%	9M26	9M25	%
(R$ million)						
Gross Operating Revenues	**109.1**	**25.6**	**326.4%**	**325.8**	**26.3**	**N/A**
Fixed Revenues	**109.0**	**25.5**	**327.8%**	**323.5**	**25.7**	**N/A**
Variable Revenues	**0.1**	**0.1**	**-22.5%**	**2.4**	**0.6**	**271.4%**
Contractual	0.0	0.0	45.1%	0.0	0.5	-99.5%
Spot Market	0.1	0.1	-23.6%	2.4	0.2	N/A
Deductions from Gross Revenues	**(12.8)**	**(1.8)**	**618.9%**	**(36.0)**	**(2.6)**	**N/A**
Net Operating Revenues	**96.2**	**23.8**	**304.5%**	**289.8**	**23.7**	**N/A**
Operating Costs	**(50.9)**	**(38.9)**	**30.8%**	**(146.3)**	**(120.3)**	**21.7%**
Fixed Costs	**(37.3)**	**(25.3)**	**47.5%**	**(104.1)**	**(80.5)**	**29.4%**
Transmission and regulatory charges	(15.1)	(14.0)	7.8%	(43.1)	(40.2)	7.1%
O&M	(18.5)	(11.3)	64.0%	(50.1)	(40.2)	24.4%
Take or Pay – (ToP)	(3.7)	-	N/A	(11.0)	-	N/A
Variable Costs	**(1.1)**	**(0.3)**	**302.0%**	**(3.1)**	**(0.5)**	**548.8%**
Depreciation and Amortization	**(12.5)**	**(13.4)**	**-6.2%**	**(39.1)**	**(39.3)**	**-0.5%**
Operating Expenses	**(1.1)**	**(2.4)**	**-53.0%**	**(4.3)**	**(11.0)**	**-61.2%**
SG&A	(1.1)	(2.3)	-52.6%	(3.9)	(7.6)	-48.4%
Depreciation and Amortization	(0.0)	(0.1)	-62.3%	(0.4)	(3.4)	-89.1%
Other Revenue/Expenses	**(0.1)**	**0.5**	**N/A**	**(0.3)**	**0.0**	**N/A**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**56.7**	**(3.5)**	**N/A**	**178.5**	**(64.8)**	**N/A**
EBITDA Margin (%)	**59.0%**	**-14.8%**	**73.8 p.p.**	**61.6%**	**-273.1%**	**334.7 p.p.**

Notes

[23] As a result of the divestment of the Coal-Fired Generation segment, the line items in the Financial Statements will no longer include the segment's results, which will be reported under Discontinued Operations, as detailed in Note 3.1

The segment's gross operating revenues totaled R$109.1 million in 3Q26, mainly comprising fixed revenues from the 2021 CRCAPs for Viana and Geramar I and II TPPs, whose contractual start dates were brought forward to August 2025 and October 2025, respectively, contributing to the Company's results since then.

Fixed costs totaled R$37.3 million in 3Q26, compared with R$25.3 million in 3Q25. The increase mainly reflected higher O&M costs, including R$3.7 million in non-recurring maintenance expenses incurred during the period.

As a result, the segment's fixed margin reached R$58.9 million, or 61.2%, in 3Q26.

The Oil-Fired Generation segment's EBITDA totaled R$56.7 million in 3Q26, with an EBITDA margin of 59.0%, compared with negative EBITDA of R$3.5 million in 3Q25, when the CRCAPs were not yet fully in effect.

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	3Q26	3Q25	%	9M26	9M25	%
(R$ million)						
Gross Operating Revenues	**133.1**	**112.9**	**17.9%**	**418.5**	**335.4**	**24.8%**
Fixed Revenues	**82.5**	**83.4**	**-1.1%**	**253.2**	**247.9**	**2.1%**
Variable Revenues	**50.6**	**29.5**	**71.4%**	**165.3**	**87.4**	**89.0%**
Spot Market	50.6	29.5	71.4%	165.3	87.4	89.0%
Deductions from Gross Revenues	**(14.1)**	**(7.5)**	**89.2%**	**(44.1)**	**(23.1)**	**90.7%**
Net Operating Revenues	**118.9**	**105.4**	**12.8%**	**374.4**	**312.2**	**19.9%**
Operating Costs	**(148.6)**	**(141.1)**	**5.3%**	**(468.7)**	**(391.1)**	**19.8%**
Fixed Costs	**(18.5)**	**(21.5)**	**-13.7%**	**(58.7)**	**(64.6)**	**-9.2%**
Transmission and regulatory charges	(12.2)	(12.1)	1.2%	(34.3)	(34.6)	-0.8%
O&M	(6.3)	(9.4)	-32.7%	(24.4)	(30.0)	-18.8%
Variable Costs	**(99.1)**	**(90.8)**	**9.2%**	**(318.1)**	**(240.2)**	**32.4%**
Energy Purchase (Backing - FID)	(88.3)	(75.0)	17.8%	(282.5)	(200.1)	41.1%
Charges Reimbursement	(12.2)	(15.8)	-22.9%	(37.1)	(40.8)	-8.9%
Others	1.3	(0.0)	N/A	1.5	0.7	115.5%
Depreciation and Amortization	**(30.9)**	**(28.9)**	**7.0%**	**(91.9)**	**(86.2)**	**6.6%**
Operating Expenses	**(3.3)**	**(2.6)**	**27.2%**	**(8.2)**	**(10.3)**	**-20.1%**
SG&A	(3.2)	(2.5)	28.6%	(7.8)	(9.9)	-21.2%
Depreciation and Amortization	(0.1)	(0.1)	-1.0%	(0.4)	(0.4)	9.4%
Other Revenue/Expenses	**(0.0)**	**(0.0)**	**47.1%**	**(5.7)**	**(0.0)**	**N/A**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**(2.0)**	**(9.3)**	**-78.9%**	**(15.9)**	**(2.5)**	**532.7%**
EBITDA Margin (%)	**-1.6%**	**-8.8%**	**7.2 p.p.**	**-4.3%**	**-0.8%**	**-3.4 p.p.**

In 3Q26, the Solar Generation segment recorded gross operating revenue of R$133.1 million, up R$20.2 million year-over-year. Spot market revenues totaled R$50.6 million, mainly reflecting swap transactions structured between the segment and the Trading Company to mitigate operational risks arising from price differences between the NE and SE/CO submarkets. The corresponding costs are recorded under Energy Purchase, with a net negative impact of R$10/MWh, or R$3.7 million, in 3Q26.

The segment's fixed costs totaled negative R$18.5 million in 3Q26, compared with negative R$21.5 million in 3Q25, reflecting lower O&M costs, mainly due to contract renegotiations. Variable costs totaled negative R$99.1 million in 3Q26, mainly reflecting higher energy purchase costs, which reached R$88.3 million, up R$13.3 million year-over-year, primarily due to:

- Greater modulation impacts during the quarter, resulting in an R$18.7 million year-over-year increase in costs, reflecting the wider spread between PLD during solar generation hours and average PLD during the remaining hours;
- Adjustment to the purchase price of swap transactions between the segment and the Trading Company in 3Q26, resulting in a R$13.3 million year-over-year increase in costs, with a corresponding impact on revenues, as described above;
- Effects partially offset by an R$18.8 million year-over-year reduction in costs, reflecting lower PLD levels during the quarter and the recognition of PIS/COFINS credits.

Mainly reflecting the factors described above, the segment recorded negative EBITDA of R$2.0 million in 3Q26, compared with negative EBITDA of R$9.3 million in 3Q25.

Upstream – E&P

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

Income Statement – Upstream	3Q26	3Q25	%	9M26	9M25	%
(R$ million)						
Gross Operating Revenues	**298.1**	**463.7**	**-35.7%**	**993.6**	**873.5**	**13.7%**
Fixed Revenues	**77.6**	**76.5**	**1.5%**	**230.5**	**229.4**	**0.5%**
Variable Revenues	**220.5**	**387.2**	**-43.1%**	**763.1**	**644.1**	**18.5%**
Gas Trading Contract	203.7	299.1	-31.9%	628.0	511.6	22.7%
Lease Contract	3.3	76.0	-95.6%	100.0	101.3	-1.3%
Condensate Sales	13.5	12.2	10.5%	35.1	31.2	12.4%
Deductions from Gross Revenues	**(43.2)**	**(66.8)**	**-35.3%**	**(152.9)**	**(128.0)**	**19.4%**
Net Operating Revenues	**254.9**	**396.8**	**-35.8%**	**840.7**	**745.5**	**12.8%**
Operating Costs	**(140.3)**	**(211.0)**	**-33.5%**	**(425.1)**	**(361.5)**	**17.6%**
Fixed Costs	**(37.1)**	**(27.6)**	**34.6%**	**(102.5)**	**(86.3)**	**18.7%**
O&M	(37.1)	(27.6)	34.6%	(102.5)	(86.3)	18.7%
Variable Costs	**(28.6)**	**(61.4)**	**-53.4%**	**(121.1)**	**(106.9)**	**13.2%**
Royalties	(25.6)	(58.1)	-56.0%	(111.9)	(98.2)	13.9%
Compressors	(3.0)	(3.3)	-7.5%	(9.2)	(8.7)	6.3%
Depreciation and Amortization	**(74.6)**	**(122.0)**	**-38.8%**	**(201.6)**	**(168.3)**	**19.8%**
Operating Expenses	**(20.2)**	**(81.8)**	**-75.4%**	**(112.9)**	**(207.8)**	**-45.7%**
Exploration, Geology & Geophysics (G&G)	(19.3)	(76.2)	-74.7%	(100.3)	(194.1)	-48.3%
Dry Wells	-	(17.4)	N/A	(43.8)	(44.1)	-0.9%
SG&A	(1.7)	(1.8)	-0.7%	(5.2)	(2.0)	154.1%
Depreciation and Amortization	0.9	(3.9)	N/A	(7.4)	(11.6)	-36.1%
Other Revenue/Expenses	**5.2**	**(0.0)**	**N/A**	**0.9**	**(0.2)**	**N/A**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**173.3**	**229.8**	**-24.6%**	**512.6**	**355.9**	**44.0%**
EBITDA excluding dry wells[24]	**173.3**	**247.2**	**-29.9%**	**556.4**	**400.0**	**39.1%**
EBITDA Margin excluding dry wells (%)	**68.0%**	**62.3%**	**5.7 p.p.**	**66.2%**	**53.7%**	**12.5 p.p.**

In 3Q26, Upstream net operating revenue totaled R$254.9 million, down R$142.0 million year-over-year, mainly reflecting lower dispatch levels throughout the quarter.

Fixed O&M costs increased by R$9.5 million year-over-year, reflecting the start of operations at Azulão I TPP in August 2026. These costs do not yet reflect a full quarter of operations at the plant. Against this backdrop, the segment's fixed margin totaled R$29.3 million in 3Q26, down R$8.6 million year-over-year.

Variable costs totaled R$28.6 million in 3Q26, down 53.4% year-over-year, reflecting lower gas production volumes during the quarter and lower reference prices used to calculate natural gas royalties in Parnaíba. As a result, the segment's variable margin totaled R$159.9 million in 3Q26, down R$110.0 million year-over-year.

Operating expenses, excluding depreciation and amortization, totaled R$21.1 million in 3Q26, down R$56.9 million year-over-year, mainly reflecting lower Exploration, Geology and Geophysics expenses following the completion of seismic campaigns in the Amazonas and Paraná basins at the end of 2025.

As a result, the segment's EBITDA totaled R$173.3 million in 3Q26, down R$56.5 million year-over-year.

Notes

[24] EBITDA calculated according to the guidelines of ICVM 527/12 and the accompanying Note to the Financial Statements, adjusted to exclude the impact of dry wells.

Off-Grid Gas Trading

This segment is comprised of the results from: **(i)** off-grid gas trading ("Off-Grid"), referring to the sale of liquefied natural gas from the natural gas liquefaction plant at the Parnaíba Complex; and **(ii)** GNL Brasil, a cryogenic fluids 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 LNG to customers not connected to the grid, and its use as fuel in heavy transportation. GNL Brasil provides transportation services and integrated LNG logistics solutions.

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

Income Statement - Off-Grid Gas Trading	3Q26	3Q25	%	9M26	9M25	%
(R$ million)						
Gross Operating Revenues	**99.6**	**139.4**	**-28.5%**	**365.6**	**410.5**	**-10.9%**
SSLNG Revenue	72.1	109.7	-34.3%	281.3	320.6	-12.3%
Logistics Revenue	27.6	29.7	-7.2%	84.3	89.9	-6.2%
Deductions from Gross Revenues	**(10.5)**	**(13.7)**	**-23.4%**	**(36.6)**	**(41.2)**	**-11.4%**
Net Operating Revenues	**89.2**	**125.8**	**-29.1%**	**329.1**	**369.3**	**-10.9%**
Operating Costs	**(62.0)**	**(62.6)**	**-1.0%**	**(175.9)**	**(173.4)**	**1.4%**
O&M	(28.3)	(27.8)	1.8%	(73.0)	(75.7)	-3.7%
Gas Production	(1.2)	(1.8)	-31.3%	(5.3)	(11.0)	-51.4%
Logistics	(10.7)	(14.2)	-24.3%	(26.7)	(38.4)	-30.6%
Others	(4.2)	(6.0)	-30.6%	(13.8)	(22.7)	-39.0%
Depreciation and Amortization	(17.5)	(12.8)	36.9%	(57.1)	(25.6)	123.1%
Operating Expenses	**(2.6)**	**(3.4)**	**-22.5%**	**(7.5)**	**(8.4)**	**-10.0%**
SG&A	(2.6)	(3.3)	-22.7%	(7.4)	(8.3)	-10.3%
Depreciation and Amortization	(0.0)	(0.0)	-5.7%	(0.1)	(0.1)	14.2%
Other Revenue/Expenses	**341.0**	**(5.5)**	**N/A**	**336.7**	**(12.2)**	**N/A**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**383.1**	**67.1**	**471.0%**	**539.5**	**200.9**	**168.5%**
EBITDA Margin (%)	**429.6%**	**53.4%**	**376.3 p.p.**	**163.9%**	**54.4%**	**109.5 p.p.**

Gross revenue in the Off-Grid Gas Trading segment totaled R$99.6 million in 3Q26, down R$39.8 million year-over-year. The decline was mainly driven by a R$37.7 million reduction in revenues from LNG sales contracts, reflecting the early termination of the LNG supply contract with Vale S.A., effective June 2026.

In logistics, gross revenues totaled R$27.6 million in 3Q26, comprising R$14.8 million from the fixed transportation lease and R$12.8 million in variable logistics revenues, both associated with services provided to Jaguatirica II TPP. As these are intercompany transactions, the corresponding revenues and costs are eliminated upon consolidation in Eneva's financial statements.

In 3Q26, the segment's operating costs, excluding depreciation and amortization, totaled R$44.5 million, down 10.8% year-over-year, mainly reflecting lower costs in the Gas Production, Logistics and Others lines.

In addition, R$340.0 million was recognized under Other Revenue/Expenses in 3Q26, related to the agreement with Vale S.A. for the early termination of the LNG supply contract. The agreement enabled the investment to achieve payback, considering the volumes allocated to the contract, while providing time to develop new commercial opportunities for the LNG volumes released.

Reflecting these factors, the Off-Grid Gas Trading segment's EBITDA totaled R$383.1 million in 3Q26, up R$316.0 million year-over-year.

Energy Trading

This segment is comprised of Eneva's energy trading SPEs, including the subsidiaries merged into Eneva S.A.

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	3Q26	3Q25	%	9M26	9M25	%
(R$ million)						
Net Operating Revenues	**1,182.8**	**1,940.0**	**-39.0%**	**5,422.3**	**4,692.3**	**15.6%**
Operating Costs	**(1,082.2)**	**(1,910.0)**	**-43.3%**	**(4,882.0)**	**(5,078.8)**	**-3.9%**
Electricity Purchased for Resale	(1,073.0)	(1,904.0)	-43.6%	(4,867.4)	(5,067.1)	-3.9%
Others	(9.2)	(5.9)	54.2%	(14.6)	(11.6)	25.4%
Net Revenue/Costs from MtM Variation	**(66.4)**	**(41.8)**	**58.9%**	**(344.7)**	**479.3**	**N/A**
Operating Expenses	**(11.6)**	**(12.3)**	**-5.3%**	**(31.7)**	**(39.7)**	**-20.0%**
SG&A	(10.9)	(11.7)	-6.9%	(29.4)	(38.0)	-22.7%
Depreciation and Amortization	(0.7)	(0.6)	27.3%	(2.3)	(1.6)	43.4%
Other Revenue/Expenses	**(0.0)**	**8.6**	**N/A**	**0.2**	**(1.5)**	**N/A**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**23.4**	**(14.9)**	**N/A**	**166.4**	**53.2**	**212.5%**
EBITDA Margin (%)	**2.0%**	**-0.8%**	**2.7 p.p.**	**3.1%**	**1.1%**	**1.9 p.p.**

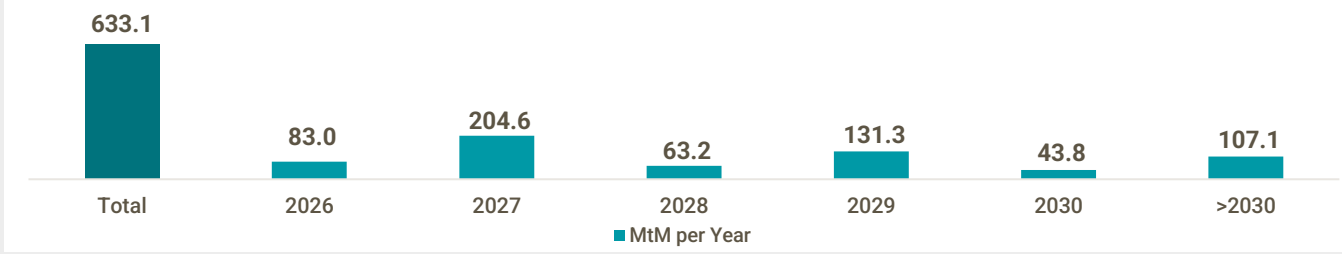
The current trading margin, corresponding to the net result of operating revenues and costs, totaled R$100.7 million in 3Q26, up R$70.7 million year-over-year. This performance was mainly driven by the positive impact of realizing positions from the trading book during the quarter.

The positive performance of the current trading margin was partially offset by a negative R$66.4 million mark-to-market (MtM) impact from energy futures contracts in 3Q26, mainly reflecting the settlement of transactions during the period, with a corresponding positive impact on the current trading margin.

Mainly reflecting these factors, the segment's EBITDA reached R$23.4 million in 3Q26, compared with negative EBITDA of R$14.9 million in 3Q25.

At quarter-end, the net fair value of energy trading contracts, corresponding to the balance between assets and liabilities, totaled R$633.1 million. This amount reflects the aggregate differences between the purchase and sale positions in the trading book and prevailing market prices for each contract maturity, net of PIS/COFINS and discounted to present value[25]. The annual breakdown of the net fair value of energy trading contracts by contract maturity is presented in the chart below.

Fair Value of Trading Contracts by Year
(R$ million)



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.

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 3Q26, Eneva S.A. had absorbed **(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"); **(v)** since Jan/25, the Linhares, Viana and Povoação subsidiaries; and **(vi)** the subsidiary Gera Maranhão S.A. since Aug/26. In addition, the segment includes SPE GNL Brasil, a cryogenic fluids logistics joint venture in which Eneva holds a 51% interest.

To allow for better analysis of the performance of the Company's business segments, the results presented in the Holding & Others segment include only Eneva's administrative companies and non-operating projects [26].

Income Statement – Holding & Others	3Q26	3Q25	%	9M26	9M25	%
(R$ million)						
Net Operating Revenues	**-**	**-**	**N/A**	**-**	**0.0**	**N/A**
Operating Costs	**-**	**0.1**	**N/A**	**-**	**0.0**	**N/A**
Depreciation and Amortization	-	-	N/A	-	-	N/A
Operating Expenses	**(121.3)**	**(66.0)**	**83.7%**	**(351.1)**	**(218.0)**	**61.1%**
SG&A	(85.6)	(48.3)	77.4%	(199.0)	(152.2)	30.8%
SOP/Long-Term Incentive (LTI)	(35.6)	(17.7)	101.0%	(152.1)	(65.8)	131.0%
Depreciation and Amortization	**(118.4)**	**(260.3)**	**-54.5%**	**(355.1)**	**(711.9)**	**-50.1%**
Capital Gain, Losses and Goodwill	(93.4)	(219.2)	-57.4%	*(280.3)*	*(660.1)*	*-57.5%*
Other Revenue/Expenses	**(19.9)**	**(44.6)**	**-55.3%**	**(156.4)**	**(61.8)**	**152.9%**
Equity Income	**165.9**	**254.8**	**-34.9%**	**935.0**	**772.6**	**21.0%**
EBITDA (as of ICVM 527/12)	**24.7**	**144.2**	**-82.9%**	**427.5**	**492.7**	**-13.2%**
EBITDA ex-Equity Income	**(141.2)**	**(110.5)**	**27.7%**	**(507.5)**	**(279.8)**	**81.4%**

In 3Q26, the Holding & Others segment recorded operating expenses, excluding depreciation and amortization, of R$121.3 million, compared to R$66.0 million in 3Q25. This increase mainly reflects the following factors:

- R$37.3 million increase in SG&A, mainly reflecting: **(i)** higher provisions for bonus/PLR expenses, given the revised estimates for the achievement of the Company's targets, with an increase of R$18.1 million in 3Q26 compared to 3Q25, including R$9.8 million in retroactive adjustments; and **(ii)** R$4.0 million related to one-off, non-recurring expenses associated with the Company's contracted growth projects; and
- R$17.9 million increase in Long-Term Incentive Program (LTI) expenses, reflecting provisions recognized for the LTI plans granted by the Company, with no cash effect, mainly explained by the higher fair value of the LTI plans granted during fiscal year 2026.

The "Other Revenue/Expenses" line totaled negative R$19.9 million in 3Q26, mainly reflecting charges and fees related to growth projects and M&A transactions. The R$24.7 million reduction compared to 3Q25 was mainly due to amounts recognized in connection with the contingent installment related to the early commencement of the contracts of Geramar I and II TPPs.

Finally, in 3Q26, Depreciation and Amortization was mainly impacted by R$93.4 million in expenses related to the amortization of Capital Gains, Losses and Goodwill. Of this amount, R$27.0 million are related to the amortization of goodwill arising from the acquisition of Celse and the capital gain on Tevisa and Povoação, was not deductible for IRPJ/CSLL purposes. The year-over-year decline in this line mainly reflected the expiration of the PCS contracts, for which capital gain amortization followed a non-linear curve, with higher amortization expenses while the contracts were in effect. This resulted in a change in the amortization level of these assets beginning in 1Q26.

Notes

[26] Since 2024, this segment has also included the costs and expenses of Fortaleza TPP (CGTF), which has been in hibernation since the end of December 2023, following the termination of its PPA/energy sale contract.

CONSOLIDATED FINANCIAL RESULT

Net Financial Result	3Q26	3Q25	%	9M26	9M25	%
(R$ million)						
Financial Revenues	**157.3**	**178.4**	**-11.8%**	**467.6**	**566.7**	**-17.5%**
Income from Financial Investments	139.5	142.2	-1.9%	366.1	415.5	-11.9%
Fines and Interest Earned	(2.5)	0.7	N/A	44.8	23.5	90.6%
Interest from Related Parties	0.1	4.0	-97.8%	0.1	6.1	-97.8%
Others	20.2	31.5	-35.8%	56.7	121.7	-53.4%
Financial Expenses	**(671.4)**	**(634.3)**	**5.8%**	**(2,141.4)**	**(2,211.4)**	**-3.2%**
Debt Charges[27]	(129.5)	(49.3)	162.8%	(213.1)	(164.9)	29.2%
Interest on Debentures	(274.5)	(293.5)	-6.5%	(802.3)	(820.3)	-2.2%
Monetary Variation	15.9	(56.6)	N/A	(429.0)	(433.9)	-1.1%
Interest on Lease and Other[28]	(52.9)	(60.5)	-12.5%	(180.5)	(187.6)	-3.8%
Net FX Variation	(9.8)	0.3	N/A	21.7	8.0	172.1%
Commissions and Financial Brokerage	(2.0)	(11.5)	-82.7%	(11.1)	(42.5)	-73.8%
IOF/IOC	(6.5)	(6.1)	7.4%	(23.5)	(17.3)	35.9%
Appropriation of PVA on Receivables Anticipation	(166.4)	(120.7)	37.9%	(377.2)	(363.5)	3.8%
Others	(45.8)	(36.5)	25.4%	(126.4)	(189.5)	-33.3%
Non-cash FX variation on lease	**0.4**	**95.4**	**-99.6%**	**134.4**	**601.9**	**-77.7%**
Non-cash swap mark-to-market variation	**93.0**	**(12.5)**	**N/A**	**50.1**	**164.7**	**-69.6%**
Net Financial Result	**(420.7)**	**(373.0)**	**12.8%**	**(1,489.3)**	**(878.1)**	**69.6%**
Net Financial Result ex recurring non-cash effects[29]	**(514.1)**	**(455.9)**	**12.7%**	**(1,673.8)**	**(1,644.7)**	**1.8%**

In 3Q26, the net financial result totaled negative R$420.7 million, compared with negative R$373.0 million in 3Q25, reflecting recurring non-cash effects and debt-related charges recognized during the quarter, which had varying impacts on the year-over-year comparison, as detailed below:

- **FX variation on lease**: non-cash impact of R$0.4 million from exchange rate fluctuations on the US dollar-denominated lease liability in 3Q26, compared with a positive impact of R$95.4 million in 3Q25. The near-neutral impact in 3Q26 reflects the adoption of hedge accounting in 4Q25, using US dollar-denominated revenues from the On-Grid and Off-Grid segments to offset the foreign exchange impact on the FSRU lease liability;
- **Mark-to-Market of swaps**: positive impact of R$93.0 million in 3Q26, reflecting changes in the fair value of swaps linked to the Company's receivables anticipation transactions, including a new swap associated with a transaction executed in August 2026. These instruments were contracted to convert the original fixed-rate exposure into a CDI-indexed obligation, aligning it with the benchmark for the Company's financial investments. The positive impact in 3Q26 mainly reflected the decline in the DI futures curve compared with 2Q26; and
- **Debt charges**: negative year-over-year impact of R$80.2 million, reflecting the write-off of the remaining transaction costs associated with debentures redeemed early in September 2026 as part of the Company's liability management process, as disclosed in the September 2026 Notice to the Market.

Notes

[27] Includes amortization of transaction costs.
[28] Interest in commercial leases, pursuant to IFRS 16/CPC 06. Also includes interest in abandonment provision and interest on related parties.
[29] This line reflects the Net Financial Result, excluding (i) Non-cash FX variation on lease; and (ii) Non-cash swap mark-to-market variation.

Excluding the non-cash effects and debt charges described above, the adjusted financial result for 3Q26 would have been negative R$384.6 million, compared with negative R$406.7 million in 3Q25.

The main factors contributing to this R$22.1 million improvement were: (i) a R$72.5 million improvement in monetary adjustments compared with 3Q25, reflecting the deflation recorded in 3Q26[30]; offset by (ii) a negative R$45.7 million year-over-year change in the recognition of present value adjustments (PVA) on receivables anticipation transactions, reflecting the start of recognition for the new Porto de Sergipe I TPP receivables transaction. This impact was partially mitigated by the end of recognition for the Pecém II and Itaqui TPP transactions, which are no longer recorded in this line following the respective divestment announcements; and (iii) a R$19.1 million reduction in interest expenses on debentures, reflecting lower interest rates in 3Q26 compared with 3Q25.

Notes

[30] The IPCA variation reflects the one-month lag in applying the index to most of the Company's debt.

CAPEX

Capex	3Q26	2Q26	1Q26	4Q25	3Q25	2Q25	1Q25	9M26	9M25
(R$ million)									
Oil-Fired Generation	**0.2**	**17.0**	**0.4**	**16.3**	**13.3**	**15.7**	**0.4**	**17.5**	**29.4**
Gas-Fired Generation	**122.5**	**73.7**	**48.1**	**60.7**	**47.5**	**38.6**	**35.0**	**244.3**	**121.0**
Parnaíba I[31]	0.4	4.7	4.2	3.8	1.4	3.2	0.8	9.3	5.4
Parnaíba II	75.3	53.8	29.5	10.3	12.0	13.7	9.3	158.6	34.9
Parnaíba III[32]	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Parnaíba IV	0.0	-	-	0.1	0.3	0.1	-	0.0	0.3
Parnaíba V[31]	5.2	5.3	5.5	11.1	9.9	17.4	4.6	15.9	31.9
Parnaíba VI[32]	0.5	0.9	-	8.1	19.4	2.8	20.0	1.4	42.2
Fortaleza TPP	0.8	(0.9)	0.1	(0.3)	0.6	0.7	0.3	0.0	1.6
Espírito Santo TPPs	34.8	9.9	8.8	27.8	4.0	0.7	-	53.5	4.6
Azulão I[33]	5.6	-	-	-	-	-	-	5.6	-
Sergipe Hub	**25.2**	**5.4**	**13.5**	**81.6**	**78.5**	**7.2**	**(2.4)**	**44.1**	**83.4**
Azulão-Jaguatirica	**31.0**	**33.6**	**32.2**	**32.8**	**55.7**	**19.9**	**7.3**	**96.8**	**82.9**
Azulão 950	**506.8**	**492.4**	**929.5**	**739.0**	**839.0**	**639.8**	**528.7**	**1,928.7**	**2,007.5**
E&P	24.8	0.3	21.7	7.0	6.7	25.1	28.5	46.8	60.3
TPP	482.0	492.1	907.8	732.0	832.2	614.7	500.2	1,881.9	1,947.2
Futura 1	**11.1**	**6.0**	**0.3**	**2.0**	**1.0**	**5.1**	**1.5**	**17.4**	**7.6**
Upstream	**276.5**	**204.2**	**190.0**	**111.0**	**284.1**	**233.7**	**77.8**	**670.7**	**595.5**
Development[34]	174.9	138.8	156.6	62.7	203.6	196.3	45.4	470.3	445.3
Exploration[34]	101.6	65.4	33.4	48.4	80.5	37.4	32.4	200.4	150.2
Natural Gas Liquefaction Plants	**105.0**	**69.7**	**41.3**	**173.6**	**72.3**	**58.5**	**35.9**	**216.1**	**166.7**
Plants in Operation (1st & 2nd Trains)	-	-	3.2	66.2	16.4	36.2	35.9	3.2	88.5
Plant under Construction (3rd Train)	105.0	69.7	38.2	107.3	55.9	22.4	-	212.9	78.2
New Projects – 2026 Auction[35]	**649.5**	**616.3**	**728.7**	**717.7**	**73.7**	**544.7**	**143.7**	**1,994.6**	**762.1**
Holding and Others[36]	**45.8**	**61.9**	**64.8**	**120.9**	**87.6**	**21.7**	**17.1**	**172.5**	**126.3**
Total[37]	**1,773.7**	**1,580.2**	**2,048.7**	**2,055.8**	**1,552.6**	**1,584.8**	**845.1**	**5,402.5**	**3,982.4**

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

In 3Q26, Capex totaled R$1,773.7 million, with 86.7% allocated to the Company's main projects and Upstream development, as detailed below:

- **2026 Auction:** R$649.5 million invested in projects awarded in the auction, including R$419.7 million in turbines (Siemens and GE) and other critical equipment, and R$229.8 million in project design and engineering services.
- **Azulão 950:** R$506.8 million invested in 3Q26, including R$165.0 million in electromechanical assembly and commissioning, R$123.0 million in engineering execution and construction management, R$119.0 million in project management, support and procurement, R$41.0 million in logistics services following the achievement of contractual milestones, R$37.0 million in civil construction and R$22.0 million in well-related activities.
- **Upstream:** exploration and development activities (ex-Azulão 950) totaled R$276.5 million in 3Q26, including **(i)** R$174.9 million related to development activities mainly allocated to the Gavião Belo and Gavião Mateiro fields; and **(ii)** R$101.6 million related to exploration activities, with R$83.3 million mainly related to the drilling and geological

Notes

[31] Parnaíba I Capex is reported separately from that of Parnaíba V.
[32] Parnaíba III Capex is reported separately from that of Parnaíba VI.
[33] Figures refer to the Azulão I TPP after COD.
[34] 2Q25 and 1Q25 figures have been restated for better quarter-over-quarter comparison, due to the change in classification between lines.
[35] This line is no longer reported in Holding & Others as of 1Q26, for enhanced transparency on the amounts related to the three new projects won in the 2026 Auction: Sergipe Hub Expansion, Ceará Hub and Southeast Hub.
[36] Line adjusted in 1Q26 to eliminate the amounts related to the three new projects awarded under the 2026 Auction.
[37] Following the divestment of the Itaqui and Pecém II thermal power plants, the amounts related to these assets are no longer included in capex as of 3Q26. For comparability purposes, capex associated with both plants was also excluded from prior periods.

monitoring of two wells in Amazonas and the remaining amount refers to payments to technical teams related to the ongoing exploration in the basin.

- **3rd LNG Train in Maranhão:** R$105.0 million invested in 3Q26, including R$38.0 million in electromechanical assembly; R$27.0 million in logistics and payments linked to milestones for the completion of foundations and equipment bases; R$18.0 million in equipment and auxiliary materials; and R$15.5 million in engineering activities related to foundations, drainage, paving and the installation of the electrical power supply system.

Sustaining Capex totaled R$189.9 million in 3Q26. The main investments during the quarter included: **(i)** Parnaíba II TPP, with R$75.3 million capitalized, mainly related to a major overhaul carried out during the period, including maintenance of the steam and gas turbines, cleaning of the heat recovery steam generator tube bundles, and other services; **(ii)** gas-fired TPPs in Espírito Santo, particularly Linhares TPP, with R$24.2 million mainly related to the replacement of generating unit radiators, and Viana 1 TPP, with R$10.6 million mainly related to the retrofit of automation and protection systems, replacement of noise control equipment, and major maintenance of generating units; **(iii)** Jaguatirica II TPP, with R$31.0 million capitalized, related to turbine maintenance, acquisition of spare parts for the maintenance of the LNG regasification unit, overhaul of the self-generation units and acquisition of a new carbon dioxide separation module; and **(iv)** Sergipe Hub, with R$25.2 million invested, mainly related to payments for the acquisition of a new riser and spare parts for operation and maintenance.

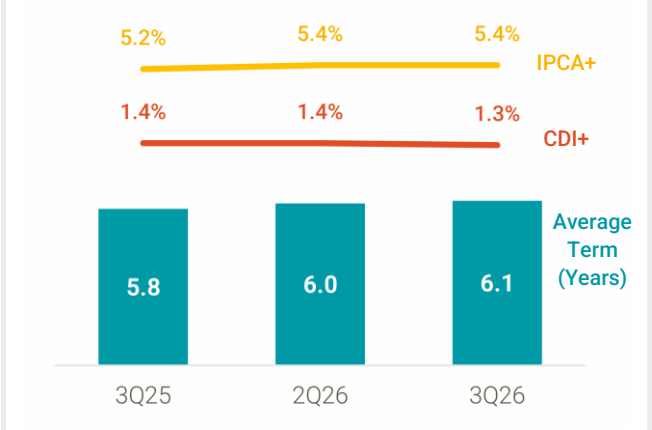
In **Holding & Others**, R$45.8 million was invested during the quarter in various Company projects, including engineering and IT expenses, as well as R$13.1 million related to the acquisition of tractor units.

INDEBTEDNESS

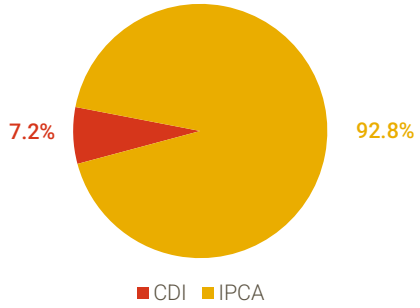
Debt Profile

At the end of 3Q26, consolidated gross debt, net of restricted deposits related to financing agreements and transaction costs, totaled R$24,106 million, compared with R$22,363 million in 2Q26 and R$19,465 million in 3Q25. The increase from 2Q26 mainly reflects the partial execution of a liability management transaction during the quarter, as disclosed in the September 2026 Notice to the Market. The transaction involved the placement of R$2.4 billion in Eneva S.A. debentures previously held in treasury and the early redemption of approximately R$1.4 billion in shorter-duration debentures, while also helping align the Company's debt profile with the main index used to adjust its revenues.

Average Term and Cost of Debt
(Years and % p.y.)[38]



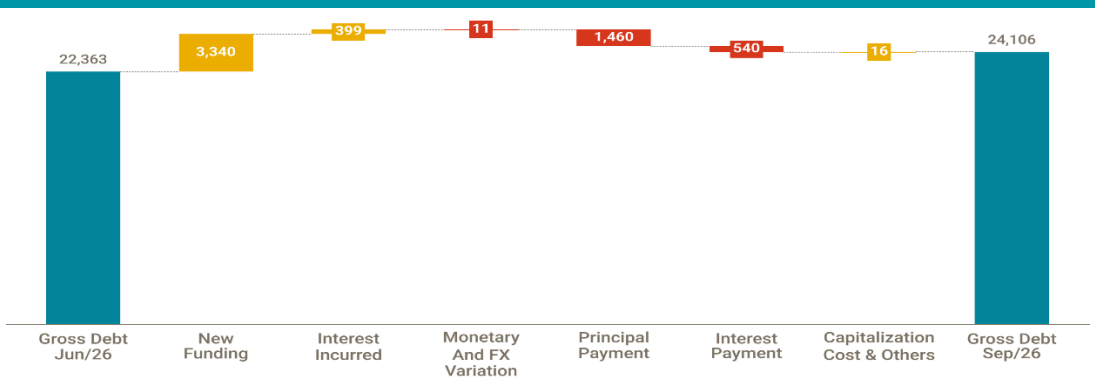
Debt Profile 3Q26
(%)[38]



In this context, the weighted-average maturity of consolidated debt stood at approximately 6.1 years at the end of 3Q26, representing an extension compared with 2Q26 and 3Q25. The average spread[38] on IPCA-indexed debt was 5.4%, unchanged from 2Q26 and up from 5.2% in 3Q25, while the average spread[38] on CDI-linked debt was 1.3%, down from 1.4% in both comparative periods. In addition, following the completion of the liability management transaction, 93% of Eneva's debt was indexed to IPCA at the end of 3Q26, compared with 86% at the end of 2Q26.

Gross Debt Evolution

Gross Debt Evolution
(R$ million)[39]



The main effects behind the changes in gross debt in 3Q26 were:

Notes

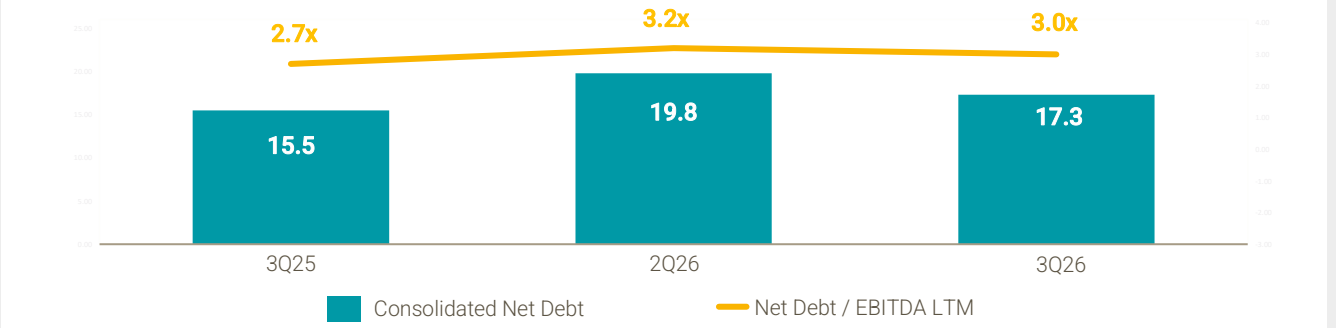
[38] The cost of debt reported considers the weighted average cost of debt in the quarter. The CDI+ cost includes EURIBOR+ exposures in its calculation, which were zero during the period.
[39] The amounts of principal and interest payments also include the amounts recorded or released (paid) from escrow accounts.

- +R$3.3 billion in new funding, comprising: **(i)** the placement of R$2.4 billion in debentures previously held in treasury, with proceeds partially used to date but fully earmarked for debt prepayment as part of the liability management transaction; **(ii)** the first disbursement of R$351 million in August 2026 under the R$501 million financing agreement with BNB for the construction of the 3rd LNG train in Maranhão; **(iii)** the full disbursement of R$400 million in August 2026 under the financing agreement with BASA for the construction of Azulão II TPP; **(iv)** the final disbursement of R$181 million in July 2026 under the R$626 million financing agreement with BB/FDA for the Azulão I TPP project; and **(v)** a R$7 million disbursement under GNL Brasil's financing agreement with BNB for the acquisition of tractor units;
- -R$2.0 billion in principal and interest payments and release of restricted deposits, including R$1.4 billion related to the liability management transaction, reflecting the early redemption of the following debentures issued by Eneva: **(i)** R$520 million of the 3rd Series of the 8th Issue, at CDI + 1.7% p.a.; **(ii)** R$743 million of the 3rd Series of the 10th Issue, at CDI + 1.0% p.a.; and **(iii)** R$143 million of the 2nd Series of the 11th Issue, at CDI + 2.5% p.a. In addition, R$37.5 million was prepaid during the quarter, representing half of the outstanding balance of GNL Brasil's debentures; and
- +R$399 million in Interest Incurred on Debentures and Financing.

▸ Net Debt and Leverage

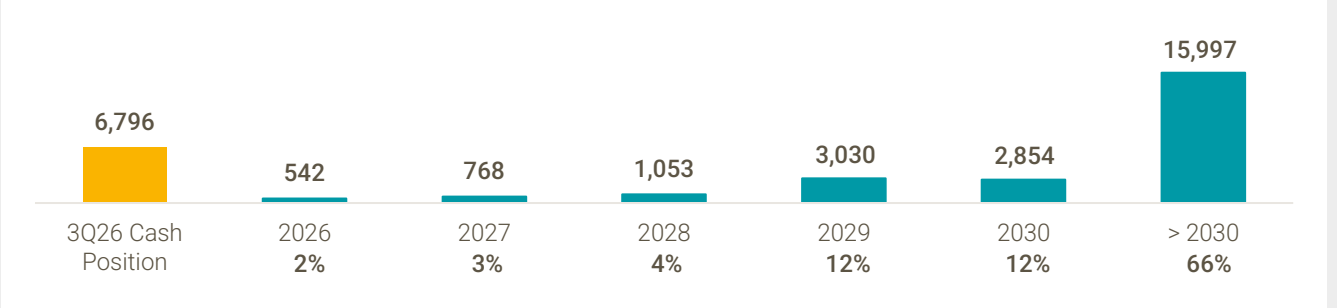
At the end of 3Q26, the cash balance (including cash, cash equivalents and securities) totaled R$6,796 million. Consolidated net debt stood at R$17,310 million, with leverage, measured by the net debt/EBITDA LTM ratio, at 3.0x.

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



At the end of 3Q26, the maturities[40] of Eneva's debt were mostly concentrated in the long term, from 2030 onwards, as shown in the chart below.

Debt Maturity Schedule (Principal)
(R$ million)[40]



Notes

[40] This schedule considers only the debt principal amount, excluding transaction costs, escrow accounts and accrued interest.

CAPITAL MARKETS

ENEV3	3Q26	2Q26	3Q25
Number of shares - end of period	1,944,391,265	1,937,029,517	1,936,973,658
Share price - end of period (R$/share)	27.87	26.72	16.55
Traded shares (million) - daily average	10.2	10.4	9.1
Financial volume (R$ million) - daily average	214.9	212.0	121.2
Market cap - end of period (R$ million)[41]	53,521	51,115	31,706
Enterprise Value - end of period (R$ million)[42]	70,831	70,941	47,235

Ownership Structure

In 3Q26, the Company completed two capital increases within the authorized capital limit, as disclosed in Notices to Shareholders, as follows:

(i) on August 12th, 2026, through the issuance of 7,341,755 new Eneva common shares, following the exercise of the subscription warrants provided for in the agreements entered into on September 5th, 2024, with companies of the BTG Pactual S.A. Group, as a contingent installment under the acquisition of SPEs Tevisa and Povoação, due to the signing, throughout 3Q26, of the 2026 Capacity Reserve Contracts (CRCAPs) for Viana 1 and Povoação 1 TPPs; and

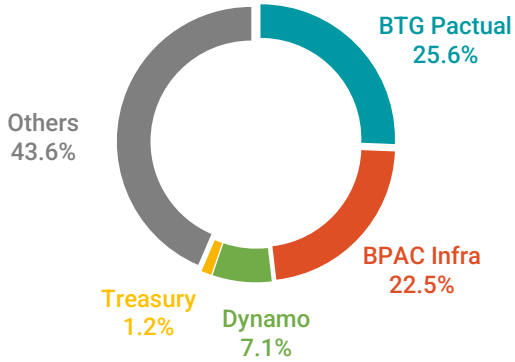
(ii) on September 22nd, 2026, through the issuance of 19,993 new common shares, following the exercise of options granted under the Company's Fifth Stock Option or Subscription Plan, approved by the Board of Directors on February 11th, 2021, pursuant to the Stock Option or Subscription Program approved by the shareholders at the Extraordinary General Meeting held on August 2nd, 2016.

Following these issuances, Eneva's share capital comprised 1,944,391,265 common shares at the end of September 2026, with a free float of 98.57%[43]. The ownership structure is detailed below:

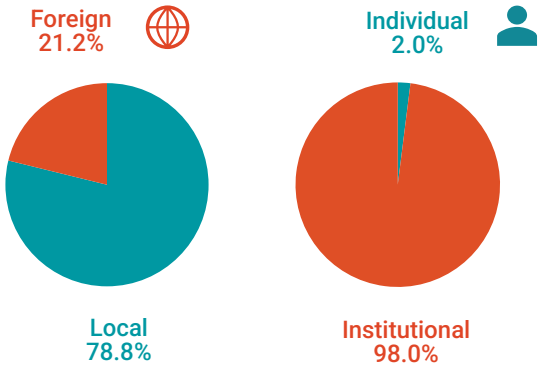
▸ Eneva Shareholder Profile

On September 30th, 2026:

Main Shareholders
(%)



Shareholders
(By Type)



Notes

[41] Excludes the value of treasury shares at the closing price for the period.
[42] 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. 3Q25 figures were restated to exclude treasury shares from market cap.
[43] The calculation of outstanding shares excludes treasury shares and shares held by members of management.

ESG ENVIRONMENTAL, SOCIAL & GOVERNANCE

Eneva disclosed its 2025 Integrated Report and ESG Databook 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, the Integrated Report and the ESG Databook underwent independent assurance by a specialized audit firm, in compliance with the recommendations of the Brazilian Securities and Exchange Commission (CVM). To view the latest documents, **click here**.

ESG KEY INDICATORS

Since the release of the 2019 Sustainability Report, in 2020, the Company has been updating its sustainability indicators on a quarterly basis. The interactive spreadsheet containing all the indicators disclosed by Eneva is available on the Company's Investor Relations website and can be accessed **here**.

EXHIBITS[44] INCOME STATEMENT TABLES BY SEGMENT

Income Statement – 3Q26	Parnaíba Generation	Roraima Generation	Azulão I Generation	Third Party Gas Generation	Total Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total with Gas/Upstream Eliminations	Sergipe Hub	Coal Generation	Oil Generation	Solar Generation	Energy Trading	SSLNG & GNL	Holding & Others	Elimination Adjustments	Total
R$ Million																	
Gross Operation Revenues	765,0	190,4	81,3	102,9	1.139,6	298,1	(291,8)	1.145,9	1.028,8	103,4	109,1	133,1	1.239,5	99,6	-	(199,1)	3.660,3
Deductions from Gross Revenues	(76,4)	(73,7)	(8,4)	(11,2)	(169,7)	(43,2)	570,9	358,0	(128,3)	(9,6)	(12,8)	(14,1)	(123,0)	(10,5)	-	(484,4)	(424,8)
Net Operating Revenues	688,7	116,7	72,8	91,7	969,9	254,9	279,1	1.503,9	900,5	93,9	96,2	118,9	1.116,5	89,2	-	(683,4)	3.235,6
Operating Costs	(481,4)	(108,5)	(28,5)	(34,9)	(653,3)	(140,3)	229,9	(563,7)	(646,7)	(46,8)	(50,9)	(148,6)	(1.082,2)	(62,0)	-	169,7	(2.431,1)
Depreciation & amortization	(83,4)	(43,5)	(6,7)	(11,0)	(144,6)	(74,6)	-	(219,2)	(101,6)	(16,6)	(12,5)	(30,9)	-	(17,5)	-	8,7	(389,7)
Operating Expenses 1	(11,6)	(6,9)	(0,9)	(1,5)	(20,9)	(20,2)	1,1	(40,0)	(3,8)	(1,7)	(1,1)	(3,3)	(11,6)	(2,6)	(239,6)	(3,3)	(307,1)
SG&A and Exploration Expenses 2 3	(11,2)	(6,8)	(0,9)	(1,5)	(20,4)	(21,1)	1,1	(40,4)	(3,8)	(3,6)	(1,1)	(3,2)	(10,9)	(2,6)	(121,3)	(2,8)	(189,6)
Depreciation & amortization	(0,4)	(0,1)	-	-	(0,5)	0,9	-	0,4	(0,0)	1,9	(0,0)	(0,1)	(0,7)	(0,0)	(118,4)	(0,5)	(117,5)
Other revenues/expenses	(6,6)	(0,8)	(0,2)	0,1	(7,6)	5,2	0,0	(2,4)	83,5	(0,3)	(0,1)	(0,0)	(0,0)	341,0	(19,9)	0,0	401,8
Equity Income	-	-	-	-	-	-	(34,8)	(34,8)	-	-	-	-	-	-	165,9	(130,4)	0,7
EBITDA (as of ICVM 527/12)	272,9	44,0	49,9	66,4	433,2	173,3	475,3	1.081,8	435,1	59,8	56,7	(2,0)	23,4	383,1	24,7	(655,6)	1.407,0
Net Financial Result	3,7	(5,4)	(6,8)	(0,1)	(8,7)	(4,9)	-	(13,5)	(215,3)	(2,1)	0,4	(7,6)	1,2	(7,6)	(180,8)	4,7	(420,7)
EBT	192,7	(5,0)	36,4	55,3	279,4	94,8	475,3	849,5	118,1	43,0	44,5	(40,6)	23,8	358,0	(274,4)	(642,8)	479,1
Current Taxes	(25,2)	(4,5)	(9,8)	-	(39,6)	-	-	(39,6)	-	(2,2)	(0,8)	-	(5,0)	1,4	(0,0)	-	(46,1)
Deferred Taxes	(5,0)	6,4	(1,5)	-	(0,1)	-	-	(0,1)	-	(6,2)	(0,4)	13,9	26,1	1,0	(19,2)	-	15,0
Net Income end of Period	162,5	(3,1)	25,1	55,3	239,7	94,8	475,3	809,8	118,1	34,6	43,3	(26,7)	44,9	360,4	(293,7)	(642,8)	447,9
Net Result - Minoritary Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	125,1	125,1
Eneva Net income	162,5	(3,1)	25,1	55,3	239,7	94,8	475,3	809,8	118,1	34,6	43,3	(26,7)	44,9	360,4	(293,7)	(767,9)	322,9

1 - SG&A also includes expenses related to LTIPs.

Income Statement – 3Q25	Parnaíba Generation	Roraima Generation	Azulão I Generation	Third Party Gas Generation	Total Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total with Gas/Upstream Eliminations	Sergipe Hub	Coal Generation	Oil Generation	Solar Generation	Energy Trading	SSLNG & GNL	Holding & Others	Elimination Adjustments	Total
R$ Million																	
Gross Operation Revenues	1.066,0	205,6	-	672,7	1.944,2	463,7	(571,4)	1.836,5	899,8	406,0	25,6	112,9	2.099,0	139,4	-	(558,5)	4.960,7
Deductions from Gross Revenues	(121,6)	(9,5)	-	(115,0)	(246,0)	(66,8)	104,4	(208,4)	(111,0)	(41,4)	(1,8)	(7,5)	(200,9)	(13,7)	-	51,9	(532,7)
Net Operating Revenues	944,4	196,1	-	557,7	1.698,2	396,8	(467,0)	1.628,0	788,9	364,6	23,8	105,4	1.898,2	125,8	-	(506,6)	4.428,0
Operating Costs	(651,5)	(99,0)	-	(109,5)	(860,0)	(211,0)	466,6	(604,4)	(454,8)	(344,5)	(38,9)	(141,1)	(1.910,0)	(62,6)	0,1	500,7	(3.055,6)
Depreciation & amortization	(66,3)	(38,3)	-	(11,4)	(116,0)	(122,0)	-	(238,0)	(99,4)	(112,5)	(13,4)	(28,9)	-	(12,8)	-	5,6	(499,3)
Operating Expenses 1	(7,3)	(5,2)	(0,0)	(2,0)	(14,5)	(81,8)	2,3	(94,1)	(3,2)	(7,0)	(2,4)	(2,6)	(12,3)	(3,4)	(326,4)	2,5	(448,8)
SG&A and Exploration Expenses 2 3	(7,0)	(5,2)	(0,0)	(2,0)	(14,2)	(78,0)	2,3	(89,9)	(3,2)	(6,6)	(2,3)	(2,5)	(11,7)	(3,3)	(66,0)	(2,3)	(187,8)
Depreciation & amortization	(0,3)	(0,0)	-	-	(0,3)	(3,9)	-	(4,2)	(0,0)	(0,5)	(0,1)	(0,1)	(0,6)	(0,0)	(260,3)	4,8	(261,0)
Other revenues/expenses	42,6	(0,2)	-	(0,5)	41,8	(0,0)	0,4	42,2	133,0	4,7	0,5	(0,0)	8,6	(5,5)	(44,6)	(0,5)	138,5
Equity Income	-	-	-	-	-	-	(48,7)	(48,7)	-	-	-	-	-	-	254,8	(205,6)	0,5
EBITDA (as of ICVM 527/12)	394,7	129,9	(0,0)	457,1	981,7	229,8	(46,4)	1.165,2	563,2	130,8	(3,5)	(9,3)	(14,9)	67,1	144,2	(219,8)	1.822,9
Net Financial Result	39,0	(7,3)	2,5	0,1	34,3	(239,4)	0,6	(204,5)	232,5	(26,2)	0,9	(3,3)	1,4	(2,7)	(376,7)	5,7	(373,0)
EBT	367,1	84,3	2,5	445,8	899,7	(135,4)	(45,8)	718,5	696,3	(8,4)	(16,1)	(41,6)	(14,1)	51,5	(492,8)	(203,8)	689,6
Current Taxes	(55,3)	(9,7)	-	-	(65,0)	-	-	(65,0)	-	(0,9)	-	(4,8)	-	(1,8)	(16,4)	-	(88,9)
Deferred Taxes	(5,2)	(2,6)	-	-	(7,8)	-	-	(7,8)	-	2,4	0,3	4,8	31,7	(0,0)	(87,5)	-	(56,0)
Net Income end of Period	306,6	72,0	2,5	445,8	826,9	(135,4)	(45,8)	645,7	696,3	(6,9)	(15,8)	(41,6)	17,7	49,7	(596,6)	(203,8)	544,7
Net Result - Minoritary Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	193,0	193,0
Eneva Net income	306,6	72,0	2,5	445,8	826,9	(135,4)	(45,8)	645,7	696,3	(6,9)	(15,8)	(41,6)	17,7	49,7	(596,6)	(396,7)	351,7

1 - SG&A also includes expenses related to LTIPs.

Income Statement – 9M26	Parnaíba Generation	Roraima Generation	Azulão I Generation	Third Party Gas Generation	Total Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total with Gas/Upstream Eliminations	Sergipe Hub	Coal Generation	Oil Generation	Solar Generation	Energy Trading	SSLNG & GNL	Holding & Others	Elimination Adjustments	Total
R$ Million																	
Gross Operation Revenues	2.712,4	606,3	100,5	141,6	3.560,9	993,6	(1.031,0)	3.523,5	3.417,5	639,7	325,8	418,5	5.641,6	365,6	-	(1.035,1)	13.297,2
Deductions from Gross Revenues	(284,0)	(96,1)	(10,2)	(16,1)	(406,5)	(152,9)	710,3	150,9	(429,5)	(64,7)	(36,0)	(44,1)	(564,0)	(36,6)	-	(379,5)	(1.403,4)
Net Operating Revenues	2.428,4	510,2	90,3	125,5	3.154,4	840,7	(320,7)	3.674,5	2.988,0	575,0	289,8	374,4	5.077,6	329,1	-	(1.414,6)	11.893,7
Operating Costs	(1.665,5)	(321,8)	(39,0)	(115,5)	(2.141,8)	(425,1)	819,5	(1.747,4)	(2.029,7)	(362,9)	(146,3)	(468,7)	(4.882,0)	(175,9)	-	902,2	(8.910,7)
Depreciation & amortization	(226,4)	(126,6)	(6,7)	(33,6)	(393,2)	(201,6)	-	(594,8)	(302,9)	(128,0)	(39,1)	(91,9)	-	(57,1)	-	24,6	(1.189,3)
Operating Expenses 1	(28,4)	(16,2)	(0,9)	(3,5)	(49,1)	(112,9)	6,2	(155,8)	(10,3)	(13,0)	(4,3)	(8,2)	(31,7)	(7,5)	(706,3)	(9,9)	(946,9)
SG&A and Exploration Expenses 2 3	(27,1)	(15,9)	(0,9)	(3,5)	(47,5)	(105,5)	6,2	(146,8)	(10,2)	(14,2)	(3,9)	(7,8)	(29,4)	(7,4)	(351,1)	(7,8)	(578,7)
Depreciation & amortization	(1,3)	(0,3)	-	-	(1,6)	(7,4)	-	(9,0)	(0,0)	1,2	(0,4)	(0,4)	(2,3)	(0,1)	(355,1)	(2,1)	(368,2)
Other revenues/expenses	(14,0)	248,5	(0,2)	0,1	234,4	0,9	0,0	235,3	342,6	(9,8)	(0,3)	(5,7)	0,2	336,7	(156,4)	(0,0)	742,5
Equity Income	-	-	-	-	-	-	(462,0)	(462,0)	-	-	-	-	-	-	935,0	(472,8)	0,3
EBITDA (as of ICVM 527/12)	948,2	547,6	56,8	40,1	1.592,8	512,6	43,0	2.148,4	1.593,6	316,1	178,5	(15,9)	166,4	539,5	427,5	(1.017,6)	4.336,4
Net Financial Result	(51,7)	(38,6)	(5,8)	(0,2)	(96,4)	(30,4)	-	(126,8)	(379,8)	(29,1)	2,7	(14,4)	2,9	(26,6)	(931,8)	13,6	(1.489,3)
EBT	668,8	382,1	44,3	6,4	1.101,6	273,1	43,0	1.417,7	910,8	160,2	141,6	(122,6)	167,0	455,7	(859,4)	(981,4)	1.289,6
Current Taxes	(95,7)	(17,2)	(11,6)	-	(124,4)	-	-	(124,4)	-	(7,1)	(4,6)	-	(12,4)	-	(0,0)	-	(148,6)
Deferred Taxes	(20,2)	(4,0)	(1,5)	-	(25,6)	-	-	(25,6)	-	(26,9)	(1,2)	54,5	97,3	1,2	6,5	-	105,7
Net Income end of Period	552,9	361,0	31,2	6,4	951,5	273,1	43,0	1.267,7	910,8	126,1	135,8	(68,1)	251,9	457,0	(853,0)	(981,4)	1.246,8
Net Result - Minoritary Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	369,8	369,8
Eneva Net income	552,9	361,0	31,2	6,4	951,5	273,1	43,0	1.267,7	910,8	126,1	135,8	(68,1)	251,9	457,0	(853,0)	(1.351,2)	877,0

1 - SG&A also includes expenses related to LTIPs.

Income Statement – 9M25	Parnaíba Generation	Roraima Generation	Azulão I Generation	Third Party Gas Generation	Total Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total with Gas/Upstream Eliminations	Sergipe Hub	Coal Generation	Oil Generation	Solar Generation	Energy Trading	SSLNG & GNL	Holding & Others	Elimination Adjustments	Total
R$ Million																	
Gross Operation Revenues	2.477,9	616,0	-	2.028,9	5.122,7	873,5	(1.024,4)	4.971,8	2.800,6	967,5	26,3	335,4	5.670,3	410,5	0,0	(1.373,2)	13.809,1
Deductions from Gross Revenues	(278,7)	(31,6)	-	(343,9)	(654,2)	(128,0)	180,0	(602,3)	(304,1)	(99,1)	(2,6)	(23,1)	(498,7)	(41,2)	(0,0)	127,5	(1.443,6)
Net Operating Revenues	2.199,2	584,3	-	1.685,0	4.468,5	745,5	(844,5)	4.369,5	2.496,6	868,4	23,7	312,2	5.171,5	369,3	0,0	(1.245,7)	12.365,6
Operating Costs	(1.426,6)	(310,4)	-	(351,4)	(2.088,4)	(361,5)	844,5	(1.605,5)	(1.491,3)	(706,4)	(120,3)	(391,1)	(5.078,8)	(173,4)	0,0	1.233,6	(8.333,0)
Depreciation & amortization	(185,0)	(110,3)	-	(34,0)	(329,3)	(168,3)	-	(497,6)	(296,4)	(321,9)	(39,3)	(86,2)	-	(25,6)	-	22,5	(1.244,6)
Operating Expenses 1	(23,7)	(15,6)	(0,1)	(4,4)	(43,8)	(207,8)	7,7	(243,9)	(10,5)	(20,6)	(11,0)	(10,3)	(39,7)	(8,4)	(929,9)	(8,8)	(1.282,9)
SG&A and Exploration Expenses 2 3	(22,8)	(15,6)	(0,1)	(4,4)	(42,9)	(196,2)	7,7	(231,3)	(10,5)	(19,2)	(7,6)	(9,9)	(38,0)	(8,3)	(218,0)	(7,7)	(550,5)
Depreciation & amortization	(0,9)	(0,0)	-	(0,0)	(0,9)	(11,6)	-	(12,5)	(0,0)	(1,4)	(3,4)	(0,4)	(1,6)	(0,1)	(711,9)	(1,1)	(732,4)
Other revenues/expenses	40,2	(0,5)	(0,0)	(0,2)	39,5	(0,2)	-	39,3	324,1	3,3	0,0	(0,0)	(1,5)	(12,2)	(61,8)	(0,5)	290,7
Equity Income	-	-	-	-	-	-	(179,8)	(179,8)	-	-	-	-	-	-	772,6	(591,1)	1,7
EBITDA (as of ICVM 527/12)	974,9	368,2	(0,1)	1.363,0	2.706,0	355,9	(172,1)	2.889,8	1.615,4	468,0	(64,8)	(2,5)	53,2	200,9	492,7	(633,7)	5.019,1
Net Financial Result	(36,4)	(53,9)	0,3	4,4	(85,5)	(1,3)	1,6	(85,2)	163,6	(86,7)	1,4	(22,6)	2,6	(27,2)	(834,9)	10,9	(878,1)
EBT	752,7	204,0	0,2	1.333,4	2.290,3	174,7	(170,5)	2.294,5	1.482,5	58,1	(106,2)	(111,7)	54,2	148,0	(1.054,0)	(601,5)	2.163,9
Current Taxes	(103,6)	(17,8)	-	(20,2)	(141,7)	-	-	(141,7)	-	(7,2)	1,4	(13,0)	(11,1)	(6,0)	(16,4)	-	(194,0)
Deferred Taxes	(20,3)	(11,9)	-	(2,2)	(34,4)	-	-	(34,4)	-	(3,5)	1,0	10,4	21,6	(1,3)	(464,2)	-	(470,4)
Net Income end of Period	628,7	174,2	0,2	1.311,1	2.114,2	174,7	(170,5)	2.118,4	1.482,5	47,3	(103,7)	(114,3)	64,7	140,8	(1.534,7)	(601,5)	1.499,5
Net Result - Minoritary Interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	398,9	398,9
Eneva Net income	628,7	174,2	0,2	1.311,1	2.114,2	174,7	(170,5)	2.118,4	1.482,5	47,3	(103,7)	(114,3)	64,7	140,8	(1.534,7)	(1.000,4)	1.100,6

1 - SG&A also includes expenses related to LTIPs.

Notes

[44] The line items presented in this document include the Coal-Fired Generation segment. In the Financial Statements, however, as a result of the divestment and the resulting accounting treatment applicable to discontinued operations, the segment's results are not presented within the respective line items and are instead recognized under Discontinued Operations, as detailed in Note 3.1.



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